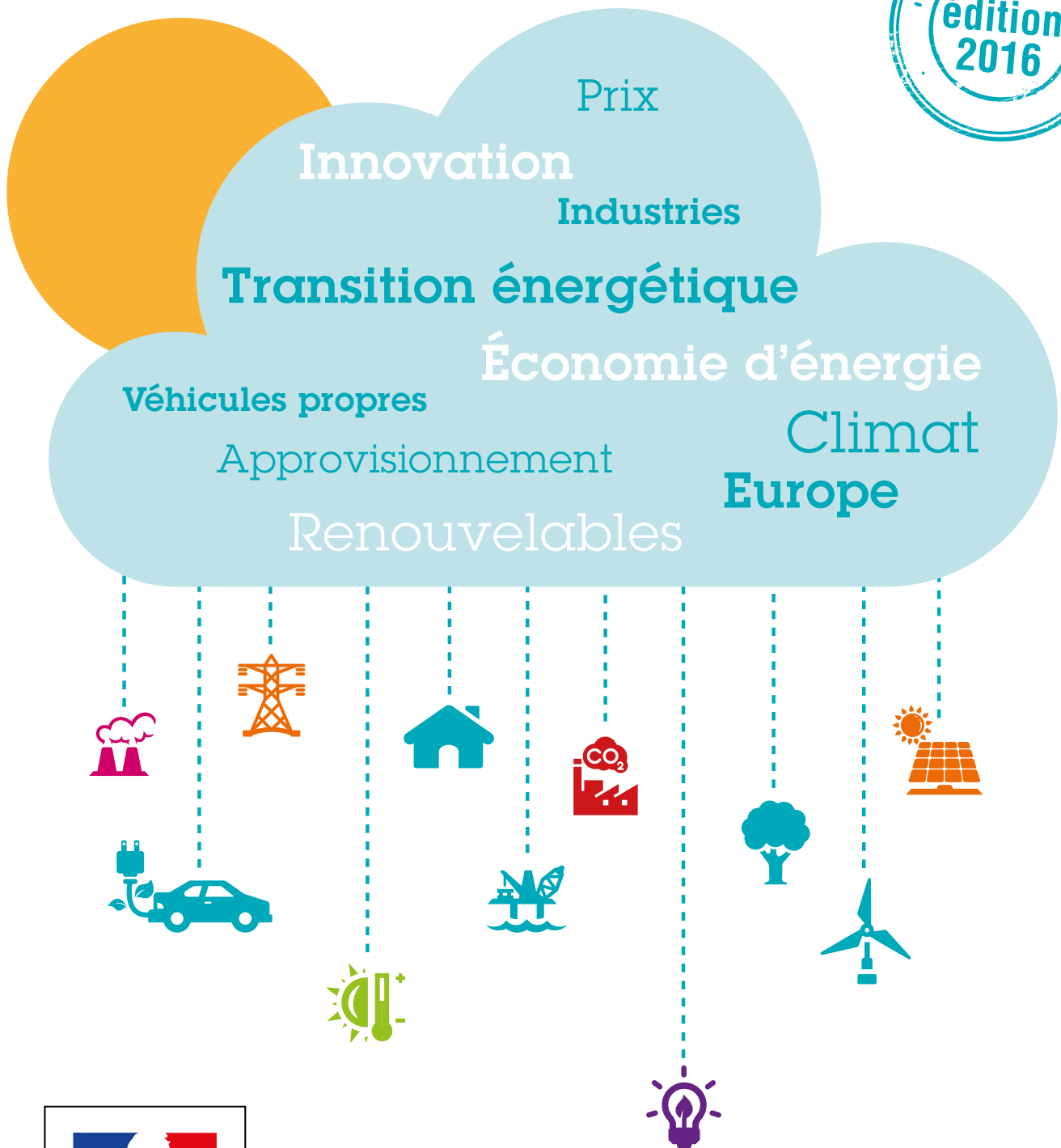


PANORAMA ÉNERGIES-CLIMAT



Sommaire

Energies, climat, efficacité énergétique, air extérieur : les faits marquants de 2015

Transition énergétique : enjeux et actions

- 1- La loi transition énergétique et ses mesures d'accompagnement
- 2 - Chiffres clés énergies-climat en France
- 3 - Le rôle des territoires dans la transition énergétique
- 4 - Lutter contre le changement climatique
- 5 - Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique
- 6 - Combattre la précarité énergétique
- 7 - Développer les technologies pour le système énergétique de demain
- 8 - Développer les véhicules à faibles émissions
- 9 - Améliorer la qualité de l'air ambiant

Environnement européen et international

- 10 - Les objectifs européens énergie climat
- 11 - Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux et la sécurité d'approvisionnement
- 12 - Les marchés européens de l'électricité
- 13 - Importations, exportations, facture énergétique
- 14 - Les marchés européen et mondiaux du carbone

Le secteur pétrolier et gazier en France

- 15 - L'exploration et la production d'hydrocarbures en France
- 16 - Le raffinage
- 17 - Les infrastructures pétrolières et les stocks stratégiques pétroliers
- 18 - Les infrastructures gazières

Le système électrique en France

- 19 - La production d'électricité et l'effacement de consommation en France
- 20 - Les réseaux électriques
- 21 - Augmenter la flexibilité des systèmes énergétiques

Les filières industrielles pour la production d'énergie décarbonée

- 22 - La biomasse énergie
- 23 - Les carburants de substitution
- 24 - L'éolien
- 25 - L'énergie solaire
- 26 - Les énergies marines renouvelables
- 27 - La géothermie
- 28 - L'hydroélectricité
- 29 - L'industrie nucléaire
- 30 - Les dispositifs de soutien à la production d'énergies renouvelables

Les marchés de détail et la fiscalité de l'énergie

- 31 - Les prix et la distribution des produits pétroliers
- 32 - La commercialisation du gaz
- 33 - La commercialisation de l'électricité
- 34 - La fiscalité sur l'énergie

Energie, climat : faits marquants 2015

Une année marquée par l'adoption de l'Accord de Paris au niveau international et par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

L'année 2015 a été marquée au niveau national par la promulgation de la loi de transition énergétique pour la croissance verte. De nombreuses actions d'accompagnement ont également été mises en œuvre : appels à projets pour les territoires, appels d'offres énergies renouvelables,...

La COP21, qui s'est déroulée à Paris en fin d'année, a permis l'adoption d'un accord historique pour la lutte contre le changement climatique.

Promulgation de loi de transition énergétique pour la croissance verte

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ainsi que les plans d'action qui l'accompagnent visent à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et de renforcer son indépendance énergétique en équilibrant mieux ses différentes sources d'approvisionnement. Elle a été promulguée le 17 août 2015.

Les grands objectifs de la loi

- Réduire de 40 % d'émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990 ;
- Réduire de 30 % de consommation d'énergies fossiles en 2030 par rapport à 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale d'énergie en 2030 et 40 de la production d'électricité ;
- Réduire la consommation énergétique finale de 20 % en 2030 et 50 % en 2050 ;
- Diversifier la production d'électricité et baisser la part du nucléaire à 50 % à horizon 2025.

Mise en œuvre de la loi

La loi comporte 163 mesures d'applications (décrets simples ou en Conseil d'Etat) et 55 habilitations à légiférer par ordonnance.

Une fiche du panorama 2016 est dédiée à la loi de transition énergétique. Le ministère publie sur son site internet un module de suivi de l'application de la loi :

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Module-de-suivi-de-la-loi-de.html>

COP 21 : Accord de Paris et plan d'actions Lima-Paris

Accord de Paris

Samedi 12 décembre 2015, 195 parties ont signé un accord historique et contraignant à la conférence de Paris pour lutter contre le changement

climatique : l'Accord de Paris. C'est la première fois que la communauté internationale trouve un consensus sur le climat.

L'Accord repose sur plusieurs piliers :

- l'atténuation : réduction des émissions de gaz à effet de serre suffisamment vite pour atteindre l'objectif de limitation de la hausse de la température à 2°C et tendre vers 1,5°C d'augmentation pour permettre en particulier la sauvegarde des Etats insulaires ;
- un système de transparence et de bilan mondial, avec la publication des contributions nationales : les plans d'actions des pays pour faire baisser leurs émissions de gaz à effet de serre ;
- l'adaptation : en renforçant la capacité des pays à faire face aux impacts climatiques ;
- Pertes et dommages - renforcer la capacité à se remettre des impacts climatiques
- Soutien - dont les financements pour que les nations construisent des avenir propres et résilients 100 milliards de dollars devront être consacrés chaque année à partir de 2020 à financer des projets permettant aux pays de faire évoluer leur économie vers un modèle bas-carbone tout en se développant et de s'adapter au changement climatique.

Les contributions nationales

Les contributions nationales sont un nouvel instrument de la convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC). Elles présentent les efforts nationaux envisagés pour lutter contre le changement climatique : ceux déjà fournis et ceux qui restent à faire. 186 pays ont déposé leurs contributions nationales pour la COP 21. Le Président de la République a annoncé que la contribution nationale de la France serait revue avant 2020.

Le plan d'actions Lima-Paris

Le Plan d'actions Lima-Paris, appelé également "Agenda des solutions" était une démarche inédite dans l'histoire des COP, puisque c'est la première fois que la société civile est pleinement associée à la conférence.

Lancé par Ban Ki-Moon au Sommet de New York en septembre 2014, il a été piloté par le « Quartet » : France, Pérou, Secrétariat de la CCNUCC et Bureau exécutif du Secrétaire général des Nations Unies

La mobilisation de la société civile a été particulièrement réussie : 10.000 acteurs impliqués, 70 engagements, 180 pays concernés, autour de 12 thématiques.

70 engagements ont été pris de la part de 10.000 entreprises / citoyens / territoires :

- Alliance solaire internationale (pilotage Inde, avec la France) : transfert de technologies Nord/Sud ;

- Mission Innovation : doublement des investissements pour l'innovation d'ici 5 ans ;
- Prix du carbone : engagement de 40 pays pour fixer un prix du carbone, création d'une coalition internationale ;
- Océan : pour la 1ère fois, session de haut niveau sur le sujet – rapport du GIEC ;
- Mobilité durable : appel à projets mondial pour un véhicule électrique à 7000€ ;
- Alliance mondiale pour la construction : 20 pays, 8 grands groupes, 50 organisations ;
- Coalition pour le climat et l'air pur : 100 participants ;
- Alliance pour la géothermie : coopérations technologiques et financements ;
- Territoires : « Solutions pour le climat » - 3 Etats américains (Californie, Vermont, Washington) ;
- 1 milliard d'euros de financements par la Banque Européenne d'investissement ;
- 10 milliards d'euros pour les énergies vertes en Afrique ;
- Observation satellitaire de la déforestation (projet au Gabon) et agro-écologie.

Les Territoires à énergie positive pour la croissance verte

Les territoires au cœur de la transition énergétique

L'année 2015 a été marquée par la désignation, en février, des 212 lauréats de l'appel à projets "Territoires à énergie positive pour la croissance verte". Il s'agit de territoires d'excellence de la transition énergétique et écologique. La collectivité s'engage à réduire les besoins en énergie de ses habitants, des constructions, des activités économiques, des transports, des loisirs. Elle propose un programme global pour un nouveau modèle de développement, plus sobre et économe.

Les TEPCV bénéficient d'un soutien de 500 000 €, pouvant aller jusqu'à 2 millions d'euros.

Six domaines d'action sont prioritaires dans ces territoires

- **La réduction de la consommation d'énergie**
- **La diminution des pollutions et le développement des transports propres**
- **Le développement des énergies renouvelables**
- **La préservation de la biodiversité**
- **La lutte contre le gaspillage et la réduction des déchets**
- **L'éducation à l'environnement**

Après une enquête réalisée auprès des territoires, le bilan des actions initiées et réalisées depuis 1^{er} janvier 2015 montre sur :

- Plus de 325 millions d'€ d'investissements ont été générés pas effet de levier
- Plus de 260 000 tonnes de CO2 ont été évitées
- Près de 3 500 GWh d'ENR ont été produits

- Plus de 310 bâtiments publics ont été rénovés en BBC
- Plus de 1.5 millions de m2 de panneaux photovoltaïque ont été installés

Ségolène Royal a annoncé le 7 mars 2016 le doublement de l'enveloppe de subventions attribuée aux « territoires à énergie positive pour la croissance verte ». **Aujourd'hui 400 territoires sont labellisés et bénéficient du soutien du Fonds de financement de la transition énergétique.**

Les passeports de la rénovation énergétique

Le ministère de l'environnement a signé en novembre 2015 avec Engie, une convention pour l'expérimentation des passeports de la rénovation énergétique dans les TEPCV.

Ils fourniront aux personnes qui en font la demande des recommandations de travaux personnalisées afin de les accompagner dans la rénovation de leur logement.

Premières rencontres nationales "territoires et entreprises pour le climat"

Les 22 et 23 octobre 2015, des élus des « territoires à énergie positive » et des entreprises des énergies renouvelables se sont rencontrés pour engager une démarche inédite : favoriser les rencontres entre tous les acteurs qui agissent au quotidien pour faire de la transition énergétique une réalité.

Organisées en partenariat avec l'Ademe et le Syndicat des Energies Renouvelables, leur objectif est d'accélérer la mise en œuvre des projets d'énergies renouvelables sur les territoires en réunissant l'ensemble des acteurs de la transition énergétique : territoires et entreprises de toutes les filières (biomasse et biogaz, solaire thermique et photovoltaïque, éolien, hydroélectricité, hydrolien fluvial, géothermie, performance énergétique...).

Ampoules LED

Une convention signée entre le ministère et EDF permet la distribution gratuite d'un million d'ampoules LED dans les Territoires à Energie Positive pour la Croissance Verte. La remise des ampoules LED concerne les territoires de moins de 250 000 habitants qui en ont fait la demande.

Energie

Disparition progressive des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz pour les professionnels

Pour les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, les tarifs réglementés ont été supprimés le 31 décembre 2015,

ce qui a constitué une nouvelle étape importante de l'ouverture des marchés à la concurrence.

Les tarifs réglementés de vente pour les gros et moyens consommateurs non domestiques de gaz (à l'exception des petits professionnels dont le niveau de consommation est inférieur ou égal à 30 MWh/an et du petit résidentiel collectif) ont également été supprimés depuis le 31 décembre 2015.

La baisse des prix des produits pétroliers

En 2015, les prix moyens au détail des carburants en France ont baissé pour la troisième année consécutive avec une accélération en fin d'année dans le sillage de la forte chute du cours du pétrole brut. Ils ont atteint fin 2015 leur niveau le plus bas depuis 2009.

La consommation de carburants routiers est en légère hausse pour la deuxième année consécutive.

Augmentation de la valeur de la tonne de carbone

La loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit une trajectoire d'augmentation de la valeur de la tonne de carbone à 56 € en 2020 et à 100 € en 2030. Cette augmentation est compensée par une réduction de la fiscalité sur d'autres produits, travaux ou revenus. La loi de finances rectificative pour 2015 a fixé en cohérence un prix de la tonne de CO₂ dans les taxes sur l'énergie à 30,5 €/t pour 2017.

Rapprochement de la fiscalité de l'essence et du gazole

Fin 2015, le gouvernement a pris des mesures pour rapprocher progressivement la fiscalité de l'essence et du gazole, et ainsi mettre fin à l'avantage fiscal du gazole. Il suscite en effet une préoccupation légitime de nombreux français quant à son impact sur la qualité de l'air. L'écart a été réduit de 2c€/l au 1er janvier 2016 puis à nouveau de 2c€/l au 1er janvier 2017 (majoration d'1c€/l de la fiscalité sur le gazole, diminution d'1c€/l de la fiscalité sur l'essence).

Smart grids (réseaux électriques intelligents)

Les résultats de l'appel à projets pour le déploiement à grande échelle de Réseaux électriques intelligents, lancé avril 2015 dans le cadre de la solution « Ville durable » de la Nouvelle France industrielle ont été présentés en mars 2016. Après analyse des dossiers par un collège d'experts indépendants, les résultats suivants sont retenus : FLEXGRID, déposé par le Conseil régional de Provence-Alpes-Côte d'Azur, SMILE, déposé par le Conseil régional de Bretagne, en lien avec les Pays-de-la-Loire, YOU & GRID, déposé par la métropole européenne de Lille, en lien avec le Nord-Pas-de-Calais.

Le nucléaire en France

L'année 2015 a également été marquée par la décision du président de la République d'engager, le 3 juin 2015, la refondation de la filière nucléaire française, articulée autour du rapprochement entre EDF et AREVA NP (filiale d'Areva dédiée à la conception,

construction et maintenance des réacteurs), afin d'en renforcer la cohérence et la performance, y compris à l'export. Parallèlement un nouvel Areva, centré sur le cycle du combustible, sera mis en place et doté des moyens, y compris financiers par augmentation de capital, pour se développer sur ces marchés, en France, Europe et à l'international.

Energies renouvelables

De nouveaux objectifs de développement

Sans attendre la publication de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévue par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, de nouveaux objectifs ont été fixés en avril 2016, par arrêté ministériel, dans les programmations pluriannuelles des investissements de production d'électricité et de chaleur, qui dataient de 2009.

Ces programmations fixent désormais des objectifs pour chaque filière à l'horizon 2018 et 2023, allant donc au-delà de leur horizon initial qui était 2020.

Nouvelle prime de soutien aux énergies renouvelables électriques

Le complément de rémunération, introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, est une prime versée à un producteur d'énergie renouvelable en complément de la vente sur le marché de l'électricité qu'il a produite. Cette prime est proportionnelle à l'énergie produite et calculée comme la différence entre un tarif de référence, assimilable au tarif d'achat actuel, et un prix de marché de référence. Cette prime, tout comme le tarif d'achat, doit permettre de donner à ce producteur un niveau de rémunération permettant de couvrir les coûts de son installation tout en assurant une rentabilité normale de son projet.

Des appels d'offres et appels à projet dans de nombreuses filières

Energies renouvelables en mer

Quatre zones propices au développement des fermes pilotes pour les éoliennes flottantes ont été identifiées dans trois régions différentes : Bretagne, Languedoc-Roussillon et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Un appel à projets a été lancé en 2015 dans le cadre du programme des investissements d'avenir (PIA)

Solaire photovoltaïque

250 entreprises ont été désignées en 2015 lauréates de l'appel d'offres pour des installations solaires de grande puissance (plus de 250 kWc). 349 lauréats ont été désignés de la première tranche de l'appel d'offres pour développer les installations photovoltaïques de moyenne puissance (100 à 250 kilowatts crête) sur bâtiments et sur ombrières de parking. 378 lauréats désignés pour la deuxième période de l'appel d'offres en juillet 2016.

Biomasse énergie

L'appel à manifestation (AMI) Dynamic Bois, dont la 2e édition a été lancée fin février 2016, a pour objectif de financer des projets permettant de mieux exploiter et valoriser la forêt française, essentielle à la lutte contre le changement climatique. 24 projets ont été soutenus en 2015.

Efficacité énergétique

Economies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique

La loi relative à la transition énergétique crée une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Cette nouvelle obligation CEE, dimensionnée à 150 TWh_{cumac} d'ici fin 2017, vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie définis pour la troisième période.

Aides financières pour le secteur résidentiel

Le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) est prolongé jusqu'à fin 2016, au taux unique de réduction d'impôt de 30 %0 L'éco-PTZ est prolongé jusqu'au 31 décembre 2018, il est cumulable sans restriction avec le CITE.

Climat, qualité de l'air

La stratégie nationale bas-carbone

La France a publié en novembre 2015 une stratégie nationale bas-carbone, qui définit la marche à suivre pour conduire la politique d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre dans des conditions soutenables sur le plan économique à moyen et long termes. La trajectoire de réduction des émissions françaises y est déclinée sous forme de budgets carbone, plafonds d'émissions à ne pas dépasser sur des périodes de 4 puis 5 ans (2015-2018, 2019-2023, 2024-2028), en vue d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la France aux horizons 2030 et 2050.

S'adapter au changement climatique

Un premier Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC) a été élaboré pour la période 2011-2015. Intersectoriel et interministériel, il incluait 84 actions dans 20 domaines. Une revue à mi-parcours de ce plan a été conduite fin 2013. Il a également fait l'objet d'une évaluation externe au 2ème semestre 2015 qui a proposé, notamment au regard du 5ème rapport du GIEC, des recommandations pour l'élaboration d'un nouveau plan, qui sera lancée mi 2016 en vue d'une adoption début 2017.

Qualité de l'air

En septembre 2015, Ségolène Royal a annoncé un plan d'action pour améliorer la qualité de l'air avec plusieurs actions phares :

- pour prévenir et contenir les pics de pollution
- création de l'indemnité kilométrique vélo
- déploiement du certificat qualité de l'air
- lancement du contrôle de 100 véhicules tirés au sort pour vérifier les systèmes antipollution
- les lauréats de l'appel à projets "villes respirables en 5 ans"

Le marché carbone européen

Face au constat de la nécessité de permettre à l'offre de quotas de s'adapter aux chocs de demande tout en garantissant l'intégrité environnementale du système, la Commission européenne a proposé la mise en place d'une réserve de stabilité du marché qui vise à piloter de façon plus dynamique la quantité de quotas mise sur le marché. Cette proposition a été adoptée par les Etats membres et le Parlement européen en septembre 2015 avec une entrée en vigueur prévue en 2019. Dans le contexte de prix faible et d'incertitude sur une perspective de redressement à court terme, la France soutient, dans le cadre de la révision de la directive EU ETS pour le post 2020, la mise en place d'un corridor de prix du carbone pour le marché européen. Par ailleurs, au niveau national, un prix plancher du carbone sera mis en place au 1er janvier 2017 pour la production électrique à partir de charbon.

Véhicules

Prime à la conversion des vieux véhicules diesel

Une prime à la conversion des vieux véhicules diesel a été mise en place le 1er avril 2015 Elle s'adresse aux particuliers et aux personnes morales : entreprises, collectivités, administrations de l'Etat etc. Elle se cumule avec le bonus écologique existant, pour atteindre jusqu'à 10 000 € pour l'achat ou la location de plus de 2 ans d'un véhicule neuf émettant jusqu'à 20 g de CO2/km (véhicule électrique), et la mise au rebut d'un vieux véhicule diesel. La prime a été reconduite en 2016 (en élargissant la cible des diesel éligibles pour la prime de conversion, âgés de plus de dix ans, contre quinze précédemment)...

Développement des points de recharge de véhicules électriques accessibles au public

L'appel à manifestations d'intérêt sur l'installation de bornes électriques de recharge portés par les collectivités locales, porté par l'ADEME, s'est terminé le 31 décembre 2015 : 77 projets ont été déposés. À fin mars 2016, les projets d'installation de 20 500 points de recharge ont été aidés à hauteur de 61 millions d'euros.

Suites de l'affaire Volkswagen : mise en place d'une commission indépendante et d'un programme d'essais

Suite à « l'affaire Volkswagen » Ségolène Royal a souhaité mettre en place un programme d'essais destiné à identifier d'éventuelles fraudes aux tests d'homologation et à mieux connaître les émissions des véhicules diesel en conditions de circulation sur route. De plus la ministre a mis en place une commission indépendante, composée de parlementaires, représentants d'ONG, experts techniques et scientifiques, ministères, pour valider et suivre le programme d'essais, qui vise de l'ordre de 100 véhicules, représentatifs des mises sur le marché. Un premier rapport intermédiaire, fondé sur l'analyse des résultats d'essais sur 52 véhicules, a été publié au printemps 2016.

- Marie-Cécile TREMOULET ; Pauline MORIN.

N°1

La loi de transition énergétique et ses mesures d'accompagnement

*Vers un nouveau modèle énergétique français plus diversifié,
plus équilibré, plus sûr et plus participatif*

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)¹ ainsi que les plans d'action qui l'accompagnent visent à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif.

Ces outils seront à la disposition des citoyens, des entreprises et des territoires pour agir concrètement, pour donner du pouvoir d'achat en réduisant les factures d'énergie des ménages, pour améliorer la qualité de vie en protégeant mieux la planète et la santé publique, et pour saisir les opportunités de croissance, de compétitivité et d'emploi pour les industries existantes et les filières d'avenir.

Le contenu de la loi

Les grands objectifs

La transition énergétique vise à préparer l'après pétrole et à instaurer un modèle énergétique robuste et durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, à l'évolution des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de la protection de l'environnement.

Pour donner un cadre à l'action conjointe des citoyens, des entreprises, des territoires et de l'État, la loi fixe des objectifs à moyen et long termes :

- **Réduire les émissions de gaz à effet de serre** de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4). La trajectoire est précisée dans les budgets carbone ;
- **Réduire la consommation énergétique finale** de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- **Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles** de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- **Porter la part des énergies renouvelables** à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030² ;

¹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015

² Avec à cette date, 40% de la production d'électricité, 38% de la consommation finale de chaleur, 15% de la consommation finale de carburants et 10% de la consommation finale de gaz.

- Porter la **part du nucléaire dans la production d'électricité** à 50 % à l'horizon 2025 ;
- Atteindre un niveau de **performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation »** pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;
- Lutter contre la précarité énergétique ;
- Affirmer un droit à l'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages ;
- Réduire de 50 % la quantité de déchets mis en décharge à l'horizon 2025 et **découpler progressivement la croissance économique et la consommation matières premières**.

La LTECV favorise une croissance économique durable et la création d'emplois pérennes et non délocalisables :

- elle permet la création de 100 000 emplois à court terme (dont 75 000 dans le secteur de la rénovation énergétique et près de 30 000 dans le secteur des énergies renouvelables) et de plus de 200 000 emplois à l'horizon 2030 ;
- le PIB devrait profiter des efforts réalisés à hauteur de 0,8% en 2020 et 1,5% en 2030.

Les nouveaux outils de pilotage aux niveaux national et local

La LTECV rénove profondément les outils de gouvernance nationale et territoriale pour permettre une définition plus partagée des politiques et objectifs. Les moyens d'actions des collectivités territoriales sont clarifiés et renforcés

L'État établit une **stratégie nationale bas carbone** (SNBC) qui fixe des objectifs de long terme et donne des orientations transversales et sectorielles pour les atteindre. Les politiques nationales en matière de transports, d'aménagement, de production d'énergie, d'agriculture prendront en compte cette stratégie. Elle fixe également des plafonds d'émissions à ne pas dépasser pour 3 périodes successives de 5 ans. La première SNBC a été publiée en novembre 2015. Elle sera révisée en 2018 puis tous les 5 ans.

Une **programmation pluriannuelle de l'énergie** (PPE) doit être établie pour deux périodes de 5 ans successives³. La loi a ainsi fusionné les exercices de programmation existants dans tous les secteurs de l'énergie (électricité, gaz et chaleur) dans un outil unique et les a élargis à la consommation et aux réseaux. Une PPE sera établie pour la métropole et pour chaque zone non interconnectée, notamment les

³ Sauf pour la première qui sera de 3 ans

territoires d'outre-mer. La Corse a publié sa PPE fin 2015.

Pour ces deux outils, les périodes seront 2015/2016-2018 ; 2019-2023 ; 2024-2028, etc.

La LTECV prévoit l'élaboration de plusieurs autres outils nationaux, prenant en compte la SNBC : on peut citer notamment la stratégie de développement de la mobilité propre, annexée à la PPE, le plan de réduction des émissions de polluants atmosphériques (voir fiche n° 9 – « améliorer la qualité de l'air »), la stratégie nationale de recherche énergétique (voir fiche n° 7 – « développer les technologies pour le système énergétique de demain »), la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (voir fiche n° 22 – « la biomasse énergie »).

Au niveau local, la LTECV renforce le rôle des collectivités pour mobiliser leur territoires et réaffirme le rôle de chef de file de la région dans le domaine de l'efficacité énergétique en complétant les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) par des plans régionaux d'efficacité énergétique. Le PLTECV prévoit en outre que les plans climat air énergie (PCAET) qui intègrent désormais la composante qualité de l'air, sont recentrés uniquement au niveau intercommunal, avec un objectif de couvrir tout le territoire.

Les mesures phares

La LTECV couvre les différents domaines clés de la transition énergétique et contient de nombreuses mesures :

- De **renovation du parc de bâtiments existants**, notamment en profitant de la réalisation de travaux importants (réfection de toiture, ravalement de façade, aménagement de combles) pour améliorer significativement la performance énergétique ;
- D'amélioration de la **performance énergétique et environnementale des bâtiments neufs**, en prévoyant que les constructions publiques doivent être exemplaires, ou en visant la promotion des bâtiments à énergie positive ou à haute performance environnementale ;
- De **développement des transports propres**, notamment en fixant un objectif de 7 millions de points de recharge pour les voitures électriques en 2030, en imposant le renouvellement des flottes publiques par une proportion minimale de véhicules à faibles émissions, ou en permettant des mesures de restriction de la circulation dans les zones affectées par une mauvaise qualité de l'air ;
- De **lutte contre les gaspillages et de promotion l'économie circulaire**, en particulier en visant le découplage progressif entre la croissance économique et la consommation de matières premières, en développant le tri à la source (notamment des déchets alimentaires et des déchets des entreprises) et les filières de recyclage et de valorisation (par exemple dans le secteur du bâtiment) ;
- De **développement des énergies renouvelables**, notamment en simplifiant les procédures, en modernisant la gestion des concessions hydroélectriques (regroupement par vallées, création de sociétés d'économie mixte, nouveaux investissements) et le dispositif de soutien aux énergies électriques matures (mise en place du complément de rémunération) ;
- De **renforcement de la sûreté nucléaire**, par exemple en augmentant la transparence vis-à-vis des commissions locales d'information, en renforçant les pouvoirs de contrôle et de sanction de l'ASN, ou en précisant le cadre réglementaire pour la poursuite de l'exploitation des installations nucléaires au-delà de 40 ans, leur mise à l'arrêt définitif et leur démantèlement ;
- De **simplification des procédures et de clarification du cadre de régulation**, avec la mise en place d'un nouveau mode de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité, de mesures pour garantir la compétitivité des entreprises fortement consommatrices d'énergie, ou la limitation des délais de recours, la clarification des responsabilités des opérateurs, et la facilitation des raccordements en zone littorale pour les installations de productions d'énergie à base de sources renouvelables ;
- De **lutte contre la précarité énergétique**, en créant en particulier le chèque énergie pour aider les ménages disposant de revenus modestes à payer leur facture. Il a été mis en place en 2016, avec dans un premier temps une phase expérimentale dans quatre départements avant la généralisation d'ici début 2018.

Les textes d'application

La mise en œuvre de la LTECV dans des délais resserrés a nécessité un **travail réglementaire très important**, avec de nombreux travaux de concertation avec les parties prenantes sur les textes d'application et une forte mobilisation des instances de consultation telles que le Conseil supérieur de l'énergie.

Fin juillet 2016, sur **163 mesures** (renvois à des décrets dans le texte de loi), plus de **85 % étaient publiées** ou à la signature et près de 10 % étaient en phase de consultations ou au Conseil d'Etat. Par ailleurs, environ **85 % des ordonnances** (sur la base du nombre d'habilitations dans la loi) étaient publiées et près de 15 % étaient en examen au Conseil d'Etat.

Pour assurer la transparence sur le processus de préparation des textes d'application de la LTECV, le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer a mis en place un **module de suivi en ligne** sur son site Internet :

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Module-de-suivi-de-la-loi-de.html>

Les actions d'accompagnement

Sans attendre le vote final de la LTECV, plusieurs initiatives ont été lancées dès 2014 pour créer une dynamique d'action collective :

- l'appel à manifestation d'intérêt « **plateformes de rénovation énergétique de l'habitat** » vise à la création de plateformes locales de la rénovation énergétique du logement privé, individuel comme collectif, en renforcement du service d'information et de conseil indépendant apporté par le réseau « Rénovation Info Service ». Les plateformes ont vocation à faciliter le passage à l'acte en offrant aux ménages, en complément des missions de conseil, un accompagnement technique et financier de leur projet.
- l'appel à projets « **territoires zéro gaspillage zéro déchets** », lancé en juillet 2014, a permis de sélectionner décembre 2014 une première liste de 58 lauréats, complétée par une deuxième liste de 95 nouveaux lauréats en novembre 2015.
- l'appel à projets « **territoires à énergie positive pour la croissance verte** », lancé en septembre 2014 a suscité un fort engouement des collectivités. Les lauréats (près de 400 territoires labellisés en juin 2016) reçoivent une aide financière de 500 000 euros qui peut être renforcée jusqu'à 2 millions d'euros en fonction de la qualité des projets et de leur contribution aux objectifs inscrits dans la loi. Ces subventions doivent permettre de financer rapidement des projets qui contribuent efficacement à la baisse de la consommation d'énergie sur le territoire, à la production d'énergies renouvelables, à la mobilité durable, à la préservation de la biodiversité et à la mobilisation citoyenne (voir fiche n°3 sur les territoires).

Les mesures d'accompagnement et de financement de la transition

Encourager les particuliers

Crédit d'impôt transition énergétique (CITE)

Depuis le 1er septembre 2014, les particuliers peuvent s'engager dans des travaux de rénovation grâce au crédit d'impôt pour la transition énergétique :

- il est accessible à tous - propriétaires occupants comme locataires - et permettra de se voir rembourser 30% du montant des travaux de rénovation énergétique ;
- Les travaux pris en compte s'élèvent jusqu'à 8 000 € pour une personne seule et 16 000 € pour un couple ;
- il est applicable dès la première opération : installation de compteurs individuels, isolation des murs, des combles, remplacement de la chaudière, des fenêtres... ;
- il s'applique en faisant appel à des professionnels

qualifiés RGE (Reconnu Garant de l'Environnement).

Relance de l'éco-prêt à taux zéro (Eco-PTZ)

L'objectif de cette relance, permise par la simplification de la procédure est d'atteindre 100 000 prêts et d'entraîner 2 milliards d'euros de travaux par an :

- il est accessible à tous les propriétaires, qu'ils occupent leur logement ou qu'ils le mettent en location ;
- il s'applique en garantissant la qualité des travaux réalisés grâce à l'éco-conditionnalité des aides qui impose le label « RGE » ;
- la loi de finances rectificative 2014 a déchargé les banques de leur rôle de contrôle technique pour faciliter l'octroi des prêts.

Les propriétaires peuvent bénéficier d'un prêt à taux zéro pouvant atteindre 30 000 € pour réaliser des travaux de rénovation énergétique. L'Eco-PTZ est cumulable avec le CITE depuis 2016.

Mise en place des sociétés de tiers financement

Suite aux travaux de la conférence bancaire et financière pour la transition énergétique, la LTECV a défini un régime juridique simplifié des sociétés de tiers financement, dérogeant au monopole bancaire. Ce texte permet ainsi aux sociétés constituées par les collectivités de prêter aux particuliers et d'apporter les garanties nécessaires, aux emprunteurs comme aux collectivités elles-mêmes.

Le tiers financement vise à faciliter les opérations de rénovation énergétique des logements, en apportant aux particuliers qui souhaitent faire des travaux d'économie d'énergie une offre complète, avec des conseils, un accompagnement et une offre de financement. L'objectif est que le coût des travaux ne soit plus un obstacle à leur réalisation, les sociétés de tiers financement pouvant faire l'avance de l'ensemble des frais, afin de débloquer les chantiers de rénovation pour les ménages qui hésitent.

Les sociétés de tiers financement se développent en régions : Ile de France, Picardie, Rhône-Alpes, Poitou-Charentes...

Encourager les entreprises et les collectivités territoriales

Doubler le volume de prêts de BPI France aux énergies renouvelables

BPI France consacrait, avant 2015, 400 millions d'euros par an à des prêts permettant de financer les investissements de sociétés produisant des énergies renouvelables, ce qui représente un quart des prêts accordés. En s'inscrivant dans les objectifs de la loi, le programme prévisionnel BPI France prévoit le doublement de ses prêts d'ici 2017, pour atteindre 800 millions d'euros par an.

Zoom - Le fonds chaleur comme levier financier de la transition énergétique

Créé en décembre 2008, le fonds chaleur a été mis en place afin de soutenir la production de chaleur à partir de sources renouvelables. Il soutient le développement de l'utilisation de la biomasse (sylvicole, agricole, biogaz...), de la géothermie (en utilisation directe ou par le biais de pompes à chaleur), du solaire thermique, des énergies de récupération, ainsi que le développement des réseaux de chaleur utilisant ces énergies.

Les secteurs concernés sont l'habitat collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie, secteurs pour lesquels l'objectif de production supplémentaire de chaleur renouvelable d'ici 2020 représente près de 5,47 millions de tonnes équivalent pétrole (tep), soit plus du quart de l'objectif global fixé à l'horizon 2020 au niveau européen dans le cadre du paquet énergies-climat. La LTECV vise à favoriser la chaleur renouvelable grâce à un soutien financier renforcé et à la priorité donnée au raccordement aux réseaux.

Ce fonds permet notamment le soutien des lauréats des appels à projets « territoires à énergie positive pour la croissance verte », « territoires zéro gaspillage, zéro déchets » et « villes respirables en 5 ans ».

- Guillaume MEHEUT, Pauline MORIN.

Financer la transition énergétique grâce aux prêts de la Caisse des Dépôts

Depuis 10 ans, le fonds d'épargne de la Caisse des Dépôts accompagne les projets structurants du secteur public local, via des prêts de long terme. Les prêts accordés servent notamment à financer les initiatives contribuant à la transition énergétique dans les territoires :

- rénovation énergétique et bâtiments à énergie positive ;
- transports propres ;
- énergies renouvelables.

Depuis le 1er août 2014, 5 milliards d'euros sont réservés pour financer à taux avantageux les projets contribuant à la transition énergétique.

Les emprunteurs éligibles sont :

- les collectivités territoriales et leurs groupements ;
- les établissements publics rattachés à une collectivité territoriale ;
- les établissements publics de santé, les établissements de santé privés d'intérêt collectif (ESPIC) et leurs groupements ;
- les établissements publics universitaires ;
- les sociétés privées dans le cadre de Partenariats Publics Privés (hors concession).

Zoom sur le fonds de financement de la transition énergétique

La Caisse des dépôts et consignations assure la gestion financière et administrative du fonds de financement de la transition énergétique (FFTE) doté de 1,5 milliard d'euros sur trois ans.

N°

2

Chiffres clés énergies-climat en France

Panorama des principales données de consommation, de production, de prix et d'émissions de gaz à effet de serre

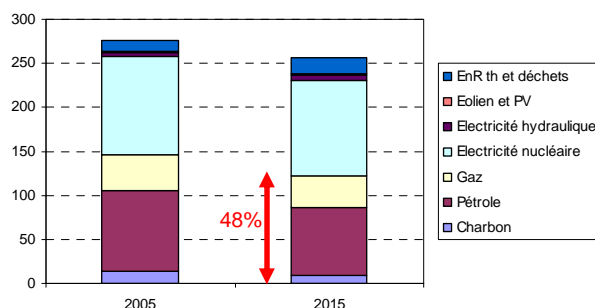
Consommation d'énergie

Consommation d'énergie primaire

La consommation totale d'énergie primaire s'élève en 2015 à 257 Mtep (dont 13 Mtep en non énergétique) en baisse de 0,7% par an en moyenne depuis 2005 (corrigée des variations climatiques).

Le bouquet énergétique primaire de la France est quasi stable depuis le milieu des années 2000, avec aujourd'hui environ 45% d'électricité primaire (renouvelable et non renouvelable), 48% d'énergies fossiles (30% pétrole, 14% gaz naturel, 3% charbon), 7% d'énergies renouvelables thermiques et de déchets valorisés (source : Bilan de l'énergie, CGDD-SOeS).

Consommation totale d'énergie primaire (Mtep en 2015)

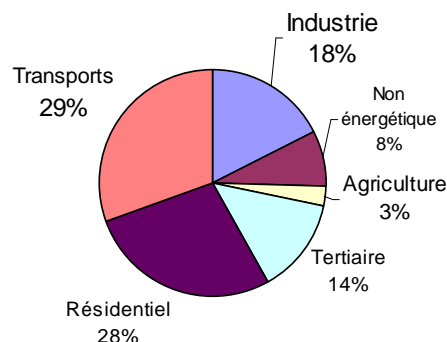


Dans l'Union Européenne, la part des énergies fossiles dans la consommation primaire était de 73% en 2014.

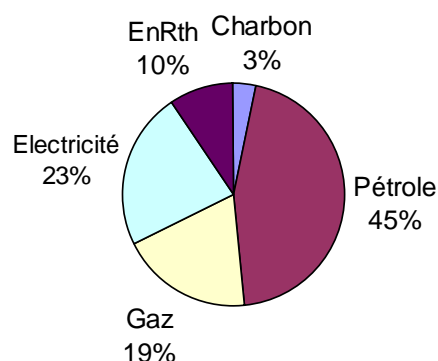
Consommation d'énergie finale

Corrigée des variations climatiques, la consommation totale d'énergie finale s'établit à 162 Mtep (dont 13 Mtep non énergétique). En moyenne depuis 2005, elle décroît de 0,7% par an (à la fois globalement et pour les seuls usages énergétiques).

Consommation totale d'énergie finale par secteur (2015)



Consommation totale d'énergie finale par énergie (2015)



Intensité énergétique (consommation d'énergie par rapport au PIB et par habitant)

Consommation d'énergie par rapport au PIB (tep/M€ en 2014)

	Conso. primaire	Conso. finale
France	116	73
Allemagne	108	79
Italie	93	73
Moyenne UE	115	83

Consommation d'énergie par habitant (tep en 2014)

	Conso. primaire	Conso. finale
France	3,8	2,4
Allemagne	3,9	2,8
Italie	2,5	2,0
Moyenne UE	3,2	2,3

Approvisionnement en énergie

L'économie française reste fortement dépendante d'énergies fossiles importées, à hauteur de près de deux tiers de sa consommation finale d'énergie. La France est dépendante à 98% des importations pour sa consommation de pétrole et 99% pour sa consommation de gaz.

Le taux d'indépendance énergétique¹ de la France s'élève en 2015 à 55%. En 2013, la moyenne européenne était de 47% dont seulement 37% en Allemagne et 23% en Italie.

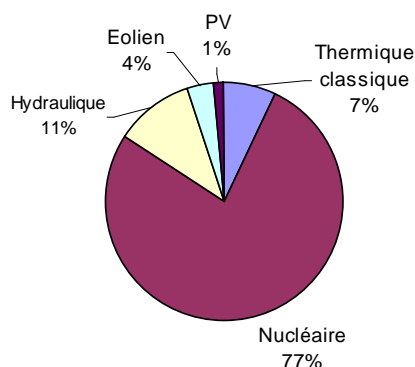
Après une baisse de 17% en 2014, la facture énergétique de la France se réduit de 28% en 2015 pour s'établir à 39,7 milliards d'euros (soit loin du sommet de 70,7 atteint en 2012). Cette variation forte est due très majoritairement à la baisse des prix des énergies fossiles.

En volume, les importations nettes d'énergie en 2015 sont réparties comme suit :

- Charbon : 8,3 Mtep
- Pétrole : 77 Mtep
- Gaz : 34 Mtep
- Biocarburants : 0,4 Mtep
- Uranium : environ 6 000 tonnes
- Electricité : - 64 TWh (solde exportateur)

La production brute d'électricité progresse légèrement en 2015 (+0,9%), avec 569 TWh, après être restée quasi stable depuis 2005.

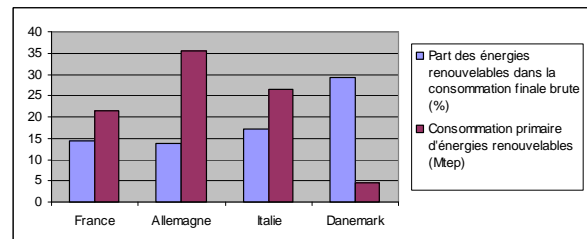
Production brute d'électricité par filière en 2015



¹ Le taux d'indépendance énergétique est le rapport entre la production nationale d'énergie primaire (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et les disponibilités totales en énergie primaire, pour une année donnée (source : CGDD-SOES).

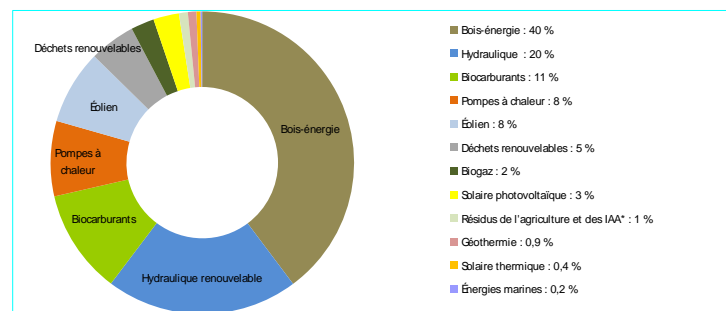
Energies renouvelables

La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie est de 14,9% pour 22,7 Mtep en 2015 (contre 21,8 Mtep en 2014 et 16 Mtep en 2005). Ce pourcentage était de 16% en moyenne pour l'Union européenne en 2014.



La production primaire de l'ensemble des énergies renouvelables représente 23 Mtep en 2015 (contre 22,4 Mtep en 2014)

Production primaire d'énergies renouvelables par filière en 2015



Source : CGDD-SOES

Prix de l'énergie

Dépenses d'énergie des ménages

Les dépenses des ménages en 2015 pour la consommation d'énergie s'élèvent à 2 861 euros en moyenne (en baisse de 350 euros sur deux ans). C'est 5,4% de leur consommation effective.

Prix du gaz (second semestre)

En 2014 – en €/MWh	Ménages (TTC)	Entreprises (HTVA)
France	76	38
Allemagne	68	40
Italie	95	35
Moyenne UE	72	37

Prix de l'électricité (second semestre)

En 2014 – en €/MWh	Ménages	Entreprises
France	175	91
Allemagne	297	152
Italie	234	174
Moyenne UE	208	120

Prix du pétrole

Les prix moyens TTC des carburants et du fioul domestique se sont établis en 2015 à 1,35 €/l pour le SP95 (-9% par rapport à 2014), à 1,15 €/l pour le gazole (-11%) et à 0,71 €/l pour le fioul domestique (-18%).

En 2015, les prix moyens au détail des carburants en France ont baissé pour la 3^{ème} année consécutive (-9,5%, après -3,8% en 2014), ce qui entraîne un recul moyen de dépenses d'environ 180 euros par ménage sur deux ans.

Emissions de gaz à effet de serre (GES)

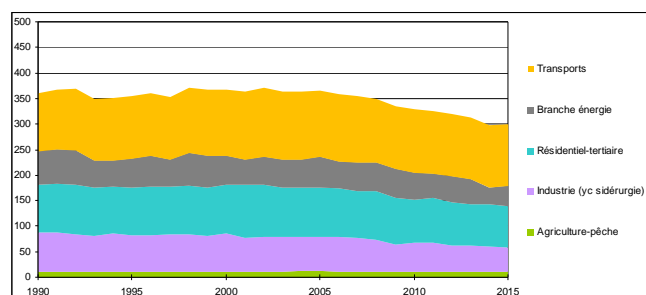
La France a pour objectifs :

- de diviser par 4 ses émissions de GES entre 1990 et 2050. Cet engagement de long terme a été pris dès 2005 en lien avec les recommandations du GIEC de limiter à 2 °C la hausse de la température mondiale moyenne ;
- de diminuer ces mêmes émissions de 40% en 2030 par rapport à 1990 (*selon la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte* du 17 août 2015).

La France représente un peu plus de 1% des émissions mondiales de GES alors qu'elle contribue à hauteur de 4,2% au PIB mondial.

Elle a diminué ses émissions depuis 1990 de plus de 10%, bien au-delà de son objectif dans le cadre du protocole de Kyoto, qui était de ne pas les augmenter. Cela représente une baisse par habitant de 21%.

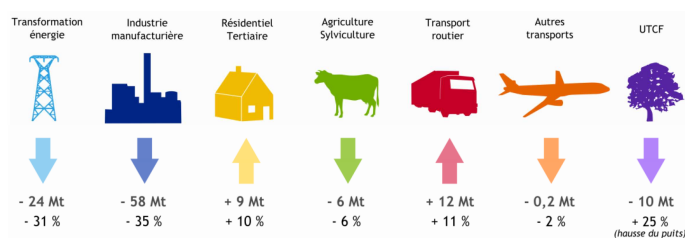
Emissions de CO2 de la France dues à la combustion d'énergie par secteur depuis 1990 (MtCO2)



Emissions de CO2 dues à la combustion d'énergie, comparaison européenne

En 2014	En millions de tonnes	En tonnes par hab.	En t/M€ PIB
France	324	4,9	151
Allemagne	767	9,5	264
Italie	338	5,6	209
UE	3 415	6,7	245

Evolution 1990-2013 des émissions agrégées de gaz à effet de serre par secteur (source : CITEPA-SECTEN)



- Richard LAVERGNE, Pauline MORIN

Les territoires dans la transition énergétique

Mesures pour amplifier la dynamique locale

Les territoires prennent une place centrale dans la dynamique de mise en œuvre de la transition énergétique, en s'appuyant notamment sur les outils de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte : outils de planification, appels à projets pour mobiliser les acteurs locaux, moyens financiers d'accompagnement mis en place par l'Etat.

Mise en mouvement des territoires : la planification territoriale climat-air-énergie

En 2015, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et la loi portant sur la nouvelle organisation territoriale de la République (loi NOTRe) ont renforcé le rôle des territoires comme acteurs de la transition énergétique, notamment des régions et des intercommunalités.

- **Les futurs schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)**

La loi NOTRe modifie la planification régionale portant sur le climat, l'air et l'énergie. En effet, le schéma régional climat air énergie (SRCAE) sera absorbé d'ici mi 2019 dans un schéma intégrant les différentes politiques de développement durable: le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). Le SRADDET définit des objectifs à moyen terme de lutte contre le changement climatique et de maîtrise et de valorisation de l'énergie. Le conseil régional sera chargé de l'élaboration de ce nouveau schéma, en associant les services de l'Etat, les conseils départementaux et les intercommunalités élaborant un document d'urbanisme (SCOT). Le SRADDET devra prendre en compte la stratégie nationale bas-carbone.

- **Le renforcement de l'action au niveau régional**

La LTECV précise que la région constitue l'échelon pertinent pour coordonner les études, diffuser l'information et promouvoir les actions en matière d'efficacité énergétique.

Elle introduit par ailleurs un programme régional pour l'efficacité énergétique, qui définit les modalités de l'action publique en matière d'orientation et d'accompagnement des propriétaires privés, des bailleurs et des occupants pour la réalisation des travaux de rénovation énergétique de leurs logements ou de leurs locaux privés à usage tertiaire.

Elle introduit également un schéma régional biomasse, devant définir des objectifs de développement de l'énergie biomasse. Le premier schéma doit être co-

élaboré par le préfet de région et le conseil régional et être établi d'ici mars 2017.

- **Les plans climat air énergie territoriaux (PCAET)**

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte modernise les plans climat énergie territoriaux existants, en recentrant leur gouvernance sur l'échelon intercommunal avec une dimension résolument territoriale et en complétant leur contenu. Le plan climat-air-énergie territorial comprend un diagnostic, une stratégie territoriale, un plan d'actions et un dispositif de suivi et d'évaluation.

Il est désormais porté par les intercommunalités de plus de 20 000 habitants et concerne tout le territoire de la collectivité. Initialement, les plans climat énergie territoriaux étaient élaborés par toute collectivité territoriale de plus de 50 000 habitants et portaient principalement sur le champ de compétences de cette collectivité.

Un diagnostic doit être réalisé sur le territoire. Il porte sur :

- les émissions territoriales de gaz à effet de serre et les émissions de polluants atmosphériques ;
- les consommations énergétiques du territoire ;
- les réseaux de distribution d'énergie ;
- les énergies renouvelables sur le territoire ;
- la vulnérabilité du territoire aux effets du changement climatique.

La stratégie identifie les priorités que retient la collectivité et les objectifs qu'elle se donne. Le plan d'actions porte quant à lui sur l'ensemble des secteurs d'activité et constitue l'outil opérationnel de coordination de la transition énergétique sur le territoire.

Le dispositif de suivi et d'évaluation porte sur la réalisation d'actions, la gouvernance et le pilotage adopté. Il décrit les indicateurs à suivre au regard des objectifs fixés.

La LTECV précise par ailleurs que les EPCI ayant adopté un PCAET sont les coordinateurs de la transition énergétique. Ils animent et coordonnent, sur leur territoire, des actions dans le domaine de l'énergie en cohérence avec les objectifs du PCAET et avec le SRCAE, en s'adaptant aux caractéristiques de leur territoire.

Pour faciliter ces exercices de planification locale, la LTECV prévoit que mes données de production et de consommation des différentes énergies (électricité, gaz, chaleur, produits pétroliers) soient mises à disposition des personnes publiques pour l'exercice de leur compétences, selon des modalités qui seront précisées par décret en 2016.

Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte : des mesures concrètes pour mobiliser les territoires

Pour des bâtiments économes en énergie

Les nouvelles constructions publiques seront exemplaires sur le plan énergétique et environnemental, et autant que possible à énergie positive ou à haute performance environnementale.

Les collectivités ont désormais la possibilité d'imposer que les nouvelles constructions soient à un standard plus exigeant que la réglementation, pour intégrer notamment des énergies renouvelables.

Le maire peut accorder des dérogations aux règles d'urbanisme qui feraient obstacle aux travaux d'isolation des bâtiments.

Pour un territoire qui respire

Des mesures de restriction de la circulation peuvent être mises en œuvre dans les zones affectées par une mauvaise qualité de l'air.

L'État et ses établissements publics doivent respecter lors du renouvellement de leurs flottes une part minimale de 50 % de véhicules à faibles émissions de CO₂ et de polluants de l'air, tels que des véhicules électriques. Les collectivités s'engagent de leur côté à hauteur de 20 %. Tous les nouveaux bus et autocars qui seront acquis à partir de 2025 pour les services publics de transport devront être à faibles émissions (et la moitié dès 2020), selon des caractéristiques définies par décret.

Les territoires ruraux peuvent se doter d'outils de concertation et de planification des déplacements adaptés aux spécificités de l'espace rural.

Les nouveaux espaces de stationnement seront équipés de points de recharge électrique. Les travaux dans les parkings des bâtiments existants devront être mis à profit pour installer des bornes. Les espaces de stationnement des zones commerciales existantes seront également équipés.

Pour une diminution des déchets et du gaspillage

Les collectivités doivent généraliser le tri à la source des déchets alimentaires des particuliers d'ici 2025, pour les utiliser comme nouvelles ressources, par exemple du compost pour les particuliers.

Un plan de lutte contre le gaspillage alimentaire doit être mis en place dans les services de restauration collective, dont les cantines scolaires, gérés par l'État et les collectivités territoriales, à partir de septembre 2016.

Les entreprises et les administrations ont l'obligation de trier séparément leurs déchets, dont les papiers de bureaux.

Pour une énergie locale et renouvelable

Les communes et leurs intercommunalités peuvent participer au capital d'une société anonyme dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables.

L'association des collectivités territoriales en matière d'investissements dans les réseaux de distribution d'électricité est renforcée, en créant un comité du système de distribution publique d'électricité.

Les outre-mer sont mieux associés dans la définition des appels d'offres pour les énergies renouvelables sur leur territoire.

Pour une gestion innovante et locale des réseaux

La LTECV met en place des outils permettant d'apporter innovation et prise en compte des initiatives locales dans la gestion des réseaux, en particulier électriques :

- possibilité d'expérimentations de flexibilisation dans la gestion des réseaux électriques (modalités définies par décret) ;
- définition des réseaux fermés (via une ordonnance) ;
- obligation d'établir un schéma de développement des réseaux de chaleur au niveau communal ou intercommunal.

Des appels à projets et des aides financières pour aller plus loin

Territoires à énergie positive pour la croissance verte

Les territoires à énergie positive pour la croissance verte créés par la loi de transition énergétique ont pour objectif de produire plus d'énergie qu'ils n'en consomment, en lançant des travaux d'économies d'énergie et des chantiers de production d'énergies renouvelables.

Aujourd'hui, 400 territoires sont labellisés et bénéficient du soutien de 250 millions d'euros du Fonds de financement de la transition énergétique, pour plus de 850 millions d'euros de travaux générés au total.

Cet appui financier permet aux territoires de poursuivre et amplifier les actions engagées dans les 6 secteurs clés de la transition énergétique :

1. Bâtiment : réduction de la consommation d'énergie dans le bâtiment et l'espace public ;
2. Mobilité durable : diminution des émissions de gaz à effet de serre et des pollutions liées aux transports ;
3. Énergie propre : production d'énergies renouvelables locales ;
4. Économie circulaire : développement de la gestion durable des déchets ;
5. Démocratie participative : promotion de l'éducation à l'environnement, de l'éco-citoyenneté et mobilisation des acteurs locaux.
6. Biodiversité.

1 500 méthaniseurs en 3 ans

L'appel à projets permet notamment de produire de l'énergie (biogaz) à partir de déchets agricoles.

Villes respirables en 5 ans

L'appel à projets permettra de créer des villes laboratoires volontaires pour mettre en œuvre des mesures exemplaires pour la reconquête de la qualité de l'air sur leur territoire. 25 villes, représentant 15 millions d'habitants, ont été retenues.

Appel à projets zéro déchet zéro gaspillage

L'appel à projets a permis d'identifier 153 territoires « zéro déchet, zéro gaspillage », qui s'engagent à

réduire de 10 % leurs déchets soit 240 000 tonnes évitées par an. Ces territoires vont mettre en place de manière pionnière les actions préconisées par la loi, dans une démarche participative et volontaire.

Le fonds de financement de la transition énergétique (FFTE)

La Caisse des dépôts et consignations assure la gestion financière et administrative du FFTE doté de 1,5 milliard d'euros sur trois ans. Ce fonds permet notamment le renforcement du fonds chaleur, le financement d'actions en faveur de la rénovation énergétique de logements privés, au travers d'un complément exceptionnel de financement de l'Agence nationale de l'habitat, ou encore le soutien des lauréats des appels à projets « territoires zéro déchets, zéro gaspillage », « territoires à énergie positive pour la croissance verte » et « villes respirables en 5 ans ».

Le fonds d'épargne de la Caisse des dépôts

Ce fonds, qui accompagne les projets structurants du secteur public local, est augmenté de 5 milliards d'euros. Les prêts servent notamment à financer les initiatives dans les territoires : rénovation énergétique et bâtiments à énergie positive, transports propres, énergies renouvelables.

Le soutien des investissements d'avenir

Le programme des investissements d'avenir soutient le déploiement de la transition énergétique, en particulier par des actions innovantes dans les territoires :

- dispositif « Infrastructures de recharge pour véhicules électriques » (IRVE) mis en œuvre par l'ADEME, qui a permis de soutenir, jusqu'à début 2016, 77 projets de collectivités territoriales devant aboutir au déploiement de plus de 20 000 points de recharge ;
- démarches territoriales soutenues par la Caisse des dépôts et consignations ;
- sélection de trois territoires pilotes pour les réseaux électriques intelligents (projets Smile en Bretagne - Pays de Loire, Flexgrid en PACA, You & Grid à Lille Métropole en région hauts de France), dans le cadre de la Nouvelle France industrielle, pour un passage à grande échelle après plusieurs années de soutien aux briques technologiques et aux démonstrateurs ;
- lancement, à nouveau dans le cadre de la Nouvelle France industrielle, d'un appel à projets pour des territoires pilotes combinant de multiples usages de l'hydrogène (mobilité, stockage de l'électricité, lissage de production ENR, etc.).

Année 2016

L'enveloppe de subventions attribuée aux « territoires à énergie positive pour la croissance verte » sera doublée pour atteindre 500 millions d'euros.

- Marie CARREGA

N°4

Lutter contre le changement climatique

Adoption de l'accord de Paris et Stratégie nationale bas carbone

La réduction des risques liés au changement climatique passe par deux champs d'action complémentaires : d'une part les efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique et d'autre part l'adaptation au changement climatique. Ces deux domaines sont l'objet de politiques internationales, nationales, régionales et locales permettant de réduire les émissions et de se préparer au mieux au climat de demain.

Lors de la Conférence des Parties (COP) de la Convention cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques (CCNUCC) qui s'est tenue à Paris-Le Bourget sous présidence française, les pays, dits « Parties » ont adopté un premier accord universel pour le climat, qui constitue une avancée majeure dans la lutte contre le changement climatique.

L'objectif est de contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels et de renforcer les capacités d'adaptation en rendant notamment compatibles les flux financiers avec un développement à faibles émissions et résilient.

Introduction aux notions d'émissions de gaz à effet de serre et de changement climatique

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine provoquent l'augmentation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et entraînent des changements climatiques. Le Groupe Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) dans son cinquième rapport publié en 2013 et 2014 précise notamment que :

- Il est extrêmement probable que l'influence humaine soit la cause dominante du changement climatique observé (>95 % de certitude). La concentration de CO₂ dans l'atmosphère a augmenté de 20 % depuis 1958 et de 40 % depuis 1750, début de l'ère industrielle. Au rythme d'émissions de gaz à effet de serre actuel, l'augmentation des températures serait de l'ordre de 4,6°C à la fin du siècle par rapport à la période pré-industrielle, avec des conséquences très importantes sur la fonte des glaces et le niveau des mers (hausse d'environ 60 cm) ;
- L'accélération de la fonte des glaciers de montagne est significative depuis le milieu du XX^{ème} siècle. Leur fonte a contribué à hauteur de 0,76 mm par an à la hausse du niveau des océans en moyenne au cours des deux dernières décennies (autrement dit, plus de 750 millions de tonnes ont fondu des montagnes chaque jour).

Dans le même temps la fonte des glaces des calottes polaires et glaciers du Groenland et de l'Antarctique ont contribué à hauteur de 0,7 mm par an à la hausse du niveau des océans (soit plus de 700 millions de tonnes par jour) ;

- Le niveau moyen mondial de la mer s'est élevé d'environ 20 cm depuis le début du XX^{ème} siècle. Une élévation qui a atteint un rythme d'environ 3 mm par an au cours des deux dernières décennies ;
- Chacune des trois dernières décennies a été plus chaude que toutes les décennies précédentes depuis 1850. La première décennie du XXI^{ème} siècle (2001-2010) a donc été la plus chaude depuis 1850. La température moyenne à la surface du globe (terres et océans) a atteint un seuil symbolique en 2015, dépassant pour la première fois 1°C de plus que la moyenne de température estimée sur la période 1850-1900 ;
- Le réchauffement climatique se traduira dans de nombreux domaines par des impacts sur les extrêmes climatiques, les écosystèmes, l'énergie, l'alimentation et la santé ;

La trajectoire la plus optimiste considérée par le GIEC indique qu'il est toujours possible de limiter la hausse de la température moyenne à la surface de la Terre à 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle. Mais il faudrait pour cela stopper la croissance des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2020 et ensuite progressivement les réduire pour atteindre, en fin de XXI^{ème} siècle, des émissions négatives (c'est-à-dire retirer du CO₂ de l'atmosphère en émettant moins de CO₂ que ce qui peut être décomposé par l'atmosphère, l'océan et la biosphère ou en ayant recours à des techniques de captage et de stockage du CO₂). Les parties à la CCNUCC ont en outre invité le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat à présenter un rapport spécial en 2018 sur les conséquences d'un réchauffement planétaire supérieur à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels et les profils correspondants d'évolution des émissions mondiales de gaz à effet de serre.

Atténuation : des négociations internationales aux actions européennes

Des négociations internationales sur le climat entamées depuis 1992

Lors du sommet de la Terre à Rio de Janeiro en 1992, le premier traité international visant à éviter les impacts anthropiques dangereux pour le climat et les sociétés humaines est adopté : la CCNUCC est née. Trois principes y sont reconnus :

- principe de précaution indiquant que les incertitudes scientifiques quant aux impacts du

changement climatique ne doivent pas venir justifier l'inaction ;

- principe de responsabilité commune mais différenciée qui précise que les pays les plus industrialisés portent une responsabilité plus importante sur la concentration actuelle des gaz à effet de serre dans l'atmosphère ;
- principe du droit au développement économique.

Depuis 1992, les Parties à la CCNUCC se réunissent tous les ans en fin d'année dans le cadre de COP (Conférences des Parties) où sont prises les décisions importantes. Parmi les COP ayant marqué l'histoire des négociations onusiennes on peut citer la COP de 1997 (adoption du protocole de Kyoto), celle de 2009 (à Copenhague au cours de laquelle aucun accord contraignant n'a pu être trouvé malgré la venue de nombreux chefs d'Etat) et évidemment la COP de Paris de 2015 ayant permis l'adoption du premier accord universel pour le climat.

En 1997, le protocole de Kyoto a fixé pour la première fois des objectifs chiffrés de réduction des émissions pour les pays industrialisés.

Le protocole de Kyoto est venu expliciter les objectifs et les moyens de mise en œuvre de la CCNUCC en fixant des objectifs aux 40 pays les plus industrialisés (listés à l'annexe B du Protocole), qui ont dû collectivement réduire leurs émissions d'au moins 5 % sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. L'objectif a été différencié par pays. Les pays hors annexe B n'ont pas eu d'engagements d'émissions.

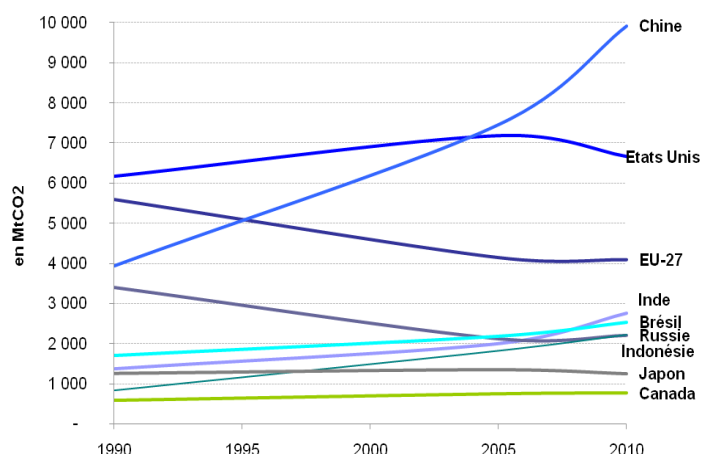
Pour entrer en vigueur, le Protocole de Kyoto devait atteindre le quorum de 55 États représentant au minimum 55 % des émissions de l'annexe B en 1990. Ce seuil a été atteint après la ratification de la Russie, permettant au Protocole d'être formellement lancé en 2005.

Les Etats membres de l'UE15 avaient dans ce cadre pris un engagement de réduction de 8% par rapport à 1990. Cet objectif a été atteint dès 2009.

Un protocole reconduit en 2012 pour une seconde période d'engagements 2013-2020, mais toujours sans portée universelle

Si le protocole de Kyoto a constitué la pièce maîtresse de la mise en œuvre de la CCNUCC, il a fait face à certaines limites, avec un périmètre limité à 37 pays (principalement de l'UE) au cours de sa deuxième période, ne couvrant que 14 % des émissions mondiales.

Figure 1 : Évolution des émissions de GES par principal émetteur 1990 - 2010



Source : Commission européenne (2013)

Suite à la COP15 (Copenhague) de 2009, au cours de laquelle aucun accord contraignant n'a pu être adopté, les COP suivantes ont privilégié une approche de prise d'engagements « venant du bas » (*bottom-up*) différente de celle imposée « par le haut » (*top-down*) appliquée dans le cadre du protocole de Kyoto. Les Parties se sont ainsi mises d'accord pour s'engager de leur propre initiative, selon leurs capacités et leur contexte national. Cette nouvelle approche a permis de partir sur de nouvelles bases mieux acceptées, ce qui a contribué à l'adoption de l'Accord de Paris à la COP21. Parmi les décisions importantes qui ont été prises durant cette période, on citera un engagement de la part des pays développés à un financement de 100 milliards de dollars par an en 2020 pour alimenter le Fonds Vert, la création d'un comité pour l'Adaptation, ou la poursuite des travaux initiés sur les pertes et dommages permettant un approfondissement de la question de la gestion du risque climatique.

Obtention du premier accord universel pour le climat à Paris

Du 30 novembre au 12 décembre 2015, la France a accueilli et présidé la 21^{ème} Conférence des Parties de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (COP21/CMP11). L'objectif était d'aboutir à un nouvel accord international sur le climat, applicable à tous les pays et respectant l'impératif de limiter le réchauffement climatique à 2°C d'ici la fin du siècle. 154 Chefs d'Etat et de gouvernement ont fait le déplacement jusqu'à Paris le 30 novembre pour marquer leur soutien à un accord universel.

La COP21 s'est conclue par un succès, et l'action de la France a été largement saluée dans le monde. L'Accord de Paris dépasse largement les attentes puisque, outre son caractère universel - 188 pays représentant plus de 95% des émissions mondiales de GES ont soumis des contributions nationales, il est ambitieux, équitable et juridiquement contraignant.

Les contributions nationales seront révisées à la hausse de manière périodique, tous les 5 ans. L'objectif de contenir la hausse de température moyenne mondiale « nettement en dessous de 2°C », et de s'efforcer de la limiter à 1,5°C est adopté. Il se traduit par la nécessité « d'atteindre un pic mondial d'émissions de gaz à effet de serre dès que possible », suivi par zéro émissions nettes dans la seconde partie du siècle.

Un bilan collectif quinquennal des progrès accomplis dans tous les domaines devra avoir lieu à partir de 2023 (une première version aura lieu dès 2018). Le principe de « responsabilité commune mais différencié » est maintenu mais il évolue, mettant désormais l'accent sur les circonstances nationales et les capacités de chacun.

L'engagement des pays développés à verser 100 milliards de dollars par an en 2020 est maintenu jusqu'en 2025 et servira de base à un autre objectif plus ambitieux. Pour la première fois, l'adaptation est traitée avec la même importance que l'atténuation. L'enjeu des pertes et dommages est formellement reconnu et les travaux pour relever l'ambition pré-2020 sont poursuivis et renforcés.

Parmi les points plus techniques, on retiendra la mise en place d'un cadre renforcé pour la transparence qui deviendra progressivement commun à tous, l'importance accordée au cadre comptable de l'accord qui reste à élaborer (inventaires GES réguliers pour les pays en voie de développement, différenciation des obligations de rapportage selon le type de contribution, etc.) ou encore la mise en place de plusieurs mécanismes de flexibilité (transferts d'efforts de réductions d'émissions entre pays ou mécanisme centralisé pouvant s'appliquer au secteur forestier).

Afin de préparer l'entrée en vigueur de l'Accord de Paris, a été créé le Groupe de travail spécial de l'Accord de Paris (APA), au sein duquel les Parties doivent définir les aspects opérationnels. L'APA débute dès la session du mois de mai 2016 à Bonn et se réunira aux côtés des autres organes subsidiaires de la Convention (SBI, SBSTA). Guider ces travaux constitue une priorité pour Ségolène Royal, qui préside la Conférence des Parties jusqu'à la COP22, qui aura lieu à Marrakech, au Maroc, fin 2016.

Dès la cérémonie d'ouverture à la signature le 22 avril à New-York, 175 parties (174 pays et l'Union Européenne) ont signé l'Accord de Paris, un record pour un accord international. Le même jour, 15 pays ont déposé leur instrument de ratification auprès des Nations-Unies. L'Accord de Paris rentrera en vigueur 30 jours après que 55 Etats représentant au moins 55% des émissions mondiales de GES l'aient ratifié. Plusieurs émetteurs majeurs ayant déjà entamé leurs démarches de ratification, l'entrée en vigueur de l'Accord aura vraisemblablement lieu bien avant 2020. La France a, quant à elle finalisé sa procédure interne au 15 juin 2016 avec la promulgation de la loi autorisant cette ratification.

Les initiatives lancées en parallèle des négociations, comme le Plan d'action de Lima à

Paris (LPAA) ont également connu un franc succès. Plus de 70 grandes initiatives coopératives regroupant près de 10 000 acteurs issus de 180 pays, ont été présentées à la COP21. Près de 11 000 engagements volontaires pour le climat ont été recensés sur la plateforme « NAZCA » (villes, régions, entreprises, investisseurs, organisations de la société civile).

Une politique climatique européenne devant permettre d'atteindre des objectifs ambitieux à l'horizon 2030

Dans le cadre de la première période du Protocole de Kyoto, les 15 États membres de l'Union européenne de l'époque se sont engagés conjointement à réduire leurs émissions de 8 % par rapport à 1990 en 2012. Les 13 pays devenus Etats Membres par la suite avaient également pris des engagements (sauf Malte et Chypre).

Pour l'ensemble de la deuxième période (2013-2020), les 28 États-membres s'engagent conjointement sur une réduction de 20 % par rapport à l'année de référence pour le protocole de Kyoto (principalement 1990, avec des flexibilités pour les gaz fluorés et pour les économies en transition), qui est cohérent avec l'objectif européen de réduction de 20 % des émissions d'ici 2020 par rapport à 1990. Le paquet énergie climat adopté en 2009 décline en droit communautaire les moyens mis en œuvre et les engagements correspondants des États-membres.

Le Conseil Européen a adopté en octobre 2014 un objectif encore plus ambitieux : l'UE devrait réduire ses émissions de GES d'au moins 40% d'ici à 2030 par rapport à 1990. L'objectif de réduction à long terme de 80% à 95% d'ici 2050 a également été confirmé. Ces objectifs forment le socle de la contribution nationale de l'Union auprès de la Convention Climat, présentée au nom de ses Etats Membres en février 2015.

Cet ensemble est décrit dans la fiche n°10, qui aborde également les objectifs fixés à l'horizon 2030 par la décision du Conseil d'octobre 2014 et la négociation engagée sur les dispositions de mise en œuvre à cet horizon.

Une politique française ambitieuse, s'appuyant notamment sur une stratégie nationale bas-carbone

Par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la France s'est notamment donné pour objectif de réduire de 40 % ses émissions en 2030 par rapport à 1990 et est venue confirmer l'engagement à diviser par 4 ses émissions de GES, entre 1990 et 2050.

En application de cette même loi, la France a publié le 18 novembre 2015, avant la COP21, une stratégie nationale bas-carbone, qui définit la marche à suivre pour conduire la politique d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre dans des conditions soutenables sur le plan économique à moyen et long termes. La trajectoire de réduction des émissions françaises y est déclinée sous forme de budgets carbone, plafonds d'émissions à ne pas dépasser sur des périodes de

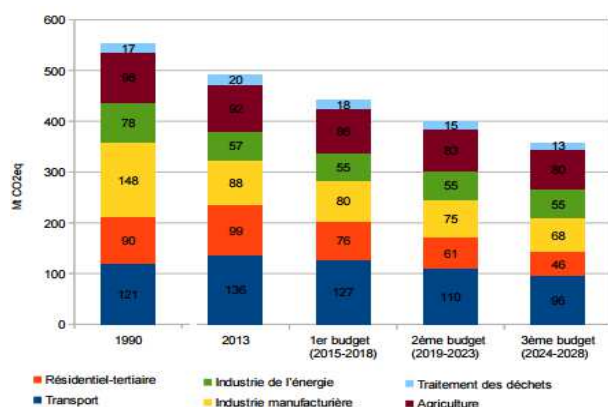
4 puis 5 ans (2015-2018, 2019-2023, 2024-2028), en vue d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la France aux horizons 2030 et 2050.

La stratégie contient des recommandations transversales et sectorielles, qui doivent permettre la transition vers une économie bas-carbone, et notamment des économies d'énergie dans tous les secteurs, le développement des énergies renouvelables, un virage vers la bioéconomie (valorisation du bois et des résidus agricoles) et une amplification de l'économie circulaire (éco conception, réemploi, recyclage).

Elle est en particulier porteuse de deux grandes ambitions : placer au cœur des décisions économiques l'objectif de réduction de l'empreinte carbone et réorienter les investissements en faveur de la transition énergétique, en développant des labels et des indices relatifs aux enjeux environnementaux. Elle contient également une déclinaison sectorielle indicative des objectifs de réduction des émissions nationales, établis au travers de la construction d'un scénario de référence.

Co-construits avec la société civile, via l'association étroite des organisations représentées au Conseil national de la transition écologique et par une consultation du public en ligne, la stratégie devra être prise en compte par les documents de planification et de programmation ayant des incidences significatives sur les émissions de gaz à effet de serre, tandis qu'un lien de compatibilité est prévu pour la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Figure 2 : Déclinaison sectorielle indicative des trois premiers budgets carbone



Les actions concrètes pour mettre en œuvre la politique d'atténuation de la France sont notamment abordées dans les fiches n°1, 3, 5, 7, 8, 10, 21 à 30 et 34. Elles sont également décrites dans le rapport bisannuel remis par la France à la CCNUCC.

Pour sa première actualisation, qui doit intervenir d'ici mi-2019, la stratégie fera l'objet d'un premier bilan complet. Ce sera l'occasion de fixer la nouvelle trajectoire intégrant les nouvelles possibilités pour relever l'ambition (notamment les

derniers développements technologiques) et d'entamer un processus de révision périodique cohérent avec celui de l'accord international adopté lors de la COP21.

D'ici là, un rapportage régulier sur l'avancement de la mise en œuvre des orientations de la stratégie sera réalisé. Le comité d'experts de la transition énergétique sera associé à la revue annuelle de mise en œuvre et des points d'information à un rythme bisannuel seront proposés au conseil national de la transition écologique, à l'occasion desquels des documents présentant le suivi des indicateurs de mise en œuvre seront publiés.

Adaptation : une prise en compte grandissante

L'adaptation au changement climatique consiste en une gestion des impacts du changement climatique – à la différence de l'atténuation du changement climatique qui traite les causes par la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'adaptation au changement climatique (désignée plus loin par « l'adaptation ») était une notion encore relativement abstraite jusqu'au début des années 2000. Les années récentes ont vu cette thématique sortir du domaine des spécialistes, se répandre et prendre une place croissante dans le champ de l'action publique et des politiques climatiques.

Ceci est sensible dans les politiques publiques des pays en développement comme dans celles des pays développés, et s'accompagne corrélativement de la montée de ce thème dans le champ des négociations climatiques mondiales sous l'égide de la CCNUCC.

Pour les pays en développement, l'adaptation est, depuis la fin des années 1990, le terrain de négociation prioritaire dans le cadre de la CCNUCC. L'élaboration de plans nationaux d'adaptation est favorisée et constitue une étape préparant l'accès ultérieur de ces pays à des fonds internationaux de coopération et d'aide tels que le Fonds d'adaptation ou le Fonds Vert en cours de création par les Nations-Unies. Les notions de développement et d'adaptation sont intimement liées dans la négociation.

Dans les pays développés, la planification de l'adaptation s'intensifie depuis 2 à 3 ans. L'Union Européenne a publié en avril 2013 sa première stratégie d'adaptation pour renforcer la résilience de l'Union face à l'évolution du climat (revue des normes, accompagnement des planifications nationales, ouverture de crédits pour l'adaptation dans les financements européens, etc.).

La plupart des pays européens viennent d'élaborer des plans nationaux ou sont en train d'y travailler. La France a adopté pour la période 2011-2015 un premier Plan national d'adaptation (PNACC) (voir encadré).

2015 – fin du premier Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC) et préparation du second au regard des travaux du GIEC

L'adaptation au Changement Climatique est définie comme un processus d'ajustement au climat présent ou attendu et à ses effets.

- Dans les systèmes humains, l'adaptation cherche à modérer ou éviter les effets et impacts ou à en exploiter les opportunités.
- Dans certains systèmes naturels, l'intervention de l'homme sera nécessaire pour faciliter l'ajustement.

Pour se faire, un premier Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC) a été élaboré pour la période 2011-2015. Intersectoriel et interministériel, il incluait 84 actions dans 20 domaines. Une revue à mi-parcours de ce plan a été conduite fin 2013. Il a également fait l'objet d'une évaluation externe au 2ème semestre 2015 qui a proposé, notamment au regard du 5ème rapport du GIEC, des recommandations pour l'élaboration d'un nouveau plan. Ce futur plan devra mettre l'accent sur certaines thématiques telles que les outre-mer, la résilience urbaine, l'eau, la biodiversité, la recherche, la montagne et le littoral.

Il est à noter que des plans aux échelles régionales ou locales le complètent. Un réseau de compétences décentralisées et de ressources d'expertise se développe en Europe et en France.

Les méthodes relatives à l'adaptation ont pour effet bénéfique d'engager des approches nouvelles sur les relations de chaque activité économique avec son environnement naturel, ce qui est une voie d'entrée dans un raisonnement plus large sur le développement durable de cette activité dans un climat en évolution.

Le secteur de l'énergie, avec ses très grandes entreprises publiques et privées, s'est engagé très tôt dans de telles études. En effet, d'une part ses investissements pour la production ou la distribution ont en général une très longue durée de vie et d'autre part l'analyse montre de nombreuses interactions entre ces systèmes et l'environnement atmosphérique, les rivières, le littoral, la ressource en eau ... tous potentiellement affectés par le changement climatique. L'énergie solaire ou éolienne, les énergies marines et la géothermie peu sensibles au changement climatique constituent par là des voies pour l'adaptation en même temps que pour l'atténuation. Les profils et modes de consommation de l'énergie évolueront aussi en fonction du climat, et un effort continu de prospective à cet égard est nécessaire. L'adaptation du secteur de l'énergie est une anticipation, qui s'avère possible, et économiquement justifiée, même dans une situation d'incertitudes sur ce que sera exactement le climat de demain.

- Pierre BRENDER ; Jérôme DUVERNOY ;
Gabriel MARTY ; Sylvain MONDON ;
Dimitar NIKOV

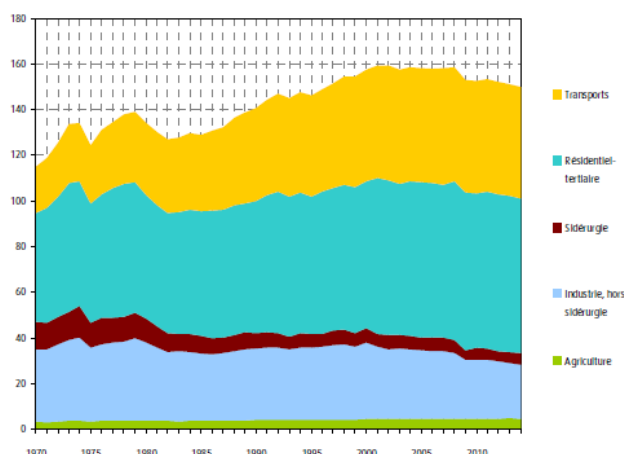
Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique*Des enjeux majeurs pour l'atteinte de nos objectifs énergie et climat*

Les économies d'énergie sont l'un des axes prioritaires de la transition énergétique : elles apportent en même temps pouvoir d'achat pour les ménages, compétitivité pour les entreprises, innovation et création d'activité économique, réduction des émissions polluantes. Elles sont également essentielles pour réduire la facture énergétique de la France, ainsi que le déficit de la balance commerciale. Pour être durable, notre économie doit diminuer sa dépendance à l'énergie.

L'évolution en France de la consommation depuis 1970

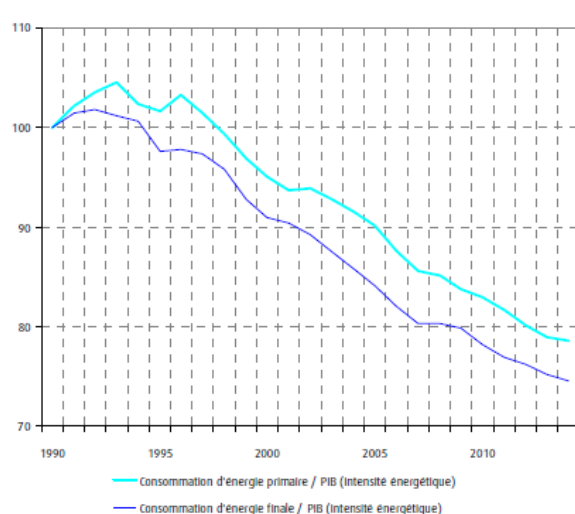
Après deux décennies de croissance, la consommation finale énergétique de la France (corrigée des variations climatiques) a cessé d'augmenter depuis 2001, atteignant un premier palier autour de 160 Mtep par an, résultant à la fois des mutations de l'économie française et des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. En 2009, du fait de la crise économique notamment, la consommation finale d'énergie à des fins énergétiques a baissé de 3,7 % et s'est stabilisée ensuite autour de 155 Mtep. La consommation finale énergétique corrigée des variations climatiques, en baisse continue depuis trois ans, recule légèrement (-0,7 %) pour atteindre 150 Mtep en 2014 (voir figure 1).

Figure 1 : Évolution de la consommation finale énergétique de la France entre 1970 et 2014, corrigée des variations climatiques, par secteur, en Mtep (source : SOeS)

**L'évolution de l'intensité énergétique de la France depuis 1990**

L'intensité énergétique finale est le ratio entre la consommation finale d'énergie et le PIB (produit intérieur brut). La figure 2 exprime l'évolution de cette intensité énergétique finale depuis 1990 en éliminant l'effet de l'inflation.

Figure 2 : Évolution de l'intensité énergétique finale et primaire 1990-2014 (Indice base 100 en 1990) (source : SOeS)



L'intensité énergétique finale diminue de 0,8 % en 2014 par rapport à 2013, après correction des variations climatiques. La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2004 s'établit désormais à -1,4 %.

L'intensité énergétique finale constitue un indicateur du découplage entre notre croissance économique et notre consommation énergétique.

La France se situe en 2013 à la 6ème place des pays de l'UE pour l'intensité énergétique finale, légèrement devant l'Italie, l'Allemagne et le Danemark (source : Odyssee¹, 2016).

Objectifs et mesures en matière d'efficacité énergétique

La France s'est fixé un double objectif ambitieux de réduire sa consommation énergétique à 131,4 Mtep d'énergie finale et 219,9 Mtep d'énergie primaire en 2020 (hors transport aérien international, hors usages non énergétiques).

¹ <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/>

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte reprend les objectifs fixés par le Président de la République lors de la 2^e conférence environnementale en septembre 2013, à savoir :

- Une diminution de 30 % de la consommation d'énergies fossiles en 2030 ;
- Une diminution de 20 % de la consommation d'énergie finale en 2030 par rapport à 2012 ;
- Une diminution de 50 % de la consommation d'énergie finale en 2050.

La directive efficacité énergétique

Afin de contribuer à l'objectif d'amélioration de 20 % de son efficacité énergétique, l'Union européenne s'est dotée en 2012 d'un cadre législatif ambitieux au travers de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

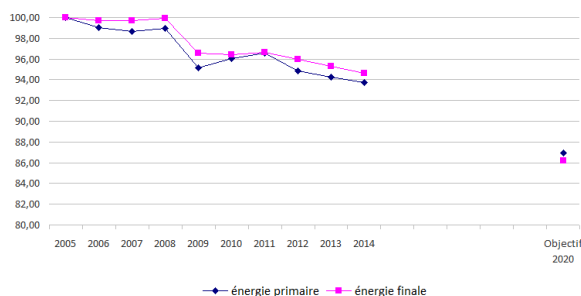
Ce texte prévoit des mesures d'économies d'énergie sur l'ensemble de la chaîne énergétique (production, transport, distribution, utilisation et information). Ainsi, une des mesures les plus importantes du texte prévoit un objectif contraignant d'économies d'énergies à hauteur de 1,2 à 1,5 % par an de l'ensemble des ventes annuelles d'énergie aux clients finals, hors transports.

La directive introduit également un objectif de 3 % de rénovation annuelle des bâtiments de l'État central. Il s'agit d'un engagement particulièrement important pour la France, étant donné l'importance des missions de l'Etat en France, et donc celle de son parc immobilier par rapport à d'autres Etats membres, fédéraux ou plus décentralisés. De plus, les États doivent développer une stratégie de réduction des consommations de l'ensemble du parc bâti existant à long terme, au-delà de 2020.

Perspectives

Le graphique ci-dessous décrit les progrès réalisés en vue de l'atteinte des objectifs fixés au titre de la directive efficacité énergétique :

Figure 3 : Évolution de la consommation énergétique finale et primaire, hors usages non énergétiques et sources internationales, indice base 100 en 2005 (Source : SOeS)

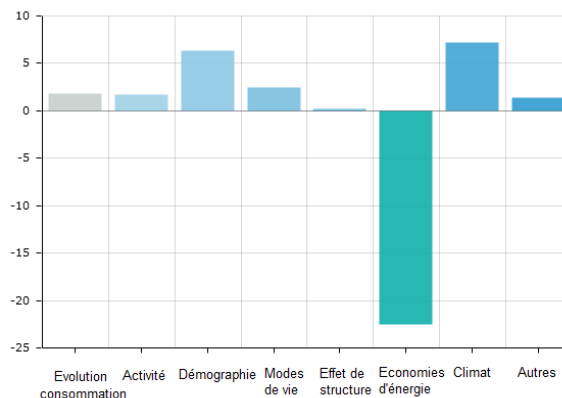


L'objectif pour 2020 est néanmoins très ambitieux et ne pourra être atteint que grâce à une montée en

puissance très rapide des mesures engagées ou nouvelles.

Par ailleurs, le graphique ci-dessous, issu du projet Odyssée-Mure, décompose l'évolution de la consommation énergétique finale de la France entre 2000 et 2013, et montre les importants progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique sur cette période :

Figure 4 : Évolution de la consommation énergétique finale entre 2000 et 2013, en Mtep (Source : Odyssée)



Les mesures sectorielles

Le secteur du résidentiel-tertiaire

Ce secteur représente 45,1 % de la consommation finale énergétique de la France en 2014 et constitue à ce titre un enjeu majeur des politiques d'efficacité énergétique. Les objectifs fixés pour les bâtiments dans ce secteur sont très ambitieux :

- Pour les constructions neuves, la généralisation des bâtiments basse consommation (BBC) depuis 2012 et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020 ;
- Porter à un niveau de performance thermique élevé 500 000 logements anciens par an d'ici à 2017.

En 2015, les mesures nouvelles mises en œuvre dans ce secteur visent principalement à favoriser la rénovation énergétique :

- Prolongation du CITE (Crédit d'impôt pour la transition énergétique) jusqu'à fin 2016, au taux unique de réduction d'impôt de 30 % ;
- Aménagement de l'éco-PTZ : prolongation du dispositif jusqu'au 31 décembre 2018, cumulable sans restriction avec le CITE, adaptation de certaines modalités pour favoriser le financement de travaux de rénovation énergétique lors de l'accession à la propriété ;
- Eco-conditionnalité : depuis 2015, le recours à un professionnel portant la mention RGE, "reconnu garant de l'environnement", est nécessaire pour bénéficier du CITE, de l'éco-PTZ et du dispositif des Certificats

d'économies d'énergie (ce dispositif est décrit dans le chapitre « mesures transversales »).

La lutte contre la précarité énergétique est également une priorité, notamment au travers des actions de l'Agence Nationale de l'Habitat (programme « Habiter mieux »), qui ont pour but d'aider les ménages précaires à réaliser des travaux d'amélioration de la performance énergétique de leur logement. Une tranche de certificats d'économies d'énergie (CEE) dédiée à la lutte contre la précarité énergétique a également été mise en place au 1er janvier 2016.

Les transports

Le secteur des transports représente 32,6 % de la consommation finale énergétique française en 2014. Après une période de forte croissance entre 1985 et 2002 (+ 2,4 % en moyenne annuelle), la consommation d'énergie finale du secteur s'est depuis doucement effritée de - 0,2 % par an en moyenne entre 2003 et 2014. Les enjeux en matière d'efficacité énergétique sont particulièrement importants pour le mode routier, qui représente à lui seul près de 80 % de la consommation énergétique du secteur des transports.

Les mesures mises en œuvre dans ce secteur, définies dans la stratégie pour le développement de la mobilité propre, visent principalement à soutenir le report modal, à améliorer l'efficacité énergétique des modes de transports utilisés, et à augmenter le taux de remplissage des véhicules.

Le parc de voitures particulières français se stabilise en volume ces dernières années, autour de 32 millions de véhicules.

La consommation moyenne de carburant des voitures particulières immatriculées en France et donc leurs émissions en CO₂ a fortement diminué :

- Une fiscalité, en faveur des véhicules les moins émetteurs, a contribué à cette baisse : la moyenne des émissions qui atteignait 149 g CO₂/km en 2007 a été réduite à 111 g CO₂/km en 2015.
- Au plan européen, le règlement 443/2009 impose aux constructeurs automobiles de ramener progressivement les émissions moyennes de CO₂ des véhicules neufs à moins de 95 g CO₂/km d'ici 2021.

Des programmes de recherche importants sont aussi soutenus, que ce soit par exemple sur les véhicules électriques ou les véhicules thermiques (« véhicules 2L/100 km »).

Les professionnels du transport sont également impliqués dans des accords volontaires, notamment au travers du programme « Objectif CO₂, les transporteurs s'engagent ».

L'industrie

Dans ce secteur, qui représente 19,2 % de la consommation finale énergétique française en 2014, la

politique de la France en termes d'efficacité énergétique s'appuie notamment sur la directive européenne 2003/87/CE établissant un système de plafonnement et d'échange de quotas au sein de l'Union européenne et sur la directive européenne 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique qui prévoit notamment un audit énergétique tous les quatre ans (cette obligation définie à l'article L. 233-1 du code de l'énergie s'applique également au secteur tertiaire). Issue de la même directive, une analyse coûts-avantages est rendue obligatoire pour les installations génératrices de chaleur fatale et pour les chaufferies de réseaux de chaleur les plus importantes, afin d'évaluer les opportunités de valorisation de la chaleur fatale par les réseaux de chaleur.

Des mesures incitatives financières, un soutien aux processus de normalisation (notamment le management de l'énergie NF EN ISO 50001) et un soutien au développement des technologies les plus efficaces (notamment par le biais du dispositif des Investissements d'avenir) complètent les mesures réglementaires. Pour aider à la mise en œuvre des actions d'économies d'énergie, des prêts bonifiés (prêts verts, prêts éco-énergie) sont distribués par Bpifrance.

De plus, l'industrie représente 16,6 % des certificats d'économies d'énergie issus d'opérations standardisées délivrés en 2015, chiffre en constante augmentation.

L'agriculture

Ce secteur, qui représente 3,1 % de la consommation finale énergétique française en 2014, met en œuvre des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique, notamment par la mise en place du Plan de Compétitivité et d'Adaptation des exploitations agricoles, et plus particulièrement via sa priorité « amélioration de la performance énergétique » (économies d'énergie et conversion aux énergies renouvelables).

Par ailleurs, 5 % des certificats d'économies d'énergie délivrés en 2015 concernent des actions dans le secteur de l'agriculture.

Le secteur public

L'État et les collectivités territoriales jouent également un rôle très actif en matière d'efficacité énergétique, non seulement à travers la gestion de leur patrimoine et leurs activités directes, mais aussi dans le cadre de l'exercice de leurs compétences (par exemple en matière d'urbanisme pour les collectivités).

Les actions d'exemplarité de l'État et des collectivités territoriales portent, pour partie, sur la rénovation des bâtiments publics. Des actions sont également engagées en matière d'achat public et de déclinaison territoriale des politiques climatiques énergétiques au travers des Plans Climat-Air-Énergie Territoriaux et des Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Énergie. En particulier, la France a notifié le choix de l'approche alternative concernant la rénovation des bâtiments de l'État, et s'est fixé à ce titre un objectif d'économies

d'énergie de 10 131 GWh sur la période 2014-2020. D'après les données issues du document de politique transversale climat, les montants alloués en 2014 à l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments de l'État (crédits de paiements) sont de l'ordre de 97 M€.

De plus, suite à l'adoption de la LTECV, les nouvelles constructions publiques seront exemplaires sur le plan énergétique et environnemental, et autant que possible à énergie positive ou à haute performance environnementale.

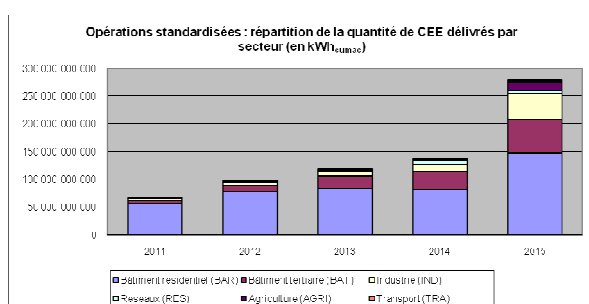
Les mesures transversales

Les certificats d'économies d'énergie (CEE)

De manière transversale, les certificats d'économies d'énergie (CEE)² constituent la clef de voûte de la politique française de maîtrise de la demande avec 944,5 TWh_{cumac} réalisés au 31 janvier 2016 depuis le début du dispositif.

La troisième période a débuté le 1er janvier 2015, avec un objectif triennal de 700 TWh_{cumac} et des modalités de demande de CEE standardisées et simplifiées.

Figure 5 : Opérations standardisées : répartition de la quantité de CEE délivrés par secteur (en kWh_{cumac}) (Source : DGEC)



L'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) crée une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Cette nouvelle obligation CEE, dimensionnée à 150 TWh_{cumac} d'ici fin 2017, vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie définis pour la troisième période.

L'écoconception des produits

Les mesures d'écoconception des produits liés à l'énergie ou de recyclage des déchets ont également un impact majeur en termes d'économies d'énergie. Par exemple, la production d'aluminium secondaire (issue du recyclage) ne consomme que 5 % de l'énergie nécessaire à la production d'aluminium primaire (par électrolyse). Autre exemple,

l'écoconception et l'étiquetage énergétique des dispositifs de chauffage centralisé (chaudière gaz/fioul, pompe à chaleur...) et des chauffe-eau sont entrés en vigueur en septembre 2015.

L'évolution des comportements

Par ailleurs, les actions de sensibilisation permettent d'agir sur les comportements : campagnes grand public de l'ADEME (par exemple « j'éco-rénove, j'économise »), diagnostic de Performance Énergétique (DPE) obligatoire lors de la vente ou du changement de locataire de tout logement, Points Rénovation Information Services en direction des particuliers et des entreprises..., sites internet grand public (site éco-citoyens, comparateur « Topten »)...

L'efficacité énergétique, un gisement d'activités et d'emplois

Ces politiques et mesures se traduisent par la structuration et le développement d'un marché des services énergétiques et d'efficacité énergétique, estimé à 7,2 Mds€ en 2013³.

Le secteur de l'amélioration de l'efficacité énergétique représentait quant à lui en 2014 environ 237 000 emplois en France, répartis en 123 000 emplois dans le secteur résidentiel et 114 000 dans les transports (Chiffres ADEME). Pour le seul secteur du bâtiment, le marché de l'efficacité énergétique est estimé à 17 Mds€ par an par l'ADEME.

Ce marché de la maîtrise de l'énergie rassemble des acteurs très divers, des grands groupes de la construction (Saint Gobain), des équipements électriques (Schneider Electric, Legrand), des services énergétiques (Engie Cofely, Dalkia) ou des transports (Alstom), aux PME et TPE équipementiers, du bâtiment, ou de l'audit et du conseil. Le segment des services énergétiques est en expansion, et l'offre évolue de la fourniture de services vers des offres clés en main d'amélioration de la performance énergétique. De nouveaux acteurs, spécialistes du BTP notamment (Bouygues, Eiffage, Vinci), se positionnent aux côtés des acteurs historiques et des fournisseurs d'énergie.

Pour accompagner ces évolutions et répondre à ces besoins, les métiers du bâtiment et de l'énergie doivent évoluer. Des formations adaptées sont en cours de développement, à l'image du programme FEEBAT qui, fin 2013, avait permis de former plus de 66 000 professionnels du bâtiment aux enjeux de l'efficacité énergétique après quatre ans d'existence. Ce programme a été reconduit en 2014.

- Laurence CHEYROU, Laurent CADIOU, Cédric MESSIER, Pierre BOUTOT

² Pour plus de détails, voir la page <http://www.developpement-durable.gouv.fr/cee>

³ Source : ADEME/CODA STRATEGIES - 2013

N°

6

Combattre la précarité énergétique

La loi relative à la transition énergétique met en place un chèque énergie en faveur des ménages les plus modestes, et renforce les obligations des fournisseurs en matière d'économie d'énergie

La réduction de la précarité énergétique constitue un enjeu majeur de la politique énergétique. Cette précarité résulte le plus souvent de la combinaison d'une contrainte sur les ressources du ménage et des caractéristiques du logement. L'observatoire national de la précarité énergétique, dans son premier rapport publié en 2014, fournit des données statistiques permettant de mieux quantifier le phénomène.

En termes de leviers d'action, l'enjeu est double :

- 1) traiter les causes en agissant sur la consommation, notamment au travers de la performance énergétique des logements ;
- 2) proposer une aide au paiement de la facture énergétique pour les ménages en situation de précarité, notamment par les tarifs sociaux et, à l'avenir, par le chèque énergie.

La précarité énergétique en France

Une définition législative introduite en 2010

La loi du 10 juillet 2010, dite loi Grenelle 2, énonce une définition légale de la précarité énergétique :

« Est en situation de précarité énergétique [...] une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat ».

Les indicateurs proposés par l'observatoire national de la précarité énergétique (ONPE)

L'observatoire national de la précarité énergétique (ONPE) a été mis en place le 1^{er} mars 2011 afin de disposer d'une connaissance fiable et partagée du phénomène de précarité énergétique.

L'ONPE a présenté en septembre 2014 son premier rapport, dans lequel il propose un panier d'indicateurs pour mesurer la précarité énergétique :

- le taux d'effort énergétique (TEE)

Il s'agit de l'indicateur le plus fréquemment utilisé en France : tout foyer consacrant plus de 10% de son revenu aux dépenses énergétiques est considéré en situation de précarité énergétique.

Comme certains ménages peuvent consacrer plus de 10% de leurs revenus à leurs dépenses énergétiques sans pour autant être en situation de difficulté financière, l'ONPE ne retient, parmi les ménages qui répondent à ce critère, que ceux qui appartiennent aux 3 premiers déciles de revenus (les 30% de Français les plus pauvres). 2,72 millions de ménages en France se trouvent dans cette situation, sur la base de l'enquête nationale logement de 2006.

- l'indicateur BRDE (bas revenus, dépenses élevées)

Selon ce nouvel indicateur, inspiré de récents travaux britanniques, les ménages sont considérés en situation de précarité énergétique à une double condition : leurs revenus sont faibles (inférieurs au seuil de pauvreté) et leurs dépenses énergétiques sont élevées (supérieures à la médiane nationale). Ils sont 3,42 millions dans ce cas en France.

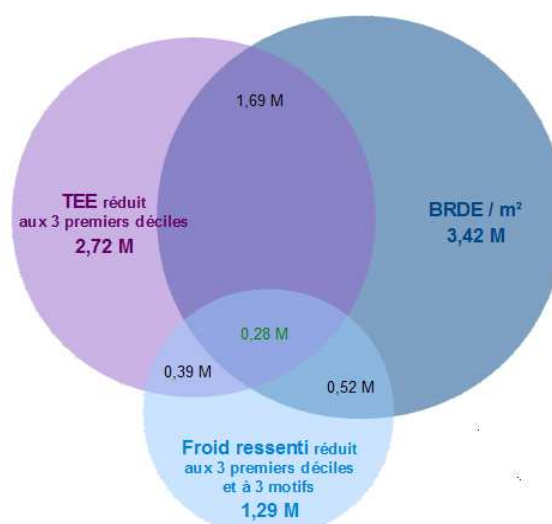
Toutefois, les indicateurs TEE et BRDE se heurtent à la difficulté de rendre compte des comportements de privation de certains ménages, confrontés à d'autres dépenses obligatoires, notamment de logement.

- le ressenti de l'inconfort, un indicateur froid

L'ONPE retient donc un troisième indicateur, subjectif, portant sur la sensation de froid exprimée par les ménages. Ils sont 1,29 million dans ce cas.

En réalité, ces 3 indicateurs se recouvrent partiellement, comme illustré par le diagramme ci-dessous. De l'ordre de 5 millions de ménages répondent à au moins l'un des 3 critères ci-dessus.

Figure 1 : Recouvrement des ménages concernés suivant les indicateurs retenus par l'ONPE



ONPE, d'après l'enquête nationale logement 2006

La hausse structurelle des prix de l'énergie, qui tend à accroître la pression sur les plus modestes, a connu une accalmie depuis 2014

Les prix de l'énergie pour le consommateur final ont connu une tendance haussière au cours des dernières années, qui s'est néanmoins inversée depuis 2014 pour la plupart des énergies.

Figure 2 : Dépense moyenne en énergie par ménage

	2012	2013	2014	2015
Dépense moyenne en énergie par ménage (par an, en € courants)				
Combustibles	1760 €	1852 €	1645 €	1680 €
Carburants	1421 €	1357 €	1302 €	1180 €
Part dans la consommation des ménages				
Combustibles	4,46%	4,68%	4,15%	4,22%
Carburants	3,60%	3,43%	3,29%	2,96%
Total	8,06%	8,10%	7,44%	7,18%

Lecture : en 2015, chaque ménage consacrait en moyenne par an 1 680 € pour l'énergie domestique et 1 180 € pour les carburants, soit au total 7,18 % de ses dépenses totales.

Les mesures d'aide à la rénovation énergétique des bâtiments pour les ménages en situation de précarité

Pour lutter contre la précarité énergétique, un premier enjeu est d'aider les ménages modestes à réduire leurs consommations grâce à la réalisation d'opérations d'économies d'énergie dans leur logement. L'objectif fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (article 3) est de rénover énergétiquement 500 000 logements par an à compter de 2017, dont au moins la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes, visant ainsi une baisse de 15% de la précarité énergétique d'ici 2020.

Programmes de lutte contre la précarité énergétique, à destination des ménages les plus défavorisés

- Le programme « Habiter Mieux » est porté par l'Anah dans le cadre de sa mission de lutte contre la précarité énergétique et a notamment permis de traiter 50 000 logements par an en 2014 et 2015, dont la très grande majorité est occupée par des ménages très modestes. Ce programme vise sur la période 2015-2017, la rénovation de 190 000 logements dont les occupants sont en situation de précarité énergétique (voir section suivante).

L'Anah accorde des aides financières pour travaux à des propriétaires occupants, bailleurs et copropriétés en difficulté. Ces aides sont soumises à conditions de ressources.

En complément, lorsque les travaux réalisés permettent d'améliorer les performances énergétiques du logement de 25%, une aide complémentaire du fonds d'aide à la rénovation thermique des logements privés (FART), géré par l'Anah pour le compte de l'État, peut être attribuée.

Un éco-prêt « Habiter Mieux » a été créé par la loi de finances pour 2016 pour permettre aux ménages modestes et très modestes bénéficiaires des aides du programme « Habiter Mieux » de l'Anah de financer à taux nul le reste à charge de leurs travaux. Les conditions d'éligibilité ainsi que la procédure d'attribution de ce type d'éco-prêt sont adaptées aux spécificités du programme "Habiter Mieux".

En complément de ces dispositifs, il est possible de bénéficier d'autres aides : crédit d'impôt transition énergétique (CITE, dont le cumul avec les éco-prêts à taux zéro est ouvert à tous les ménages depuis le 1^{er} mars 2016), et aussi d'autres subventions éventuellement accordées par les collectivités locales.

« Habiter Mieux » offre également un accompagnement personnalisé à chaque ménage : une personne se déplace pour réaliser le diagnostic thermique du logement, élaborer un projet de travaux, monter le dossier de financement et suivre le déroulement des travaux.

- Dans le cadre des CEE, différents programmes visent la réduction de la précarité énergétique.

- Enfin, à l'échelon local, les collectivités s'impliquent dans la rénovation des logements des ménages précaires, par le biais notamment des opérations programmées (OPAH, OPAH RR, OPAH RU, OPAH Copro, PIG...) pour des territoires en difficulté. Celles-ci permettent de définir, via des conventions signées avec l'État, l'Anah et éventuellement d'autres cofinanceurs, des objectifs et des programmes d'action pour inciter les propriétaires occupants et/ou les bailleurs à effectuer des travaux. Les actions décidées sont variables d'une opération à une autre. En général, elles incluent le repérage des ménages en difficulté, la réalisation de diagnostics techniques, la fourniture de conseils ou encore une aide au montage des dossiers.

Pour en savoir plus, rendez-vous sur le site internet <http://renovation-info-service.gouv.fr/>

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE)

L'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) crée une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

Cette obligation, qui s'impose aux fournisseurs d'énergie (carburants, électricité, gaz, fioul...), peut être remplie par la mise en œuvre d'actions d'économies d'énergie au bénéfice de ménages dont le revenu est inférieur à un plafond ou par la contribution à des programmes d'accompagnement de ces ménages. Les actions au profit des ménages les plus modestes sont encouragées par un système de bonification.

Cette nouvelle obligation CEE, dimensionnée à 150 TWh_{cumac} d'ici fin 2017, vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie définis pour la troisième période des certificats d'économie d'énergie. Elle représente un financement de l'ordre d'un milliard d'euros sur deux ans.

Par arrêté du 23 décembre 2015 deux programmes ont été validés, dans le cadre des CEE « précarité énergétique » :

- Le programme « SLIME (Services Locaux d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie) », qui a pour objectif la sensibilisation, l'information et la formation des ménages en situation de précarité

énergétique pour définir avec eux des solutions durables destinées à économiser l'énergie et les accompagner vers leur mise en œuvre ;

- Le programme « Pacte énergie solidarité » qui vise, d'ici mi-2017, l'isolation de combles perdus de 5 000 logements habités par des ménages en situation de précarité énergétique.

Un appel à projets a été lancé le 10 mai 2016 afin de sélectionner de nouveaux programmes dans le cadre du dispositif des CEE.

Pour en savoir plus, rendez-vous sur le site internet www.developpement-durable.gouv.fr/cee

Les mesures nationales d'aide au paiement des factures d'énergie

Les aides préventives : les tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel

Afin d'atténuer l'impact des prix de l'énergie sur les ménages modestes, ont été mises en place à compter de 2005 des aides sous condition de ressources : le tarif de première nécessité (TPN) pour l'électricité et, à compter de 2008, le tarif spécial de solidarité (TSS) pour le gaz.

Ces aides, financées par l'Etat, prennent la forme d'une déduction forfaitaire en pied de facture ou versée sous la forme d'un chèque individuel pour les logements équipés d'un chauffage collectif au gaz naturel. Leur montant est modulé en fonction du nombre de personnes composant le foyer bénéficiaire et du niveau de consommation énergétique. Le TPN correspond à une réduction sur la facture comprise entre 71 € et 140 € par an, et le TSS varie de 23 € à 185 € par an.

Vers un chèque énergie utilisable pour toutes les dépenses d'énergie du logement

Les tarifs sociaux souffrent de défauts structurels qui les empêchent d'atteindre pleinement leurs objectifs :

- d'une part, le nombre de bénéficiaires effectifs (environ 3 millions début 2016) reste nettement inférieur au nombre d'ayants droit (plus de 4 millions de ménages), notamment du fait de difficultés techniques pour identifier les ayants-droit dans les fichiers clients des fournisseurs ;
- d'autre part, un niveau d'aide très dépendant de l'énergie de chauffage : les ménages abonnés au gaz naturel perçoivent ainsi à la fois le TSS et le TPN, alors que les autres ne perçoivent que le TPN. Le niveau d'aide peut ainsi varier du simple au triple.

Ces limites, constatées par de nombreux acteurs de l'énergie et de la lutte contre la précarité (ADEME, Médiateur national de l'énergie, associations de lutte contre la précarité) ont conduit le gouvernement à mettre en place, dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, un nouveau **chèque énergie** dédié au paiement des factures d'énergie du logement.

Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 227 €, sera attribué sur la base d'un critère fiscal

unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Il permettra aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires pourront utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Dès 2016, le chèque énergie sera mis en place progressivement, dans le cadre d'une phase expérimentale de deux ans. Les premiers chèques seront ainsi attribués à leurs bénéficiaires dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes-d'Armor et du Pas-de-Calais au premier semestre 2016. A l'issue de cette phase expérimentale, et sur la base d'un rapport d'évaluation remis au Parlement, le chèque énergie sera généralisé d'ici le 1^{er} janvier 2018 en remplacement des tarifs sociaux.

Les aides curatives : les fonds de solidarité pour le logement (FSL) et la protection contre les interruptions de fourniture

Institués par la loi du 31 mars 1990 relative à la mise en œuvre du droit au logement, les FSL accordent des aides financières aux personnes qui rencontrent des difficultés pour assurer leurs dépenses de logement (loyers, factures d'énergie...).

Depuis 2009, les aides au paiement des factures d'énergie sont devenues le premier poste de dépenses des FSL. Chaque année, ce sont environ 300 000 ménages qui sont aidés à ce titre, pour un montant moyen d'aide (subvention et/ou prêt) de 250 €.

Les FSL sont gérés et financés par les conseils départementaux depuis 2005. Une partie de leurs dotations provient de financeurs volontaires, dont les fournisseurs d'énergie (une partie des versements réalisés par les fournisseurs d'électricité fait l'objet d'une compensation par l'Etat).

Initialement limitée aux foyers ayant bénéficié d'une aide du FSL, l'obligation de maintien de la fourniture de gaz naturel et d'électricité entre le 1^{er} novembre et le 15 mars, a été élargie à l'ensemble des ménages par la loi du 15 avril 2013. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a d'ailleurs étendu cette trêve jusqu'au 31 mars, en cohérence avec l'allongement en 2014 de la trêve hivernale relative aux expulsions domiciliaires.

D'autre part, des dispositions réglementaires (décret du 13 août 2008, modifié par le décret du 27 février 2014) encadrent la mise en œuvre des coupures pour impayés, en exigeant des fournisseurs l'envoi de courriers de relance et le respect de délais stricts avant toute coupure, ainsi que l'information des services sociaux par le fournisseur lorsque l'alimentation n'a pas été rétablie dans les cinq jours suivant la coupure.

- Carmen DAVOUT, Fabien CAYLA

Développer les technologies pour le système énergétique de demain

Une recherche reconnue mondialement, dotée d'un important dispositif de démonstration et de partenariats publics-privés visant les nouvelles technologies de l'énergie

Le soutien à la recherche et l'innovation est un des axes majeurs de la transition énergétique pour accompagner les filières correspondantes vers la maturité et la compétitivité.

L'investissement public dans la R&D pour l'énergie maintenu à haut niveau en 2014

Les dépenses financées par l'Etat¹ en 2014 ont été de 1,05 milliard d'euros (G€) dont :

- 439 M€ sur les nouvelles technologies de l'énergie (42%),
- 482 M€ sur l'énergie nucléaire (46%),
- 75 M€ sur les énergies fossiles (7%),
- et le reste sur des domaines de recherche transversaux.

Le budget global de 2014 a été maintenu à un niveau équivalent à celui des années précédentes, avec une répartition stable. A cela s'ajoutent les aides aux entreprises, en particulier via le crédit impôt recherche et certaines actions du Programme des Investissements d'Avenir (PIA).

Les nouvelles technologies de l'énergie incluent :

- l'efficacité énergétique (industrielle, tertiaire, résidentielle et dans les transports) ;
- les énergies renouvelables (solaires, éoliennes, marines, bio-énergies, géothermie et hydroélectricité) ;
- la capture, le stockage et la valorisation du CO₂ ;
- le stockage d'énergie, les réseaux électriques, l'hydrogène et les piles à combustible.

Les principaux acteurs de la recherche en France

La recherche française est présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la R&D :

- la recherche fondamentale effectuée notamment par les laboratoires publics, par exemple ceux du CNRS, dans les universités et les écoles d'ingénieurs ;
- la recherche industrielle et les démonstrations de recherche effectuées notamment par les EPIC dont le CEA, le CSTB, le BRGM et l'IFPEN et par les entreprises elles mêmes ;
- l'expérimentation pré-industrielle et les démonstrations technologiques effectuées notamment par les entreprises industrielles, en partenariat avec les laboratoires publics et les EPIC.

Le programme des Investissements d'Avenir (PIA) a pour objectif de mobiliser tout particulièrement ce dernier maillon de la chaîne de valeur.

L'ANCRE (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) créée en 2009 par le CEA, le CNRS, la CPU, et l'IFPEN, a pour objectif de renforcer l'efficacité, la valorisation et le rayonnement international de la recherche publique française, en assurant une meilleure coordination de la programmation scientifique. Elle rassemble les organismes de recherche publique français concernés par les problématiques de l'énergie².

La Stratégie Nationale de la Recherche pour l'Energie (SNRE)

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV) précise que la Stratégie Nationale de la Recherche pour l'Energie (SNRE) constitue le volet énergie de la stratégie nationale de recherche³ adoptée en 2015 et révisable tous les 5 ans.

La SNRE devra notamment prendre en compte les orientations de la politique énergétique et climatique définies dans les outils de planification de la loi TECV (stratégie nationale bas carbone et programmation pluriannuelle de l'énergie).

Année 2016

Les travaux d'élaboration de la SNRE ont été lancés en mars 2016 par son Secrétariat Permanent composé des ministères en charge de l'énergie et de la recherche, de l'ADEME et de l'ANCRE, devant un comité de suivi constitué des parties prenantes. Ces travaux s'articulent notamment autour d'un état des lieux de la recherche dans les filières de production et d'utilisation de l'énergie et de comparaisons des stratégies existantes à l'international.

L'objectif est d'élaborer cette stratégie nationale avant la fin de l'année 2016.

¹ L'investissement public dans la R&D pour l'énergie regroupe les dépenses financées par l'Etat des centres de recherche dans ce domaine (cf. données CGDD transmise à l'AIE présentées en figure 1)

² Les sigles des organismes français de recherche publique sont détaillés à la fin de la fiche

³ Prévue par la loi du 22 juillet 2013 relative à l'enseignement supérieur et à la recherche

Figure 1 : Evolution des financements publics de la recherche et développement (R&D) sur l'énergie en France de 2004 à 2014 (montants des subventions)
Source : CGDD, 2015, données transmises à l'AIE

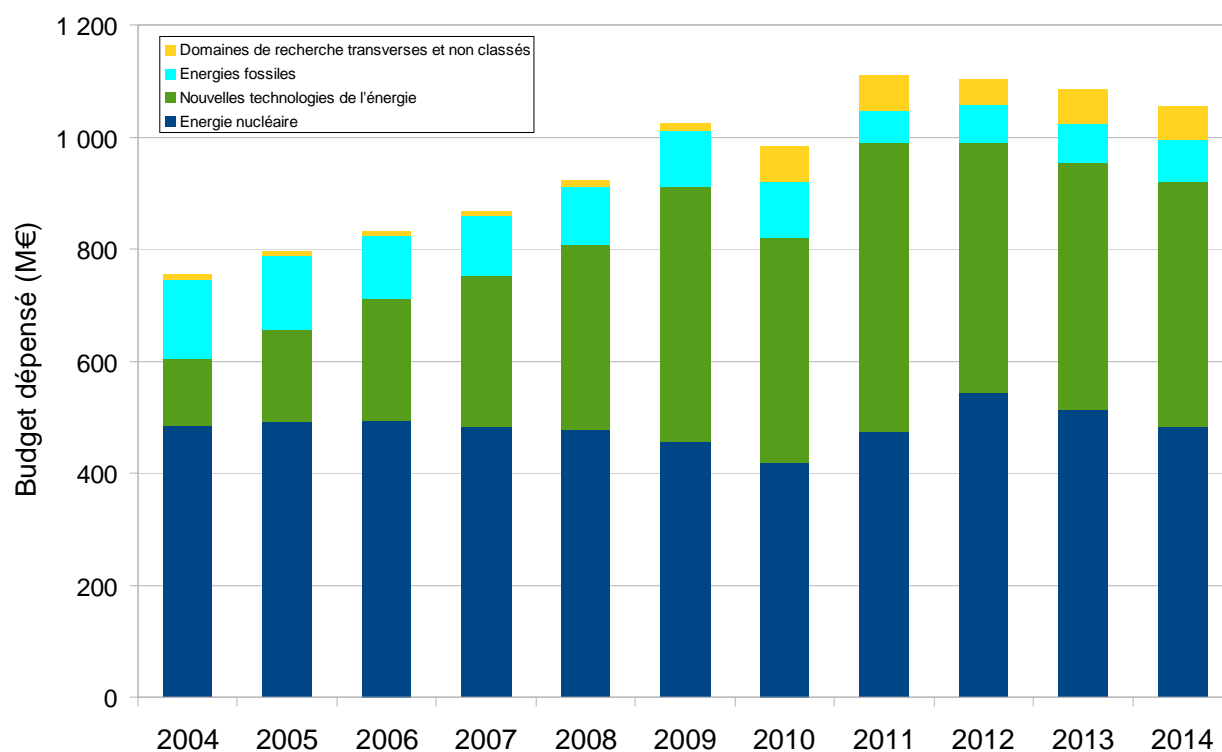
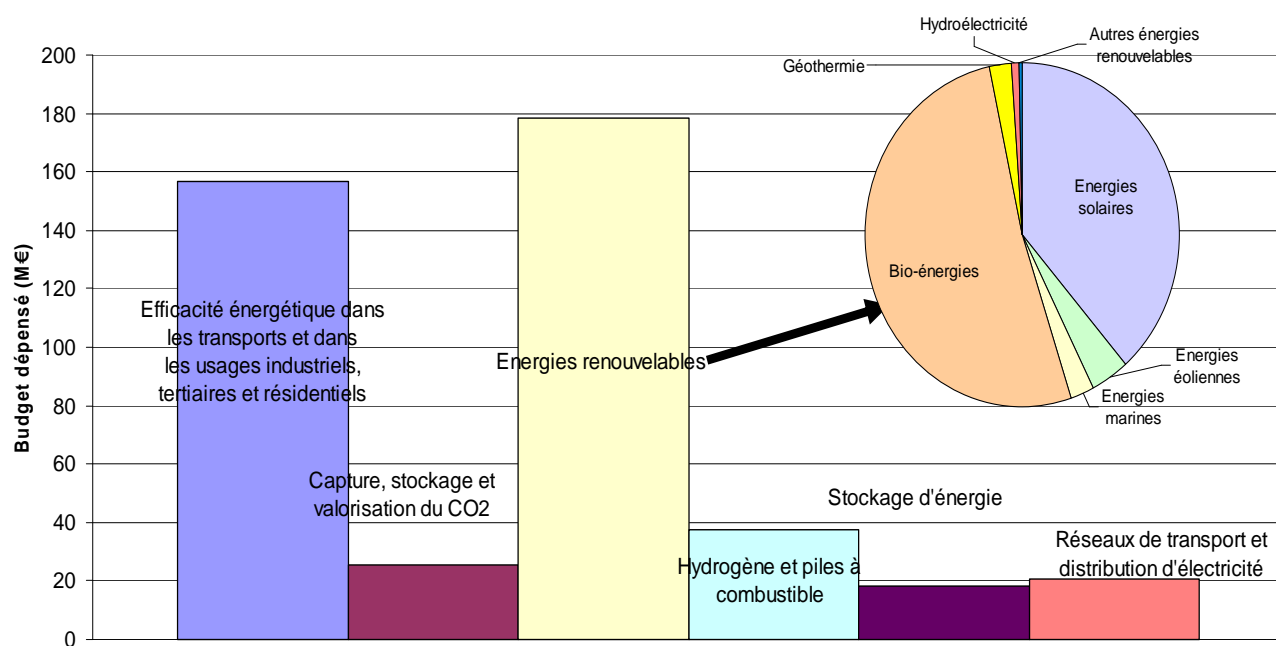


Figure 2 : Détail du financement (subventions à la R&D) des nouvelles technologies de l'énergie en 2014 en France
Source : CGDD, 2015, données transmises à l'AIE

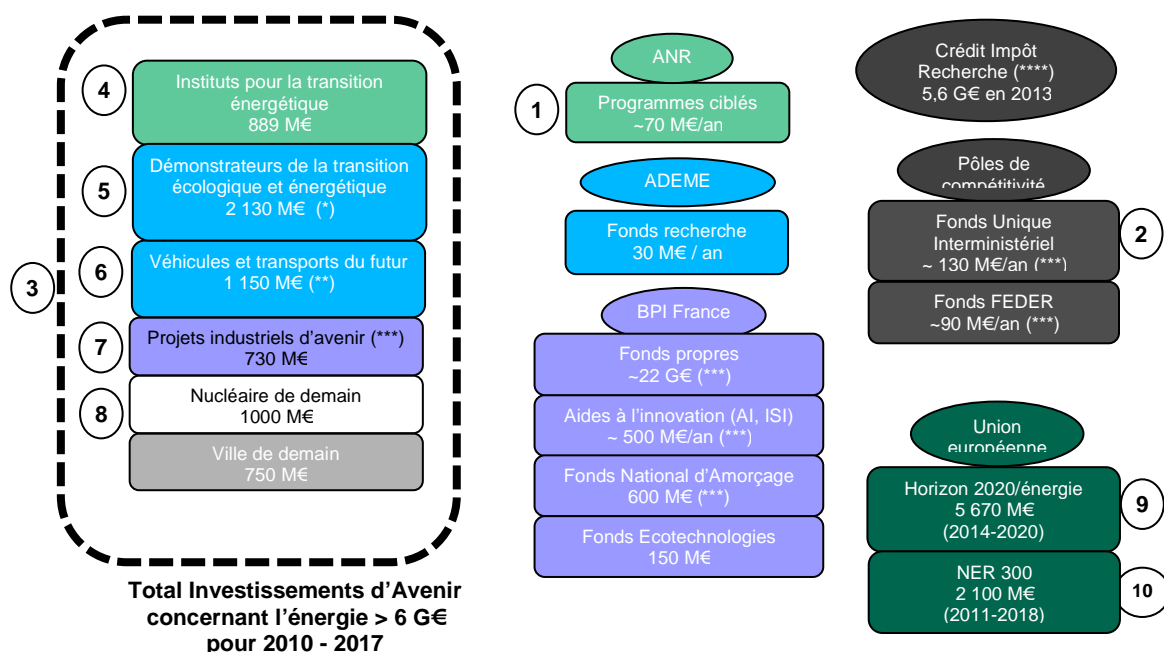


Les principaux programmes de financement de la recherche collaborative en France

Au-delà du financement des établissements publics de recherche (cf. liste en fin de document), l'État français soutient les projets de recherche collaborative entre acteurs publics et privés de la R&D, ainsi que les projets innovants des entreprises.

Les modes de financement et les enveloppes financières disponibles aujourd'hui sont indiqués dans la figure 3 ci-dessous.

Figure 3 : Sources de financement de la R&D et de l'innovation pour l'énergie



(*) dont dotation au fonds Ecotechnologies (120 M€)

(**) dont dotation au fonds Ecotechnologies (30 M€)

(***) Les montants affichés correspondent à l'ensemble du programme, au-delà des seules thématiques énergétiques

(****) Depuis 2013, le CIR inclut trois composantes, dont le crédit d'impôt au titre des dépenses de recherche (5,6 G€)

L'Agence Nationale de la Recherche (ANR) soutient les projets amont de recherche collaborative (1)

Dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique, l'action ciblée de l'ANR a permis d'engager près de 70 M€ par an depuis la création de l'agence en 2005 pour soutenir la recherche fondamentale et appliquée.

Le Fonds Unique Interministériel (FUI) soutient les projets collaboratifs des pôles de compétitivité (2)

Le FUI finance les projets collaboratifs de recherche et développement des pôles de compétitivité. Le fonds a vocation à soutenir des projets de recherche appliquée portant sur le développement de produits ou services susceptibles d'être mis sur le marché à court ou moyen terme.

En 2015, les deux appels annuels ont permis de financer 120 projets au total.

FUI	AAP n° 19	AAP n° 20	2015
Financement Etat	47,6 M€	41 M€	88,6 M€
Financement Collectivités	41,1 M€	41,5 M€	82,6 M€
Nombre de projets	62	58	120

Principaux programmes sur l'énergie des Investissements d'Avenir (3)

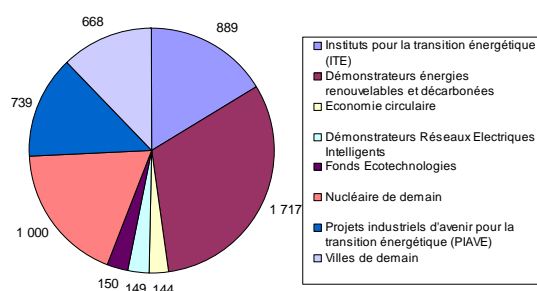
Dotés d'une enveloppe globale de près de 47 milliards d'euros, dont environ 5,5 milliards sur l'énergie, les Investissements d'Avenir doivent permettre le financement d'actifs rentables et d'infrastructures de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France. Ces montants de

financements des actions de R&D et d'innovation incluent subventions, avances remboursables et participations en fonds propres.

La répartition des montants dédiés aux thématiques en lien direct avec l'énergie est détaillée dans la figure 4.

**Figure 4 : Programme des investissements d'avenir
Répartition des enveloppes concernant l'énergie
2010- 2017 (en M€)**

Source: rapport CGI 2014



Instituts pour la Transition Énergétique (ITE) (4)

Le programme Instituts pour la Transition Énergétique, opéré par l'ANR, vise la constitution de campus d'innovation technologique de rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables, des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique. Ces centres de recherche publics-privés constituent un socle structurant pour les activités de recherche et innovation des filières des énergies décarbonées. Ces activités se déclinent via une stratégie technologique et économique pérenne (programme de travail d'au moins dix ans), des projets collaboratifs, des actions de formation communes et des investissements partagés, notamment pour des moyens de prototypage, d'essais et de démonstration.

Dans le cadre du programme ITE, une dizaine d'initiatives se sont constituées dans les domaines suivants :

- énergies décarbonées ;
- chimie verte et matériaux agrosourcés ;
- énergies marines renouvelables ;
- énergies solaires ;
- géothermie ;
- réseaux électriques intelligents ;
- efficacité énergétique ;
- bâtiment durable
- véhicule décarboné et mobilité.

Démonstrateurs pour la transition écologique et énergétique (5)

Opérée par l'ADEME, cette action regroupe depuis le début 2015 cinq thématiques stratégiques et vise à susciter des démonstrateurs de recherche et d'innovation en matière d'énergies décarbonées et de

transition énergétique et écologique dans ces domaines :

- les énergies renouvelables ;
- la décarbonation des usages de l'énergie, l'efficacité énergétique et les réseaux intelligents ;
- le bâtiment durable et notamment la rénovation énergétique ;
- l'eau et la biodiversité ;
- l'économie circulaire.

Année 2016

Fermes pilotes pour l'éolien flottant :

Un appel à projets relatif à l'éolien flottant lancé en 2015 permettra de financer plusieurs fermes pilotes préfigurant l'étape industrielle et commerciale - voir la fiche énergies marines renouvelables

PME innovantes pour la transition:

Des initiatives de financements adaptés aux PME ont permis de sélectionner plusieurs dizaines de lauréats dans les domaines de la production d'ENR et du stockage, des réseaux intelligents, de l'efficacité énergétique dans le bâtiment, l'industrie ou l'agriculture ainsi que pour la biodiversité.

L'action est abondée à hauteur de 2 130 M€ répartis comme suit (cf. figure 4) :

Energies renouvelables et décarbonées	1 717 M€
Economie circulaire	144 M€
Réseaux électriques intelligents	149 M€
Contribution au fonds Ecotechnologies	120 M€
Total	2 130 M€
Démonstrateurs de la transition écologique et énergétique	2 130 M€

Année 2016 : Initiative Jeunes pousses Green tech

Un appel à projets destiné à renforcer la capacité d'innovation des entreprises en création (maximum 36 mois) dans le domaine du numérique appliqué à la transition écologique et énergétique a permis à 37 projets de bénéficier d'un double soutien :

- une aide à la constitution de fonds propres (pré amorçage jusqu'à 150 k€) ;
- la possibilité de rejoindre l'incubateur de startup du ministère (créé en septembre 2016 par la ministre au sein de l'Ecole nationale des ponts et chaussées).

Un second financement (jusqu'à 500 k€) permettra de soutenir les projets les plus prometteurs.

Véhicules et transports du Futur (6)

Egalement opérée par l'ADEME, l'action vise à accélérer l'innovation et l'industrialisation de nouvelles solutions de mobilité, de technologies et d'infrastructures de transport plus sobres en énergies fossiles et de moindre impact sur l'environnement.

Projets industriels d'avenir (PIAVE) (7)

Cette action opérée par BPI France vise à développer depuis 2015 une politique industrielle s'appuyant sur :

- l'amélioration de la compétitivité ;
- l'instauration de politiques sectorielles par filière ;

- la mise en œuvre de la transition écologique et énergétique.

Destinée notamment aux projets dont la thématique correspond à l'une des neuf solutions de la nouvelle France industrielle (NFI), cette action vise à soutenir ceux qui ne bénéficient pas de fonds dédiés dans le cadre des autres programmes du PIA.

Nucléaire de demain (8)

Ce programme doté d'une enveloppe d'un milliard d'euros au titre du PIA, est composé des actions suivantes :

- le projet ASTRID opéré par le CEA (réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de 4^{ème} génération à vocation de démonstration technologique et industrielle) pour 626,6 M€ ;
- le projet de réacteur Jules Horowitz opéré par le CEA (réacteur de recherche en support à l'énergie nucléaire et à la production de radionucléides pour le secteur médical) pour 248,4 M€ ;
- l'action de l'ANDRA pour approfondir la recherche dans le domaine du traitement et du stockage des déchets radioactifs et pour optimiser la gestion des déchets de démantèlement (75 M€) ;
- une action de "Recherche dans le domaine de la sûreté nucléaire et de la radioprotection" opérée par l'ANR afin d'approfondir les recherches en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection (50 M€).

Capture, stockage et utilisation de CO₂ (CCSU)

La baisse significative du prix de la tonne de CO₂ sur le système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) et l'abandon des politiques volontaristes de certains pays en Europe - le projet « White Rose » de captage sur une centrale électrique au charbon au Royaume-Uni étant l'exemple le plus emblématique en la matière - conduisent à réfléchir sur l'orientation de la filière. 2016 sera probablement une année pour cette filière, après l'accord de Paris à la COP21.

Dans le monde, à fin 2015, plusieurs projets ont abouti, qu'ils soient au stade de pilote ou industriel, en particulier la première unité industrielle de captage installée sur la centrale à charbon de Boundary Dam au Canada, qui enregistre une année pleine de fonctionnement. Pour la partie stockage, de nouveaux projets d'injection de CO₂ dans le sous-sol profond ont démontré leur faisabilité : Sleipner en Norvège est le plus ancien site, en opération depuis 1996. En France, plusieurs industriels (ArcelorMittal, Air Liquide, Alstom, EDF et Total) ont réalisé des pilotes de recherche :

- Projet pilote de Lacq-Rousse : captage de CO₂ dans les fumées d'une chaudière à gaz puis de stockage dans un ancien réservoir de gaz à Lacq,
- Projet C2A2 : captage de CO₂ issu des fumées de la centrale à charbon du Havre,
- Projet TGR-BF : études préalables à un démonstrateur de captage de CO₂ pour la sidérurgie, transport et stockage géologique en aquifères salins,
- Projet CRYOCAPTTM : mise en œuvre d'un nouveau procédé de captage de CO₂ à Port Jérôme.

2015 se conclut par l'aboutissement de deux projets FP7 coordonnés par IFPEN et le BRGM : Octavius

pour le captage et UltimateCO₂ pour le stockage. 2016 ouvre une nouvelle période d'engagement des acteurs français pour la recherche dans ce domaine avec le lancement du projet H2020 ENOS ("Enabling Onshore CO₂ storage").

Les principaux programmes de financement de recherche collaborative en Europe

Le programme Horizon 2020 (9)

Pour la période 2014-2020, le programme européen de recherche et d'innovation Horizon 2020 centre les financements sur trois priorités : l'excellence scientifique, la compétitivité industrielle et les défis sociétaux. Il a regroupé le programme-cadre de recherche et développement technologique (PCRD), Euratom, le programme-cadre pour la compétitivité et l'innovation (CIP), et l'Institut européen d'innovation et de technologie (IET). Ce programme européen finance des projets interdisciplinaires susceptibles de répondre aux grands défis économiques et sociaux.

Le budget d'Horizon 2020 est de 74,3 milliards d'euros pour la période 2014-2020 dont 1,6 G€ pour Euratom et 5,67 G€ pour le défi "Energies sûres, propres et efficaces".

Ce défi sociétal vise notamment à

- réduire la consommation d'énergie et l'empreinte carbone en utilisant l'énergie de manière intelligente et durable,
- s'approvisionner en électricité à faible coût et à faibles émissions de carbone,

Le fonds démonstrateur européen NER 300 (10)

Le fonds démonstrateur européen, communément appelé NER300 (New Entrant Reserve 300), a été créé en 2009 dans le cadre du paquet climat-énergie adopté sous présidence française de l'Union européenne. Il est doté de 300 millions de quotas d'émissions de la réserve des nouveaux entrants pour financer des démonstrateurs de captage et stockage du CO₂ (CSC) et d'énergies renouvelables innovantes de taille commerciale.

La vente en deux tranches de ces quotas a permis de doter le fonds de 2,1 G€. Les projets retenus doivent entrer en opération d'ici 2020.

A l'international: Mission innovation

Lancée lors de l'ouverture de la COP 21 à Paris, cette initiative rassemble une vingtaine de pays autour de la France et des Etats-Unis en vue de renforcer leurs actions de financement de la R&D sur l'énergie propre pour parvenir à un doublement des budgets à 2020. Cette initiative des Etats est également en lien avec l'Energy Breakthrough Coalition, une action d'investisseurs privés de divers pays, coordonnés par Bill Gates, qui souhaitent favoriser l'innovation dans les technologies de l'énergie bas carbone par des investissements ciblés.

Organismes français de recherche publique dans le domaine de l'énergie

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
ANDRA	Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CDEFI	Conférence des Directeurs d'Ecoles Françaises d'Ingénieurs
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives
CIRAD	Centre de coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
CPU	Conférence des Présidents d'Université
CSTB	Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
IFPEN	Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles
IFREMER	Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer
IFSTTAR	Institut Français des Sciences et Technologies des Transports, de l'Aménagement et des Réseaux
INERIS	Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques
INRA	Institut National de la Recherche Agronomique
INRIA	Institut National de Recherche en Informatique et en Automatique
IRD	Institut de Recherche pour le Développement
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire
IRSTEA	Institut national de Recherche en Sciences et Technologies pour l'Environnement et l'Agriculture (ex CEMAGREF)
LNE	Laboratoire National de métrologie et d'Essais
ONERA	Office National d'Etudes et de Recherches Aéronautiques

- Pascal BARTHE, Paul BONNETBLANC
Sophie COURTOIS

N°

8

Développer les véhicules propres

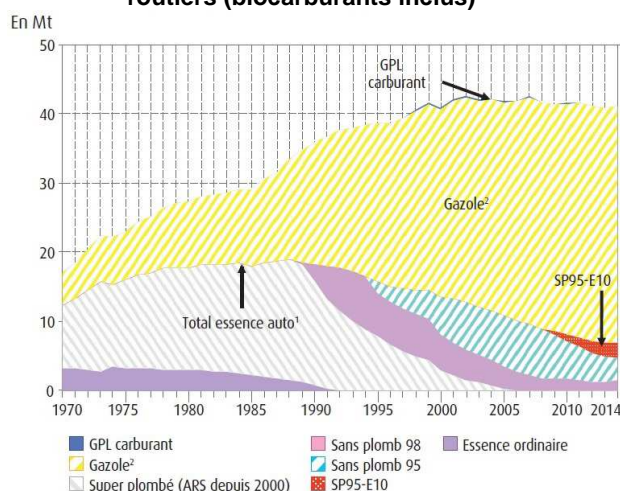
Un enjeu majeur pour l'atteinte de nos objectifs climat, air, énergie

Le développement des véhicules propres et notamment électriques doit participer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, à la réduction de la dépendance énergétique au pétrole du secteur des transports et à l'amélioration de la qualité de l'air en milieu urbain. La filière véhicules propres constitue en outre un enjeu industriel majeur pour la filière automobile.

Des véhicules de plus en plus performants

Différentes technologies cohabitent (motorisation essence, diesel, GPL...) comme le montre le graphique ci-dessous. Ces différentes technologies ont progressé, rendant les véhicules plus respectueux de l'environnement.

Figure 1 : Évolution des ventes de carburants routiers (biocarburants inclus)

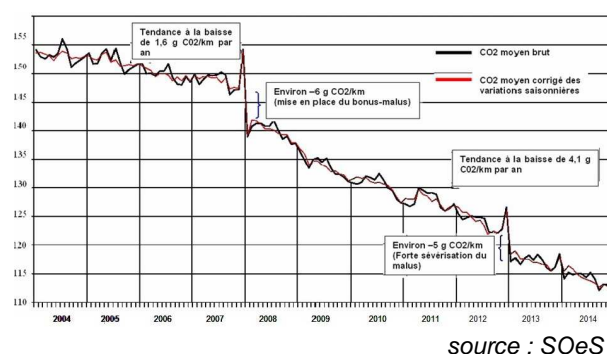


¹ Essence ordinaire, super-plombé, sans plomb 98, sans plomb 95, SP95-E10, biocarburants inclus.
² Biocarburants inclus.

source : « Chiffres clés de l'énergie édition 2015 »,
 calculs SOeS d'après CPDP

Sur l'ensemble de l'année 2015, les émissions moyennes de CO₂ des véhicules particuliers neufs vendus en France se sont établies à 111 g CO₂/km (alors qu'elles ont été de 122 g CO₂/km dans l'Union Européenne en 2014), en baisse de 3 g par rapport à 2014. La poursuite de la baisse des émissions moyennes de CO₂ des véhicules neufs constatée s'explique en grande partie par le maintien d'un bonus important destiné aux acquéreurs des véhicules les plus vertueux (véhicules électriques et hybrides rechargeables). La baisse des émissions moyennes de CO₂ des véhicules neufs, dont le rythme est soutenu depuis la mise en place du dispositif de bonus-malus automobile en 2008, se poursuit début 2016 : les émissions moyennes des véhicules neufs vendus depuis début 2016 ont ainsi été d'environ 110 g CO₂/km.

Figure 2 : Émissions moyennes en grammes de CO₂/Km des voitures particulières neuves immatriculées (2004- 2014)



source : SOeS

La poursuite du dispositif d'aide à l'acquisition et la location des véhicules les moins polluants a été confirmée pour l'année 2016 et le barème de bonus a été révisé. Les véhicules les plus vertueux ont été privilégiés et l'aide a été recentrée sur les véhicules présentant les meilleures performances environnementales (le montant du bonus à destination des acquéreurs de véhicules électriques a été maintenu à son niveau de 2015, soit 6 300 €, limité à hauteur de 27 % du coût d'acquisition du véhicule). Le barème du malus n'a pas été modifié en 2016. Les malus s'échelonnent de 150€ pour des véhicules émettant plus de 130g CO₂/km à 8 000 € pour ceux émettant plus de 200 g CO₂/km.

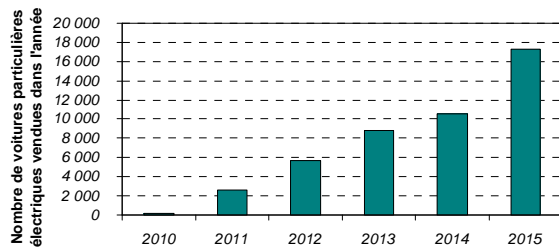
Le dispositif d'aide complémentaire à l'acquisition ou à la location des véhicules les moins polluants, dit prime à la conversion, a également été reconduit pour l'année 2016. Instauré au 1er avril 2015, ce dispositif donne droit à une aide complémentaire au bonus si l'achat ou la location d'une voiture particulière peu polluante est associé à la mise au rebut d'une voiture particulière diesel ancienne. Son barème et ses modalités d'attribution ont été revus au 1er janvier 2016 afin d'accélérer la mise au rebut des véhicules les plus polluants. Ainsi, le véhicule mis au rebut doit être âgé de 10 ans au minimum (contre 15 ans dans les critères de 2015). La prime pour l'acquisition d'un véhicule électrique est maintenue à 3 700 €, tandis que les ménages non imposables bénéficient maintenant d'une prime pour l'achat d'un véhicule essence neuf ou d'occasion émettant moins de 110 g CO₂/km (d'un montant de 1000 € s'il est Euro 6 et de 500 € s'il est Euro 5).

L'augmentation progressive des ventes de véhicules électriques et hybrides rechargeables

Sur l'ensemble de l'année 2015, 17 814 voitures particulières électriques ont été immatriculées en

France contre 10 567 en 2014, soit une progression de 68,5 %. La progression se poursuit en 2016.

Figure 3 : Progression des ventes de voitures particulières électriques en France



source : SOeS

En 2015, l'achat des véhicules hybrides rechargeables est en forte hausse. 5 587 de ces véhicules ont été vendus, soit près d'un triplement des ventes par rapport à 2014 et une multiplication par 6,6 par rapport à 2013. Cette progression significative des ventes est due principalement à l'arrivée en 2015 de nouveaux modèles attractifs sur le marché.

Les suites du scandale Volkswagen

Suite aux révélations d'une faute grave du groupe Volkswagen sur les émissions polluantes de ses véhicules par l'Agence fédérale américaine pour la protection de l'environnement (US-EPA), la ministre de l'environnement a demandé l'ouverture d'une enquête approfondie.

Ségolène Royal a installé une commission indépendante regroupant des parlementaires, des associations de consommateurs, des ONG environnementales, les services des ministères de l'écologie, de l'industrie et de l'économie, l'ANSSI, l'UTAC, l'ADEME, l'IFPEN, l'IFSTTAR, l'INRIA et l'INERIS pour définir un protocole de tests à réaliser à l'UTAC et analyser les résultats.

Un programme de contrôle sur 100 véhicules, choisis de façon aléatoire sur le marché automobile français a été mis en place. Les véhicules subiront des tests d'émissions de polluants, en laboratoire et en situation réelle sur route, qui seront comparés aux résultats d'homologation en laboratoire.

Les résultats de tests et les recommandations de la commission seront rendus publics à l'été 2016.

Le développement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques

Des objectifs nationaux ambitieux

Le développement des véhicules électriques ne peut se faire sans déploiement à l'échelle nationale d'une infrastructure de recharge adaptée. La directive 2014/94/UE impose aux États membres de veiller à ce qu'un nombre approprié de points de recharge ouverts au public soient mis en place afin que les véhicules électriques puissent circuler au moins dans les zones

densément peuplées, et à favoriser et faciliter le déploiement de points de recharge non ouverts au public.

À cette fin notamment, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe l'objectif de 7 millions de points de recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables, ouverts au public ou installés sur un espace privé, à horizon 2030 sur le territoire français.

Au 31 décembre 2015, on comptait 11 281 points de recharge dont 10 813 points de recharge normale (puissance inférieure ou égale à 22 kW) et 468 points de recharge rapide (puissance supérieure à 22 kW).

Développement des points de recharge accessibles au public

En ce qui concerne les points de recharge ouverts au public, le Gouvernement encourage déjà, via le Programme des investissements d'avenir, les projets d'installation de bornes électriques de recharge portés par les collectivités locales. La plupart des projets sont à l'échelle du département. Le dispositif permet également à des groupements de communes de présenter des projets éligibles, pour peu que le maillage prévu en bornes de recharges soit suffisamment dense.

L'appel à manifestations d'intérêt correspondant, porté par l'ADEME, s'est terminé le 31 décembre 2015 : 77 projets ont été déposés. À fin mars 2016, les projets d'installation de 20 500 points de recharge ont été aidés à hauteur de 61 millions d'euros.

La loi du 4 août 2014 facilitant le déploiement d'un réseau d'infrastructures de recharge de véhicules électriques sur l'espace public complète ce dispositif. Relevant actuellement de la responsabilité des communes, la décision d'implantation de ces infrastructures de recharge est, grâce à cette loi, étendue à l'État ou aux opérateurs qui pourront ainsi implanter des bornes de recharge sur le domaine public de la collectivité locale sans être tenus d'acquitter une redevance d'occupation du domaine public lorsque cette implantation s'inscrit dans un projet de dimension nationale. À fin février 2016, trois projets, portés respectivement par le groupe Bolloré, la Compagnie Nationale du Rhône et la filiale d'EDF SODETREL, ont été reconnus par le gouvernement comme étant de dimension nationale. Ces projets vont permettre l'installation de 250 points de recharge rapide sur les grands axes autoroutiers et de 16 000 points de recharge normale ou accélérée en milieu urbain d'ici 2017.

Développement des points de recharge privés

Le gouvernement a mis en place plusieurs dispositifs pour aider au déploiement des points de recharge privés.

Les particuliers peuvent bénéficier du crédit d'impôts Transition Énergétique, à hauteur de 30 % des dépenses engagées, au titre de l'acquisition d'un

système de charge pour véhicule électrique. Ce dispositif, en vigueur depuis plusieurs années, a été reconduit jusqu'au 31 décembre 2016.

La convention lançant le programme ADVENIR a été signée le 10 février 2016. Basé sur les certificats d'économies d'énergie, ce programme porté par l'AVERE-France permettra notamment d'aider, à hauteur de 3 millions d'euros, les entreprises et les personnes publiques à installer sur leurs parkings semi-publics environ 3000 points de recharge accessibles à leurs salariés, à leurs flottes de véhicules et au public d'ici fin 2018. Le programme ADVENIR permettra également d'aider à hauteur de 4 millions d'euros l'installation de points de recharge dans les bâtiments d'habitation collectifs.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte porte de nouvelles mesures complémentaires aux dispositions réglementaires en faveur du pré-équipement des bâtiments et de leurs places de stationnement pour permettre l'installation ultérieure d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique ou hybride rechargeable. Ainsi, un décret qui sera publié courant 2016 imposera le pré-équipement pour tout ou partie des places de stationnement associées à un bâtiment neuf. Les bâtiments à usage principal d'habitation, tertiaire ou industriel, les bâtiments accueillant un service public ainsi que ceux constituant un ensemble commercial ou accueillant un établissement de spectacles cinématographiques seront concernés par cette disposition dès le 1^{er} janvier 2017.

Interopérabilité et itinérance de la recharge

L'itinérance de la recharge (et donc l'interopérabilité des points de recharge) est primordiale pour les utilisateurs. La directive 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs a donné des orientations aux États membres. Un décret sera publié courant 2016 afin d'inscrire dans la réglementation l'ensemble des dispositions techniques nécessaires à l'interopérabilité et à l'itinérance de la recharge. Ce projet de décret vise notamment à assurer l'universalité de la charge en prescrivant un socle technique minimum pour les points de recharge. Il prévoit que certains points de charge seront équipés de dispositifs intelligents dans le but de permettre la modulation de la puissance appelée afin d'optimiser l'usage de la ressource électrique disponible sur le réseau. Par ailleurs, il intègre des dispositions relatives à l'itinérance de la recharge : recensement des points de charge en leur attribuant un identifiant, accès des conducteurs de véhicules électriques à une information fiable sur les infrastructures de recharge ouvertes au public (localisation géographique, caractéristique technique), mise en place d'une plate-forme d'opérabilité nationale neutre et exigences relatives à l'interopérabilité.

Le développement des véhicules fonctionnant à l'hydrogène

À fin 2015, la France compte 8 stations de distribution d'hydrogène opérationnelles (Albi, Dole, Grenoble,

Ivry-sur-Seine, Paris, Lyon, Luxeuil et Saint-Lô). Une vingtaine de stations en service sont prévues fin 2016.

L'approche du gouvernement concernant la mobilité électrique à hydrogène consiste à développer l'offre et la demande dans le même temps par le biais de clusters locaux, composés de « flottes captives » de véhicules et d'une ou plusieurs stations de recharge en hydrogène. Ces flottes captives professionnelles permettent de maximiser la rentabilité des infrastructures. Dans un second temps, les clusters locaux seront reliés entre eux afin de créer un véritable maillage du territoire national et de permettre le déploiement à grande échelle des véhicules fonctionnant à l'hydrogène.

Le consortium H2 Mobilité France estime qu'en 2030, le marché français comprendra 600 stations de recharge pour 800 000 véhicules en privilégiant une approche de « flottes captives », d'abord pour les véhicules professionnels puis pour les véhicules particuliers. La feuille de route mobilité hydrogène du Plan Nouvelle France Industrielle propose un objectif ambitieux de 100 stations en 2020 pour 1000 véhicules afin de créer un premier maillage du territoire.

Les mesures portées par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La loi relative à la transition énergétique promeut, en complément de plusieurs mesures visant à poser les bases d'une mobilité durable, différents leviers complémentaires de développement des véhicules à faibles émissions :

- obligation d'achat par l'État et ses établissements publics, les collectivités locales et leurs groupements, les entreprises nationales, les loueurs de véhicules et les exploitants de taxis, dans des proportions variables, lors du renouvellement de leur flotte ;
- introduction de la possibilité de définir des conditions de stationnement et de circulation privilégiées ;
- introduction d'une stratégie de développement et de déploiement des infrastructures correspondantes d'alimentation en carburants alternatifs.

2016 – lancement d'un appel à projets GNV

L'utilisation du GNV permet des réductions importantes des émissions d'oxydes d'azote (NOx), ainsi que, dans une moindre mesure, des émissions de CO₂. Concernant le CO₂, ces réductions peuvent être importantes en particulier dans le cas d'une utilisation de BioGNV, c'est-à-dire de GNV issu du biométhane.

Pour cette raison, dans une logique de réduction de leurs impacts environnementaux, en particulier pour ce qui concerne la qualité de l'air, les acteurs du transport routier se positionnent pour se doter de poids lourds utilisant le gaz comme carburant. Néanmoins, cette volonté se heurte à la faiblesse de l'infrastructure d'avitaillement sur le territoire à ce jour, au surcoût à

l'achat des véhicules à motorisation GNV et à la faiblesse de leur valeur terminale.

Dans ce contexte, l'ADEME lance un appel à projets à l'été 2016 dans le cadre du programme des investissements d'avenir pour favoriser l'émergence sur le marché du transport routier d'offres de mobilité au Gaz Naturel Véhicule (GNV), associant des flottes de véhicules GNC ou GNL et des stations de recharge.

- Maude PRÉMILLIEU

N°

9

Améliorer la qualité de l'air ambiant

Un enjeu sanitaire majeur qui nécessite d'agir dans tous les secteurs d'activité

La qualité de l'air est un enjeu majeur de santé publique. Ses effets sur la santé sont avérés. Ils peuvent être immédiats ou à long terme (affections respiratoires, maladies cardiovasculaires, cancers...). D'après la dernière estimation publiée par Santé publique France, la pollution aux particules fines $PM_{2,5}$ est responsable de 48 000 décès par an.

Le Gouvernement a fait de la lutte contre la pollution atmosphérique une priorité, que ce soit dans le 3^{ème} plan national santé-environnement, la feuille de route issue de la conférence environnementale de 2014, ou encore les dispositions de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Malgré une amélioration de la situation au cours des dernières décennies il reste encore des zones dans lesquelles les concentrations de polluants dans l'air dépassent les valeurs limites réglementaires.

Tous les secteurs d'activité (industrie, transports, résidentiel, agriculture) contribuent à la pollution atmosphérique. La politique en faveur de la qualité de l'air nécessite des actions ambitieuses aux niveaux international, européen, national et local. Elle s'inscrit dans la durée et ses effets sont progressifs. Elle doit mobiliser tous les acteurs : État, collectivités territoriales, entreprises, citoyens et organisations non gouvernementales doivent conjuguer leurs efforts afin de garantir à chacun le droit de respirer un air qui ne nuise pas à sa santé.

Une tendance à l'amélioration... mais des efforts sont encore nécessaires

La surveillance de la qualité de l'air et la réalisation régulière d'inventaires nationaux d'émissions des principaux polluants atmosphériques sont encadrées par des directives européennes et la réglementation française.

Des seuils pour la protection de la santé humaine et de la végétation sont fixés pour différentes substances, en particulier pour le dioxyde de soufre (SO_2), les oxydes d'azote (NO_x) dont le dioxyde d'azote (NO_2), l'ozone (O_3), les particules de diamètre inférieur à $10\ \mu m$ (PM_{10}) et à $2,5\ \mu m$ ($PM_{2,5}$).

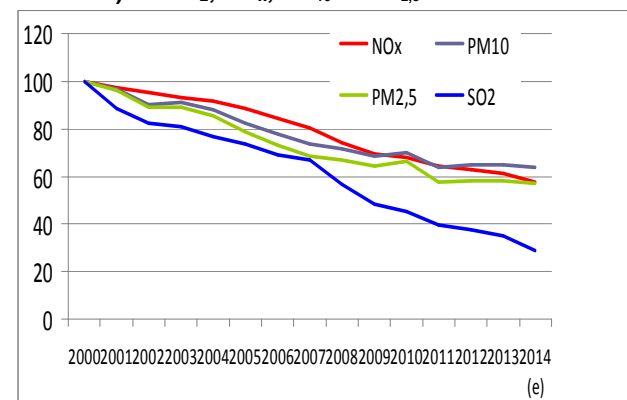
Évolution des émissions de polluants dans l'air

Le CITEPA¹ publie chaque année, à la demande du ministère de l'environnement, un bilan national des émissions de polluants atmosphériques par secteur d'activité.

¹ Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique

La baisse des émissions, observée depuis le début des années 1990, se poursuit de façon régulière sur la période 2000-2014 (graphique 1). Elle est particulièrement importante pour le SO_2 , qui provient principalement de la combustion d'énergie fossile dans les installations industrielles ou énergétiques. La baisse est moindre pour les autres polluants, et semble se stabiliser depuis 2011 pour les particules fines. Ces tendances reflètent les difficultés à intervenir sur des sources de pollution variées et nombreuses.

Graphique 1 : évolution des émissions (en indice base 100) de SO_2 , NO_x , PM_{10} et $PM_{2,5}$



Source : Citepa, format Secten, mise à jour avril 2015.
Champ : France métropolitaine

Évolution des concentrations de polluants dans l'air

La surveillance de la qualité de l'air est assurée dans chaque région par une association de surveillance de la qualité de l'air agréée par l'État (AASQA). Les AASQA réunissent les services de l'État, des collectivités, les émetteurs et les associations. Le laboratoire central de surveillance de la qualité de l'air (LCSQA) apporte un appui stratégique, technique et scientifique au dispositif.

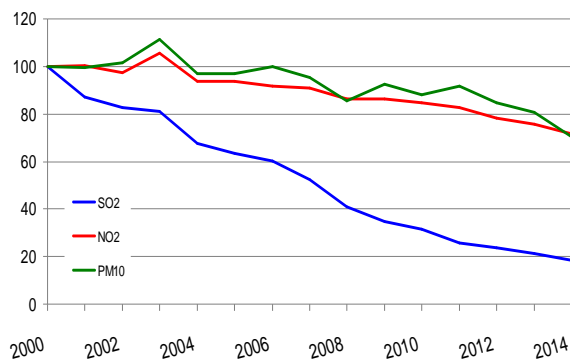
Un réseau de 650 stations de mesures fixes permet de surveiller la qualité de l'air sur l'ensemble du territoire, principalement en zones urbaines.

La qualité de l'air poursuit une amélioration amorcée il y a plusieurs années. Les concentrations moyennes de polluants diminuent et les dépassements des seuils réglementaires pour la protection de la santé concernent moins de zones (graphique 2). **Ces améliorations sont cependant fragiles car elles dépendent pour partie des conditions météorologiques.**

La baisse des émissions se traduit par une amélioration de la qualité de l'air, mais dans des proportions moindres. Ainsi, si les émissions de NO_x comptabilisées sur l'année de 2014, inférieures de 42 % à celles de 2000, la concentration en NO_2 dans l'air ne baisse que de 28 %. Compte tenu des processus complexes

intervenant dans l'atmosphère, l'évolution des émissions d'un polluant donné ne se répercute pas de façon linéaire sur les concentrations. L'amélioration de la situation pour les PM₁₀ dépend fortement des conditions météorologiques.

Graphique 2 : évolution des concentrations (en indice base 100) en SO₂, NO₂ et PM₁₀

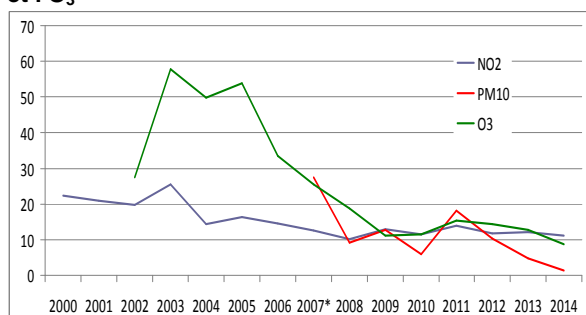


Source : Géod'Air, mai 2015. Traitements : SOeS

Il reste des zones dans lesquelles les valeurs limites européennes ne sont pas respectées

Le pourcentage de stations de mesure ne respectant pas, au moins une fois dans l'année, les seuils de protection de la santé humaine pour le NO₂, diminue de moitié entre 2000 et 2014 (graphique 3). Une baisse des cas de dépassement des seuils pour les PM₁₀ et l'ozone est également observée, avec toutefois des fluctuations importantes selon les années en raison notamment des conditions météorologiques.

Graphique 3 : évolution du nombre de stations de mesure (en %) ne respectant pas les seuils de protection de la santé humaine pour les PM₁₀, le NO₂ et l'O₃



Source : Géod'Air, mai 2015. Traitements : SOeS

Ces améliorations sont toutefois insuffisantes pour permettre à la France de respecter pleinement la réglementation européenne. Ainsi, en 2014, 11 % des stations de mesure présentent encore des dépassements des seuils pour le NO₂, 8,8 % pour l'O₃ et 1,5 % pour les PM₁₀.

Actuellement, la France est visée par une procédure précontentieuse pour non respect des valeurs limites européennes et insuffisance des plans d'action pour :

- 9 zones en ce qui concerne les PM₁₀ : Vallée de l'Arve, Paris, Marseille, Toulon, Nice, Grenoble, Lyon, Douai-Béthune-Valenciennes, La Martinique ;
- 19 zones pour le NO₂ : Vallée de l'Arve, Bordeaux,

Paris, Marseille, Toulon, Nice, Rouen, Saint-Etienne, Grenoble, Lyon, Strasbourg, Tours, Montpellier, Clermont-Ferrand, Rennes, Reims, Toulouse, Nîmes, zone urbaine régionale Poitou-Charentes.

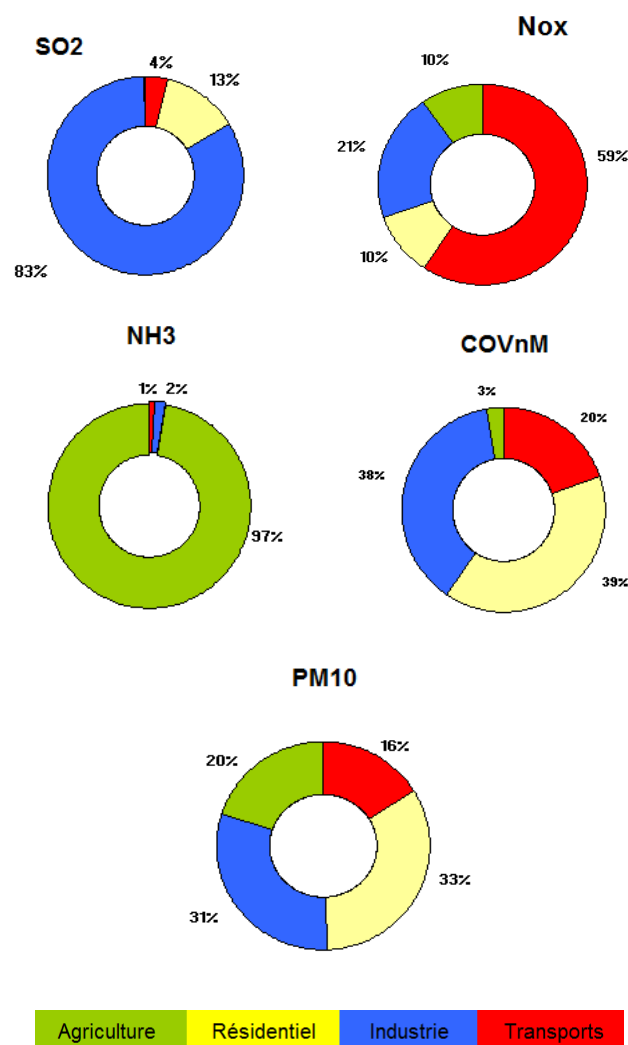
Agir en faveur de la qualité de l'air

Agir dans tous les secteurs d'activité

Tous les secteurs d'activité sont concernés. Il n'existe pas de mesure univoque permettant de réduire drastiquement les émissions de polluants.

Par exemple, en ce qui concerne les émissions de polluants primaires, les PM₁₀ proviennent aussi bien du résidentiel-tertiaire (chauffage principalement, 33 %), de l'industrie (31 %), de l'agriculture (20 %) que des transports (16 %).

En outre, certains polluants (NO_x, COV_{nm}, NH₃ par exemple) sont des précurseurs de polluants secondaires (ozone et particules) qui se forment dans l'atmosphère à partir de réactions chimiques entre polluants.



Source : CITEPA rapport SECTEN 2015, données 2014

Agir aux différentes échelles, de manière intégrée

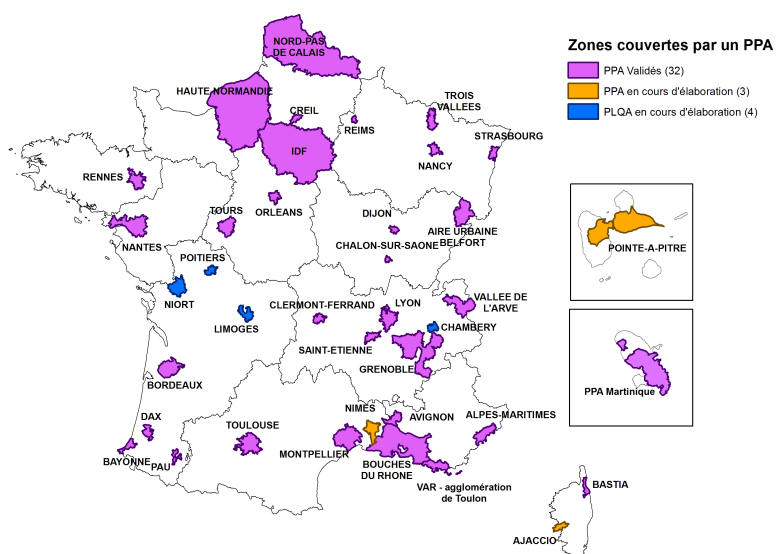
Il existe depuis de nombreuses années des réglementations destinées à réduire les sources de pollution dans différents secteurs.

– **Au niveau européen** : le droit européen fixe des plafonds annuels nationaux d'émissions et des valeurs limites dans l'air à ne pas dépasser, ainsi que les réglementations sectorielles (émissions industrielles, qualité des carburants, émissions des véhicules...).

– **Au niveau national** : l'État élabore les politiques nationales de surveillance de la qualité de l'air, de réduction des émissions polluantes et de diminution de l'exposition de la population aux polluants au quotidien et lors des épisodes de pollution. Il combine mesures réglementaires, fiscales, incitatives, outils de planification à destination des collectivités, et sensibilisation des acteurs.

– **Au niveau local** :

Les préfets adoptent des plans de protection de l'atmosphère (PPA) après concertation avec les collectivités locales et les parties prenantes dans toutes les zones en dépassement et les agglomérations de plus de 250 000 habitants. Ces plans couvrent près de la moitié de la population française.



Les préfets mettent en œuvre des mesures pendant les épisodes de pollution pour réduire les émissions ou l'exposition des populations.

Les collectivités (régions, départements, groupements intercommunaux, communes) contribuent, en fonction de leurs compétences, à surveiller et à améliorer la qualité de l'air (organisation des transports, schéma régional climat air énergie, plan climat air énergie territorial, financements...).

L'ADEME apporte un appui scientifique, technique et financier à l'État et aux collectivités en finançant des études et des opérations pilotes.

Les apports de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), offre un cadre juridique renouvelé et renforcé pour l'action, avec une approche intégrée climat-air-énergie depuis le niveau national jusqu'au niveau local.

Elle accélère la mutation du parc automobile français en imposant le renouvellement des flottes publiques de transport individuel et collectif (bus propres) et en facilitant le déploiement de bornes de recharge pour les véhicules électriques et hybrides avec un objectif de 7 millions de points de recharge d'ici à 2030 sur le territoire.

Elle permet aux collectivités de créer des zones à circulation restreinte, offre des avantages de stationnement et de péages pour les véhicules les moins polluants, et incite à la baisse des vitesses en ville. Elle facilite le développement du covoiturage et impose aux entreprises ayant plus de 100 salariés sur un même site couvert par un plan de déplacement urbain, de mettre en œuvre un plan de mobilité à compter du 1^{er} janvier 2018.

Elle prévoit également une meilleure prise en compte de la qualité de l'air dans les documents de planification : les plans climat énergie territoriaux (PCET) comporteront des mesures relatives à la qualité de l'air en devenant ainsi des plans climat-air-énergie-territoriaux (PCAET) qui concerneront d'ici 2019 tous les EPCI de plus de 20 000 habitants. Elle interdit l'utilisation des produits phytosanitaires dans l'espace public.

Les textes d'application de la loi seront pris dans les plus brefs délais et, sans attendre, des mesures fortes ont été prises pour accélérer la lutte contre la pollution atmosphérique :

Une prime pour la conversion des vieux véhicules polluants pouvant atteindre 10 000 euros, a été mise en place en avril 2015. Celle-ci est renforcée en 2016 en élargissant son assiette à tous les véhicules diesels de plus de 10 ans et en portant le montant de la prime pour l'achat d'un véhicule essence par les ménages non imposables de 500 € à 1000 € dans le cas d'un véhicule Euro 6 ;

Le rapprochement des taxes sur le gazole et sur l'essence a été engagé. Ainsi, alors que le différentiel de taxation entre le gazole et l'essence SP95 E10 était de près de 18 c€/l en 2013, il n'est plus que d'environ 12 c€/l désormais, et sera ramené à 10 c€/l en 2017 ;

Une indemnité kilométrique vélo à 25 cts d'euros par kilomètre a été mise en place, dans la limite d'un plafond, pour que les employeurs volontaires prennent en charge le coût des trajets domicile-travail à bicyclette ;

Suite aux révélations sur les émissions de polluants des véhicules en conditions réelles, **a été mis en place un programme de contrôle de**

100 véhicules, choisis de façon aléatoire sur le marché automobile français, et représentatifs des parts de marché des constructeurs. Ils ont subi des tests d'émissions de polluants, en laboratoire et en situation réelle sur route, comparés ensuite aux résultats d'homologation en laboratoire, en particulier sur les émissions d'oxydes d'azote et de CO₂. Une commission technique indépendante regroupant les parties prenantes et des experts a été créée pour définir et évaluer les résultats de ces tests ;

Un appel à projets « villes respirables en 5 ans » lancé en 2015 a permis de sélectionner 20 agglomérations lauréates s'engageant à mettre en œuvre des actions ambitieuses en faveur de la qualité de l'air. Les collectivités bénéficieront d'une aide pouvant aller jusqu'à 1 million d'euros ;

En complément du crédit d'impôt transition énergétique, **l'ADEME a mis en place des aides permettant aux collectivités de subventionner les particuliers souhaitant renouveler leurs appareils de chauffage au bois** par des appareils plus performants. Au total, 12 collectivités ont répondu à cet appel à projets et 3 conventions sont déjà signées. Les autres sont en cours.

Année 2016

La révision du plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA) a été engagée en 2015, avec une large concertation des parties prenantes. Le projet de PREPA a été présenté au Conseil national de l'air du 2 juin 2016 et fera l'objet d'une évaluation environnementale, de l'avis de l'autorité environnementale, puis d'une consultation du public.

Le service de délivrance des « certificats qualité de l'air » est opérationnel depuis le 1^{er} juillet 2016. Les certificats qualité de l'air permettent de classer les véhicules en fonction de leur niveau de pollution et pourront être utilisés par les collectivités territoriales pour moduler leurs politiques en matière de circulation et de stationnement des véhicules. Ils pourront notamment être utilisés pour la mise en œuvre des zones à circulation restreinte, dont la procédure d'élaboration a été précisée par le décret n° 2016-847 du 28 juin 2016.

En application de la LTECV, afin de renforcer la prise en compte des enjeux de qualité de l'air, **les plans de déplacements urbains** et plans locaux d'urbanisme en tenant lieu élaborés ou révisés à compter du 1^{er} janvier 2017 **donneront lieu à une évaluation des émissions de polluants atmosphériques** dans le territoire couvert par le plan, et des gains attendus en la matière grâce à la mise en œuvre des actions prévues.

Une enveloppe de 10 M€ sera mobilisée sur le fonds de financement de la transition énergétique pour **financer des investissements permettant de réduire les émissions polluantes d'origine agricole**. L'ADEME et le ministère en charge de l'agriculture cofinanceront des **opérations pilotes dans le secteur agricole** à hauteur de 20 M€ sur 5 ans.

Le dispositif de gestion des épisodes de pollution a été renforcé : le déclenchement des mesures d'urgence est accéléré lors des épisodes prolongés et les élus locaux sont systématiquement associés aux décisions.

Afin de sensibiliser toutes les parties prenantes, **la journée nationale de la qualité de l'air sera reconduite en 2016** pour mettre en valeur les bonnes pratiques et les solutions en faveur de la qualité de l'air.

- Aurélie Le-MOULLEC, Julien RUDE, Thomas BOUYER

N°

10

Objectifs européens Énergie Climat

Les objectifs 2020 s'avèrent très ambitieux et le cadre 2030 se dessine

Le paquet énergie climat européen vise à limiter les émissions de CO₂ de l'Union européenne tout en renforçant la compétitivité ainsi que la sécurité d'approvisionnement du système énergétique.

Il s'agit d'un ensemble de lois, règlements et décisions fixant des objectifs précis à l'horizon 2020.

Pour l'horizon 2030, les grands objectifs ont été arrêtés par le Conseil Européen en octobre 2014 et ils constituent la pièce maîtresse de la contribution de l'Europe et de ses États-Membres communiquée aux Nations-Unies en amont de l'Accord de Paris. La déclinaison en instruments juridiques opérationnels a commencé en 2015.

Des enjeux climatiques et énergétiques indissociables

Si la France a largement décarboné son secteur énergétique par un recours historique important au bois-énergie, à l'hydraulique, au nucléaire, aux biocarburants et plus récemment par le développement des énergies renouvelables, son mix énergétique repose encore à près de 70 % sur la consommation de combustibles fossiles. Ceux-ci couvrent l'essentiel de la consommation d'énergie du secteur des transports, la moitié de la consommation du résidentiel et du tertiaire et les deux tiers de la consommation de l'industrie.

Tous secteurs confondus, la production, le transport et la consommation d'énergie sont responsables de 70 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) anthropiques de la France (année 2014). Les politiques énergétiques et climatiques sont donc intimement liées.

Des objectifs à différents horizons temporels

Vision de long terme

La feuille de route de la Commission Européenne pour une économie sobre en carbone à l'horizon 2050 propose des scénarios et orientations pour atteindre de manière optimale l'objectif que s'est fixé l'Union européenne de réduire de 80 à 95 % ses émissions de GES d'ici à 2050, par rapport à leur niveau de 1990, afin d'apporter sa contribution à la limitation du réchauffement global à moins de 2°C. La France soutient cette approche. Elle a ainsi confirmé dans la loi de la transition énergétique pour la croissance verte son objectif de division par quatre de ses émissions à l'horizon 2050, cohérent avec l'objectif de réduction de

80 % à l'échelle de l'Union, puisque les émissions françaises par habitant et par unité de PIB étaient déjà nettement inférieures à la moyenne de l'Union en 1990.

Les engagements à l'horizon 2020

Le Paquet Énergie Climat 2020 aborde de manière intégrée les enjeux énergétiques et climatiques. Il repose sur trois grands objectifs : la réduction de 20 % des émissions de **gaz à effet de serre** de l'Union Européenne par rapport à 1990, la réduction de 20 % de la **consommation énergétique** européenne par rapport à l'augmentation tendancielle et une part de 20 % d'**énergies renouvelables** dans la consommation d'énergie totale.

Le premier objectif (atténuation) et le troisième (énergies renouvelables) sont juridiquement contraignants.

Si pour le deuxième (efficacité énergétique) l'objectif global demeure non contraignant, il n'en va pas de même des mesures instaurées par la directive adoptée en 2012.

Les engagements à l'horizon 2030

Les conclusions du Conseil européen de fin octobre 2014 permettent d'entériner les grands objectifs d'un accord sur le cadre énergie-climat européen à horizon 2030.

Dans la perspective clairement affichée de promouvoir un accord global sur le climat intervenu fin 2015 à Paris, l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre domestiques de l'Union d'au moins 40 % en 2030 par rapport à 1990 a marqué la volonté de l'Europe d'être en pointe sur ce sujet. La répartition de l'objectif de réduction domestique de 40 % par rapport à 1990 est fixée, par rapport à 2005, à hauteur de - 43 % pour les secteurs dits « EU ETS » et -30 % pour les secteurs « hors EU ETS ».

L'UE se fixe également un objectif d'au moins 27 % d'énergie renouvelable dans sa consommation énergétique, qui sera contraignant au niveau européen.

Le texte fixe enfin un objectif d'efficacité énergétique de 27 % (réduction de la consommation d'énergie primaire par rapport au scénario tendanciel pour 2030). Un réexamen est prévu d'ici 2020 pour, le cas échéant, augmenter encore cet objectif.

1/ L'objectif d'atténuation du changement climatique

Le secteur dit « EU ETS »

L'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre fait l'objet d'un traitement harmonisé et intégré à l'échelle de l'Union pour les gros émetteurs au travers du système communautaire d'échange de quotas d'émissions (EU ETS pour European Union Emissions Trading Scheme). Sont concernés principalement la production énergétique carbonée et l'industrie, le secteur de l'aviation depuis 2012, et, depuis 2013, les émissions de N₂O et de perfluorocarbures (PFC) des secteurs de la chimie et de l'aluminium (voir fiche n°14 sur les marchés carbone).

L'EU ETS impose depuis 2005 un plafond d'émissions à plus de 11 000 installations industrielles responsables de près de 50 % des émissions de CO₂ de l'Union européenne, soit environ 2 milliards tCO₂. Ces installations doivent restituer tous les ans autant de quotas que leurs émissions vérifiées de l'année précédente.

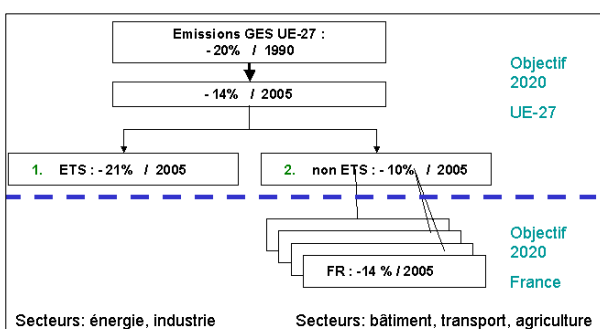
L'objectif de réduction d'émissions de -43 % à 2030 se traduira par une **réduction annuelle du plafond portée à 2,2% à partir de 2021** au lieu de 1,74% actuellement.

Le secteur dit du « partage de l'effort »

Pour les émissions plus diffuses, l'objectif de réduction est de la responsabilité des États Membres et fait l'objet de plafonds annuels depuis le 1er janvier 2013. Sont concernés principalement les **transports**, les **bâtiments**, le **tertiaire** et **l'agriculture**.

L'objectif de réduction des émissions des secteurs non couverts par le marché carbone (dit EU ETS) a été fixé au niveau de l'ensemble de l'UE à 10% en 2020 par rapport à 2005, en cohérence avec la réduction de 20% tous secteurs confondus par rapport à 1990, cf. tableau ci-après. En effet, si la date de 1990 fait référence au plan international, il lui a été préféré la date de 2005 dans le cadre européen pour bénéficier d'une base statistique plus solide et pour limiter l'impact des évolutions économiques nationales très contrastées à la fin du siècle dernier. Dans le cadre de la déclinaison nationale de cet objectif européen de -10%, la France s'est engagée sur une **réduction de 14 % en 2020 par rapport à 2005** :

Répartition de l'effort d'atténuation de l'Union Européenne



Les outils mis en œuvre pour atteindre cet objectif sont très divers, mais visent principalement la maîtrise de la demande énergétique et le développement des énergies renouvelables, soit les deux autres grands objectifs du paquet Énergie-Climat, présentés ci-après.

Des outils visent également à réduire les émissions d'autres gaz à effet de serre que le CO₂ – le méthane, le dioxyde d'azote, les gaz fluorés – notamment dans l'agriculture et l'industrie. La France a ainsi transmis à la Commission en avril 2015 un rapport qui rend compte de l'ensemble des politiques d'atténuation mises en œuvre sur ce secteur (RMS 2015, pour Rapport sur les Mécanismes de Surveillance).

L'objectif de réduction d'émissions de -30 % au niveau européen en 2030 par rapport à 1990 (voir ci-dessus) se traduira par un nouvel objectif pour chaque Etat membre : c'est l'objet de la proposition législative faite par la Commission européenne en juillet 2016.

Le secteur dit « UTCF »

Font exception les émissions de CO₂ non énergétiques et qui sont liées à l'Utilisation des Terres, à leurs Changements et à la forêt (secteur dit UTCF). Ces émissions correspondent aux variations de stock du carbone des sols et de la forêt. Pour ce troisième et dernier secteur, il n'est pas fixé d'objectif dans le cadre européen pour 2020 – c'est un point de différenciation avec l'accord de Kyoto qui lui intègre ce secteur dans les objectifs internationaux.

Au plan européen, d'ici 2020, pour les sols et la forêt, les efforts se concentrent sur l'amélioration progressive de la comptabilité du carbone, afin que ce secteur puisse faire l'objet d'un objectif européen (et le cas échéant d'instruments de réduction adéquats) pour la période 2021-2030.

Situation actuelle

En 2014, les émissions de gaz à effet de serre de l'inventaire de la France (sur un périmètre couvrant la Métropole et les Départements d'Outre-mer) s'élèvent à 459 Mt CO₂eq, hors secteur UTCF, soit une forte baisse par rapport à l'année 2013 (-5,6%) dont l'ampleur est principalement due à la douceur de l'hiver. Ces émissions sont en forte diminution par rapport à 1990 (-16%) ou 2005 (-17 %). Pour le secteur du partage de l'effort, les émissions ont été réduites de 11% par rapport à 2005.

Perspective à l'horizon 2020

Dans le cadre d'un scénario prenant en compte l'ensemble des politiques et mesures décidées et mises en œuvre avant le 1er janvier 2014 (scénario « AME 2015 »), la France atteindrait une réduction de 16% de ses émissions totales de gaz à effet de serre entre 1990 et 2020.

Pour les émissions dites du partage de l'effort, le scénario AME estime que les émissions baisseraient entre 2005 et 2020 pour atteindre 346 Mt. La France respecterait donc le plafond européen fixé à 359 Mt. Le

résultat obtenu en 2014 (354 Mt) est inférieur à l'objectif fixé à l'échéance 2020, toutefois ce résultat doit être relativisé compte-tenu du contexte climatique très clément de l'hiver 2014.

Tableau 1 : émissions passées et projetées de GES de la France (métropole + DOM), en Mtonnes

		2005			2010	2011	2012	2013	2014		2020 (AME)
Secteur du partage de l'effort (hors ETS)	E-missions	399			385	381	383	373	354		346
	Plafond							394	389		359
Y compris secteur ETS		548			515	487	488	486	459		468

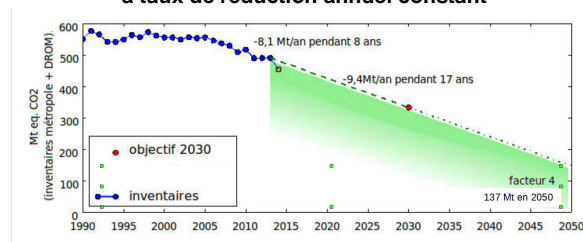
L'engagement de réduction de 14% pris par la France sur ces secteurs apparaît donc réaliste. Pour 2020, l'objectif d'atténuation du paquet énergie-climat est en voie d'être atteint dès lors que le rythme des efforts correspondants est maintenu.

Il en est de même de l'objectif international pris dans le cadre du protocole de Kyoto, avec toutefois le facteur d'incertitude supplémentaire que constitue la forêt.

Perspective à long terme

En revanche, pour atteindre les objectifs de long terme, à 2030 puis 2050, le rythme annuel de réduction des émissions de gaz à effet de serre devra encore être accru :

Figure 5 – Comparaison de l'évolution des émissions depuis 2005 à une trajectoire visant l'atteinte du facteur 4 à taux de réduction annuel constant



La restructuration de la stratégie d'atténuation de l'État avec la création en 2015 de la stratégie nationale bas-carbone et la définition en cours d'un cadre européen clair à l'horizon 2030 ont vocation à mieux inscrire la trajectoire d'atténuation en cohérence avec les objectifs de long terme.

II/ L'objectif d'efficacité énergétique

Un objectif très ambitieux : -20 % en 2020 à l'échelon européen.

Avec la directive relative à l'efficacité énergétique adoptée en 2012, l'Union européenne s'est dotée d'un texte ambitieux pour réduire sa consommation énergétique de 20 % par rapport aux projections d'ici à 2020. Est concerné l'ensemble de la chaîne énergétique (production, transport, distribution, utilisation et information).

La directive efficacité énergétique vient compléter les autres réglementations de l'Union européenne pour l'efficacité énergétique comme la directive éco-conception qui plafonne la consommation d'énergie de certains produits liés à l'énergie et exclut du marché les produits les moins performants, la directive performance énergétique des bâtiments et le règlement CO₂ qui améliore les performances des véhicules neufs.

En application de cette directive, les États Membres ont transmis à la Commission leurs objectifs indicatifs de consommation énergétique. La France a ainsi notifié un objectif de 131,4 Mtep en énergie finale et 219,9 Mtep en énergie primaire (hors usages non énergétiques, hors aérien international).

Programme français

La France a remis à la Commission européenne en avril 2014 son troisième plan national d'action en matière d'efficacité énergétique qui détaille l'ensemble des mesures mises en place dans chaque secteur d'activité. Le secteur du bâtiment, qui représente près de la moitié des consommations d'énergie finale, occupe notamment une place majeure au sein des politiques d'efficacité énergétique. Le document complet est disponible sur le site du ministère.¹ Il est complété par un rapport annuel². Une stratégie à long terme de rénovation des bâtiments a également été élaborée (cf article 4 de la directive)³.

En 2015, les principales nouvelles mesures réglementaires ont concerné la mise en œuvre de la troisième période de certificats d'économies d'énergie ainsi que la mise en place d'un dispositif dédié à la lutte contre la précarité énergétique, la transposition de la directive 2012/27 UE relative à l'efficacité énergétique (audit énergétique obligatoire pour les grandes entreprises, cartographie nationale de la chaleur⁴...), ainsi que l'aménagement des dispositifs

1 http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/0378_Annexe_1_PNAEE_.pdf

2 Rapports 2013 et 2015 disponibles sur le site du ministère : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Directive-efficacite-energetique.html>. Le rapport annuel 2014 est une annexe du PNAEE.

3 Disponible au lien suivant : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_article4_fr_france.pdf

4 Disponible au lien suivant : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Cartes-du-territoire-national-de.html>

financiers d'accompagnement de la rénovation énergétique : crédit d'impôt pour la transition énergétique, éco-prêt à taux zéro...

La loi de transition énergétique pour la croissance verte joue également un rôle prépondérant en faveur des rénovations énergétiques profondes.

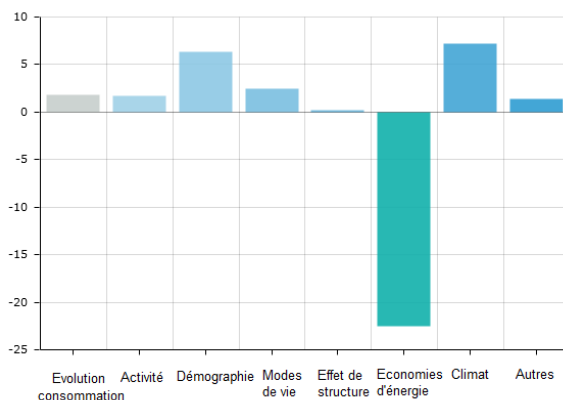
Situation actuelle et perspective à l'horizon 2020

La consommation finale énergétique a baissé de 5 Mtep entre 2008 et 2009 principalement en raison de la crise économique, atteignant 155 Mtep. Après une phase de stabilisation, la consommation finale énergétique corrigée des variations climatiques, en baisse continue depuis trois ans, recule légèrement (-0,7 %) pour atteindre 150 Mtep en 2014. L'ensemble des consommations finales énergétiques sectorielles sont en baisse, à l'exception du secteur des transports où elle augmente très légèrement (+0,2%). L'intensité énergétique finale diminue de 0,8 % en 2014 par rapport à 2013, après correction des variations climatiques.

Hors usages non énergétiques et hors aérien international, la consommation énergétique de la France en 2014, corrigée des variations climatiques, s'élève à 236,9 Mtep en énergie primaire et à 144,3 Mtep en énergie finale.

Le graphique ci-dessous, issu du projet Odyssée-Mure⁵, permet de décomposer l'évolution de la consommation d'énergie finale de la France entre 2000 et 2013, et ainsi de mettre en valeur les importants progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique sur cette période :

Figure 6 : Évolution de la consommation énergétique finale entre 2000 et 2013, en Mtep
(source : Odyssée)



L'objectif pour 2020 est néanmoins très ambitieux et ne pourra être atteint que grâce à une montée en puissance très rapide des mesures engagées.

III/ L'objectif de développement des énergies renouvelables

Un objectif de 23 % très ambitieux

La directive n°2009/28/CE relative aux énergies renouvelables du Paquet Énergie Climat fixe l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie totale à l'horizon 2020 et à l'échelle de l'Union.

Dans ce cadre, la France s'est engagée à porter la part des énergies renouvelables de sa consommation énergétique finale d'à peine 10 % en 2005 à 23 % en 2020. Il s'agit de produire 20 Mtep d'énergies renouvelables en plus, en faisant plus que doubler le niveau initial, qui était déjà significatif avec le bois-énergie et l'hydroélectricité. La France affiche donc une forte ambition dans ce domaine, ambition renforcée par les objectifs fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui fixe une part de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030. Cette ambition est confirmée à l'échelon européen où la part des énergies renouvelables sera portée à au moins 27 % à cet horizon.

La Commission européenne a publié en juin 2014 de nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie qui s'appliquent depuis le 1^{er} juillet 2014, et ce jusqu'à fin 2020. Ces lignes directrices prévoient une évolution progressive des mécanismes de soutien aux EnR qui repose sur deux principes fondamentaux : l'obligation de vendre sur le marché l'électricité produite par les EnR associée à une prime complémentaire à compter du 1^{er} janvier 2016, et le recours à des procédures de mise en concurrence à compter du 1^{er} janvier 2017. Ces principes sont mis en œuvre au travers de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

10 % pour le secteur des transports

Le secteur des transports fait l'objet d'une politique communautaire fortement coordonnée au travers d'objectifs spécifiques dédiés à ce secteur et de règles techniques sur la durabilité des ressources et procédés mis en œuvre. Rappelons que les transports sont le premier secteur émetteur de gaz à effet de serre. L'enjeu est notamment d'assurer la cohérence du marché et de l'usage des biocarburants, tant du point de vue économique qu'environnemental. Ainsi un objectif spécifique de 10 % d'énergies renouvelables en 2020 s'applique au secteur des transports, pour l'ensemble des États-membres. Suite à l'adoption de la directive dite ILUC, visant à prendre en compte le Changement d'Affectation des Sols Indirect (cf. fiche 23 sur les carburants de substitution), la part des biocarburants produits à partir de matières premières alimentaires pouvant contribuer à cet objectif est limitée à 7 %, et un objectif indicatif de 0,5 % est fixé pour les biocarburants avancés.

L'objectif de 10% d'EnR s'articule avec un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de

⁵ Source : <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/decomposition.html>

10 %, qui s'applique aux fournisseurs de carburants et qui se décompose de la manière suivante :

- 6%, obligatoire, sur le cycle de vie du carburant (avec le calendrier suivant : -2% le 31 décembre 2014 au plus tard ; -4 %, le 31 décembre 2017 au plus tard) ;
- 2%, indicatif et supplémentaire, grâce à au moins l'une des deux méthodes suivantes: recours à des énergies non-carbonées (électricité, hydrogène, ...) ou capture et stockage du dioxyde de carbone ;
- 2%, indicatif et supplémentaire, via l'utilisation de crédits carbone du Mécanisme de Développement Propre.

Ces deux objectifs de 10 % gouvernent la politique de développement des biocarburants qui est l'un des leviers pour décarboner les transports routiers, complétant celui du règlement CO2 sur les performances des véhicules neufs déjà évoqué au paragraphe efficacité énergétique. C'est pourquoi le paquet énergie-climat fixe également des critères de durabilité spécifiques aux biocarburants : réduction des émissions de gaz à effet de serre sur leur cycle de vie, protection de l'eau, des sols, de la biodiversité. (cf. fiches 22 sur la biomasse énergie et 23 sur les carburants de substitution)

Electricité et chaleur

Le plan français de développement des énergies renouvelables (plan d'action national en faveur des énergies renouvelables) prévoit également une hausse de leur utilisation d'ici 2020 pour répondre aux besoins en chaleur (+10,5 Mtep par rapport à 2005), ainsi que pour la production d'électricité (+ 6,8 Mtep). La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte adoptée à l'été 2015 fixe l'objectif de 32% d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute en 2030, avec 40% de la production d'électricité et 38% de la consommation finale de chaleur.

Les objectifs de développement des énergies renouvelables pour l'électricité et la chaleur ont été réactualisés en avril 2016 à travers les mises à jour de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité ainsi que de la programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur, qui dataient de 2009. Ces programmations fixent désormais des objectifs pour chaque filière à l'horizon 2018 et 2023. Ces actualisations permettent de tenir compte du développement observé entre 2009 et 2015 pour chacune des filières renouvelables. Un calendrier indicatif à trois ans (2016-2018) pour le lancement des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques a également été défini afin de donner de la visibilité aux acteurs.

Pour la chaleur, c'est la filière biomasse qui doit contribuer le plus à atteindre l'objectif avec une production de 16,5 Mtep en 2020 (cf. fiches 22 sur la biomasse, 27 sur la géothermie et 25 sur l'énergie solaire).

Pour l'électricité, ce sont les filières éolienne (cf. fiche 24) et hydraulique (cf. fiche 28) qui contribuent majoritairement avec des objectifs de production respectifs à 2020 de 5 et 6 Mtep. À l'horizon 2030, la contribution du photovoltaïque sera également très significative.

D'importants moyens sont mis en œuvre pour soutenir ces objectifs comme le crédit d'impôt pour la transition énergétique, le fonds chaleur, l'obligation d'achat de l'électricité renouvelable, le dispositif de complément de rémunération qui est mis en place à compter de 2016 pour soutenir la production d'électricité renouvelable et le lancement d'appels d'offres (cf. fiche 30 sur les dispositifs et le coût de soutien à la production d'énergie renouvelable). En complément, plusieurs dispositifs sont mis en place pour stimuler la R&D et accélérer la maturation des nouvelles technologies (cf. fiche 7 sur le soutien à la R&D pour les nouvelles technologies de l'énergie).

Des mesures de simplification du cadre réglementaire relatif aux énergies renouvelables ont également été adoptées, en complément des mesures spécifiques à chaque filière : suppression des certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat, simplification de la procédure d'appels d'offres et de la procédure d'autorisation au titre du code de l'énergie ou encore possibilité de proroger les délais de validité des autorisations d'urbanisme portant sur l'ensemble des ouvrages de production d'énergie renouvelable.

Le choix a été fait de ne négliger aucun gisement. La France dispose de nombreux atouts et notamment de ressources hydroélectriques importantes, le troisième potentiel forestier et le premier potentiel agricole européens, un très bon gisement éolien, un vaste domaine maritime, et de territoires qui sont propices aux expérimentations, notamment dans les départements d'Outre-mer, compte tenu de leurs spécificités. De fait, en 2013, la France est le troisième producteur européen d'énergies renouvelables après l'Allemagne et l'Italie.

Enfin, la France a fait le choix d'un développement raisonné et encadré des énergies renouvelables. Il s'agit en effet de concilier autant que possible le développement des énergies renouvelables avec d'autres problématiques majeures : la pollution de l'air, l'impact paysager et architectural, la conciliation des usages des espaces.

Par ailleurs, l'atteinte des objectifs fixés en matière de production d'électricité nécessite un effort particulier afin d'intégrer efficacement les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (EnR) aux réseaux électriques. A cet effet, deux principales mesures ont été adoptées. La première consiste en l'élaboration de schémas régionaux de raccordement des EnR, qui permettent de programmer les capacités nécessaires à l'accueil des EnR sur les réseaux et d'en mutualiser les coûts entre producteurs. La seconde, instaurée par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance, consiste à limiter à 18 mois le délai maximum de raccordement des installations de production aux réseaux ; délai assorti, sauf cas limitativement

énumérés (cf. décret 2016-399), de pénalités en cas de dépassement.

Situation actuelle et perspective à l'horizon 2020

Le rapport d'avancement remis fin 2015 à la Commission indique que la part de l'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie était de 14,3 %, pour l'année 2014, soit un retard de 1,7% sur la cible de 16% prévue initialement à cet horizon. Malgré la bonne progression des énergies renouvelables dans le secteur électrique et dans celui des transports entre 2013 et 2014, qui permet de rattraper une partie du retard déjà constaté sur 2013, l'écart s'accroît dans le secteur du chauffage et du refroidissement. Ce retard est en partie dû à l'hiver 2014 qui a été particulièrement clément, l'année 2014 ayant été l'année la plus chaude observée depuis des décennies. En effet, un hiver clément se traduit statistiquement par une diminution à la fois de la part de la chaleur dans la consommation totale d'énergie et de la part des énergies renouvelables dans la production de chaleur. Or, la méthodologie de calcul européenne ne prend pas en compte les aléas climatiques sur la production d'énergie thermique à partir de biomasse. Un nouveau rapport sur les progrès réalisés par la France dans le domaine des énergies renouvelables sera remis à la Commission fin 2017.

L'objectif de 23 % en 2020 est ambitieux et l'effort restant à réaliser d'ici 2020 reste important. **Les nouveaux objectifs fixés dans les programmations pluriannuelles des investissements, qui seront repris dans la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, contribueront à leur atteinte.**

IV/ Perspectives

La transition énergétique s'inscrit dans la durée. L'horizon 2020 est la première grande étape mais l'horizon 2030 va progressivement s'y substituer comme terme le plus pertinent pour le pilotage de ces politiques, compte-tenu des investissements massifs à mettre en œuvre.

Adoption du cadre 2030 et négociation du paquet européen 2030

En amont de l'obtention d'un accord global sur le climat fin 2015 à Paris, le cadre énergie-climat 2030 adresse un signal d'ambition autour des trois mêmes objectifs que le paquet énergie climat 2020.

L'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre domestiques de l'Union d'au moins 40% en 2030 par rapport à 1990, partagé entre le segment EU ETS (système européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre) et le segment hors EU ETS, est défini selon des réductions respectives (par rapport à 2005) de -43% sur l'EU ETS – il est indiqué à ce titre qu'un EU ETS réformé selon les grandes lignes de la proposition de la Commission sera l'instrument principal pour réduire les émissions ; c'est le sens de la

proposition législative du 15 juillet 2015 sur la révision de l'EU ETS pour le post 2020 (voir fiche 12 sur les marchés carbone) – et de -30% hors EU ETS. Cet objectif sera décliné par des objectifs contraignants pour chacun des États-membres. Une proposition législative a été faite en juillet 2016.

L'objectif d'au moins 27% d'énergies renouvelables dans la consommation de l'UE en 2030 est confirmé ; il sera contraignant au niveau européen mais non décliné en objectifs contraignants par États membres. La Commission Européenne a annoncé la révision de la directive n°2009/28/CE relative aux énergies renouvelables afin de fixer le nouveau cadre pour la période 2020-2030 qui permettra d'atteindre cet objectif au niveau européen. Une proposition de directive est attendue pour le 20 juillet 2016.

Le texte fixe enfin un objectif d'efficacité énergétique d'au moins 27% (défini sur la base du « critère appliqué actuellement », c'est-à-dire une réduction de la consommation d'énergie en 2030 par rapport aux projections faites en 2007, comptabilisée en énergie primaire ou énergie finale), défini au niveau européen et non décliné en objectifs contraignants par États membres. Il est écrit dans les conclusions que « la question sera réexaminée d'ici 2020, dans l'optique d'un objectif de 30 % pour l'UE ». Cet objectif sera réexaminé à l'occasion de la révision partielle de la directive efficacité énergétique, dont les travaux devraient être lancés à partir de l'automne 2016.

Au-delà des grandes orientations stratégiques présentées, le cadre énergie climat 2030 fixe une ligne détaillée à la nouvelle Commission dans ses propositions (qui constitueront le « paquet »), notamment une révision de la directive portant sur le marché carbone européen (proposition présentée en juillet 2015), et à court terme une nouvelle décision sur le partage de l'effort arrêtant la répartition entre États membres de l'objectif européen de réduction de 30% en 2030 par rapport à 2005 sur le segment hors EU ETS (voir ci-dessus), et une proposition concernant les modalités d'inclusion du segment portant sur l'utilisation des terres, leur changement et la forêt (UTCF) dans le périmètre de l'objectif (ces propositions ont été présentées en juillet 2016).

Les travaux préparatoires de la constitution du paquet énergie climat 2030, sur la base du cadre formé par les conclusions du Conseil européen d'octobre 2014, ont déjà commencé. Le Conseil Environnement a adopté le 6 mars 2015, la « contribution prévue, déterminée au niveau national » (CPDN ou INDC pour Intended Nationally Determined Contribution en anglais) de l'Union européenne, qui a été notifiée à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (après la Suisse, l'Union européenne était ainsi deuxième - sur 162 - à transmettre sa contribution) : les objectifs européens sont ainsi traduits concrètement et valorisés dans le cadre de l'accord obtenu à Paris fin 2015.

Par ailleurs, le 15 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une proposition législative concernant la révision de la directive portant sur le marché carbone européen, visant à préciser les

moysens d'atteindre l'objectif de réduction de 43% de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 2005 : un renforcement de la trajectoire des réductions d'émissions soumises au marché carbone européen à -2,2 %/an à partir de 2020, des dispositions sur l'allocation gratuite transitoire de quotas, un certain nombre de mesures visant l'innovation, ainsi que des mesures visant la modernisation du secteur de l'énergie et de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans certains États membres.

De plus, la communication de la Commission relative à « l'Union de l'énergie », publiée le 25 février 2015, propose 5 piliers: sécurité d'approvisionnement, achèvement du marché intérieur de l'énergie, modération de la demande, « dé-carbonisation » de l'économie, recherche et innovation. Cette « Union de l'énergie » dont les grands principes ont été approuvés par le Conseil, va générer un travail législatif intense dans les deux années à venir.

Un premier « paquet » sur la sécurité gazière a été publié en février et est en cours de négociations. Deux autres paquets législatifs devraient suivre :

- en septembre sur l'efficacité énergétique, avec la révision de deux directives essentielles : la directive sur la performance énergétique des bâtiments, et la directive « efficacité énergétique » de 2012 ;
- en décembre avec un paquet sur l'organisation du marché de l'électricité, qui inclura également la révision de la directive « énergies renouvelables » pour intégrer le nouvel objectif 2030.

Enfin des réflexions sont en cours sur la gouvernance de l'Union de l'Energie, qui devrait s'appuyer sur une plus grande transparence des politiques nationales (élaboration de plans nationaux énergie-climat), et un rôle accru des coopérations régionales dans les domaines pertinents.

Au final, la mise en œuvre opérationnelle de l'accord sur le cadre énergie climat 2030 pour l'UE du Conseil européen d'octobre 2014 dernier est donc enclenchée.

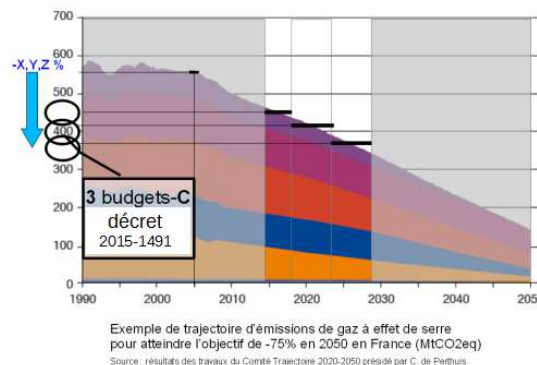
Stratégie bas-carbone adoptée par décret en 2015 et programmation pluriannuelle de l'énergie qui sera adoptée en 2016.

Le cadre communautaire prévoit que chaque État-membre se dote d'une stratégie de développement à faible émission de gaz à effet de serre.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte y répond en instaurant un principe de gouvernance dans les domaines de l'énergie et du climat autour de programmations pluriannuelles sur des périodes de cinq ans, soumises à un contrôle renforcé du Parlement et de la société civile. L'atteinte des objectifs en matière de diminution des émissions de gaz à effet de serre est organisée autour de « budgets-carbone », qui déterminent les limites d'émissions de gaz à effet de serre que la France se fixe, conçus sur trois périodes de cinq ans consécutives, en s'inspirant du modèle britannique.

Les trois premiers budgets carbone	
Période	Budget carbone
2015-2018	442 Mt CO2eq
2019-2023	399 Mt CO2eq
2024-2028	358 Mt CO2eq

Illustration de la logique « Budgets carbone »



La Stratégie Nationale Bas Carbone est associée à ces budgets. Elle définit les grandes lignes des politiques, transversales et sectorielles, permettant d'atteindre les objectifs. Visant la cohérence d'ensemble, elle comprend des orientations de long-terme, le cadrage économique et des recommandations sectorielles (secteurs énergétiques et non-énergétiques). Les différentes planifications et programmations pertinentes de l'État, y compris les prochains schémas régionaux et les Plans Climat-Air-Energie Territoriaux (PCAET), doivent la prendre en compte.

La programmation en matière d'énergie sera organisée autour de programmations pluriannuelles de l'énergie, PPE, compatibles avec la stratégie bas-carbone, et articulées autour de deux périodes de cinq ans, en cohérence avec les périodes de la stratégie bas-carbone. Document unique, la PPE comportera plusieurs volets thématiques, relatifs à l'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse de la consommation d'énergie ; à la sécurité d'approvisionnement ; au soutien à l'exploitation des énergies renouvelables ; au développement équilibré des réseaux, du stockage de l'énergie et de la « flexibilisation » de la demande en énergie. Elle permettra de donner une vision d'ensemble sur l'évolution possible du système énergétique, de nature indicative, et de définir les orientations de l'action publique.

Une PPE spécifique a été ou sera élaborée pour chaque zone non interconnectée (DOM et Corse).

- Laurence CHEYROU, Nina CHINI, Maxime DURANDE, Cécile GOUBET, Timothée Furois, Daniel GRINFOGEL, Olivier DE GUIBERT, Frédérique MILLARD, Anaïs MAILLET, Louise ORIOL, Carole LANCEREAU.

La baisse des cours du pétrole brut, débutée mi 2014, s'est poursuivie en 2015 dans un contexte d'excédent de la production par rapport à la demande. Le cours du Brent ICE s'est établi en moyenne annuelle à 53,6 \$/b en 2015, en baisse de 47 % par rapport à 2014 (99,4 \$/b).

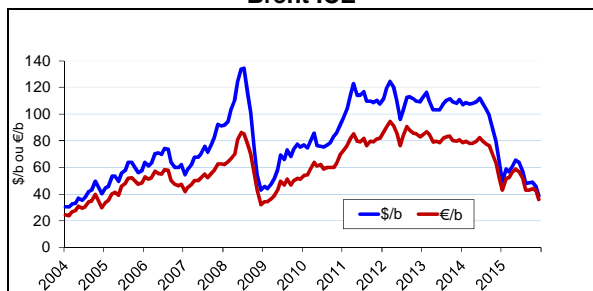
Les prix du gaz sur les marchés de gros du nord-ouest de l'Europe ont reculé de 5 % en 2015. L'accroissement des livraisons de gaz russe et de GNL ont permis de compenser la réduction de la production néerlandaise et de satisfaire une demande en légère hausse.

Les marchés pétroliers mondiaux

La baisse des cours du pétrole brut, débutée mi 2014, s'est poursuivie en 2015, le cours moyen du Brent ICE s'établissant à 53,6 \$/b en 2015.

Le cours du Brent ICE s'est établi en moyenne annuelle à 53,6 \$/b en 2015, en baisse de 47% par rapport à 2014 (99,4 \$/b), année au cours de laquelle le cours du Brent s'était maintenu au-dessus de 100 \$/b au premier semestre. Une telle moyenne annuelle du cours du Brent n'avait plus été observée depuis 2005.

Figure 1 : Evolution du cours moyen mensuel du Brent ICE



Source : DGEC à partir de Reuters

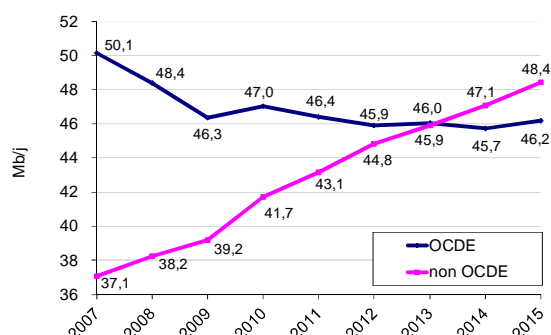
Le cours du Brent a commencé l'année 2015 sous les 50 \$/b, suite à la chute observée lors du second semestre 2014 dans un contexte d'excédent de la production par rapport à la demande. Le rebond observé au premier semestre, favorisé notamment par les annonces de réduction des investissements dans la production de pétrole brut, a été de courte durée. La bonne résistance de la production américaine, la perspective d'une levée des sanctions internationales envers l'Iran suite à l'accord signé en juillet, ainsi que les incertitudes sur la santé de l'économie chinoise, éloignent la perspective d'un rééquilibrage du marché et favorisent la reprise de l'évolution baissière des

cours. L'incapacité de l'OPEP à s'accorder sur une stratégie face à la chute des cours lors de sa réunion de décembre 2015 a favorisé une accélération de la baisse en fin d'année, le cours du Brent terminant 2015 à 37 \$/b, proche du minimum atteint en 2008 en pleine crise financière.

La croissance de la consommation s'est de nouveau accélérée en 2015.

La consommation de pétrole brut a crû de 1,8 Mb/j en 2015, atteignant 94,6 Mb/j. Un tel niveau de croissance de la demande n'avait plus été observé depuis 2010, année de reprise économique après la crise financière de 2008. La demande des pays hors OCDE a atteint 48,4 Mb/j en 2015, en hausse de 1,3 Mb/j (une croissance équivalente à celle de 2014). Après quatre années de baisse consécutive, la consommation des pays de l'OCDE est repartie à la hausse, augmentant de 0,5 Mb/j à 46,2 Mb/j.

Figure 2 : Demande pétrolière des pays de l'OCDE et hors OCDE



Source : AIE – Oil market report janvier 2016

Cette forte croissance de la demande de pétrole brut est d'autant plus remarquable que la situation économique mondiale s'est dégradée au cours de 2015, dans le sillage d'un ralentissement marqué des économies émergentes, tout particulièrement celles dont l'économie repose sur l'exportation de matières premières, mais également la Chine dont le PIB n'a progressé qu'à hauteur de 6,9% en 2015, un rythme que le pays n'avait pas rencontré depuis les années 1990. Le Fonds monétaire international (FMI) a régulièrement revu en cours d'année le niveau de la croissance mondiale pour 2015, l'estimant finalement à +3,1%, soit un ralentissement de la croissance économique pour la cinquième année consécutive.

Si la baisse des cours a favorisé la consommation de produits pétroliers, tout particulièrement un rebond de la consommation d'essence en Amérique du nord, l'augmentation de la demande mondiale de pétrole brut

en 2015 s'explique aussi par un hiver plus froid dans l'hémisphère nord en début d'année et l'augmentation des achats pour constitution de stocks individuels du fait de la baisse des prix. La dynamique de la consommation s'est ralentie au cours de l'année 2015, la croissance ne s'élevant plus qu'à +1 Mb/j au quatrième trimestre, sous l'effet d'un hiver clément au Japon, en Europe et aux Etats-Unis, ainsi que de la dégradation du contexte économique dans les pays émergents.

En dépit d'une forte réduction des investissements, la production de pétrole brut a continué de croître dans les pays non membres de l'OPEP.

Le caractère cyclique du secteur pétrolier et le fort lien entre le niveau des cours du pétrole brut et les investissements réalisés dans ce secteur ont été confirmés suite à la baisse des cours débutée mi 2014. Les principales entreprises internationales, qui avaient déjà engagé des plans de réduction des investissements avant la chute des cours, principalement en raison d'une rentabilité jugée insuffisante des nouveaux projets, les ont renforcés, ExxonMobil, BP, Shell, Chevron et Total annonçant notamment en 2015 des réductions d'investissement supérieures à 10%. Les entreprises indépendantes, qui ne bénéficient pas pour la plupart de l'amortisseur joué par les bonnes performances du raffinage, ont procédé à des coupes plus importantes. Au global, l'AIE considère que les investissements dans le domaine pétrolier ont été réduits d'environ 20% en 2015 par rapport à 2014. Le consultant Wood Mackenzie estime à 380 Mds \$ le montant des projets décalés ou annulés suite à la chute des cours, le potentiel de production ainsi non développé s'élevant à 2,9 Mb/j.

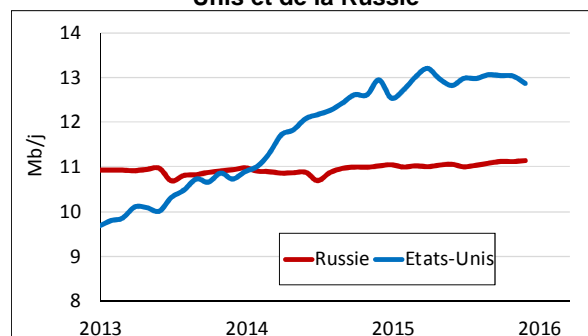
L'annonce de ces fortes réductions des investissements, qui constituent potentiellement l'un des facteurs de rééquilibrage du marché, a favorisé le rebond des cours du pétrole brut au premier semestre de l'année 2015.

En dépit de cette forte réduction des investissements, la production a continué de croître dans les pays non membres de l'OPEP, sous l'effet notamment de l'entrée en production de projets lancés plusieurs années auparavant. La production hors OPEP a ainsi augmenté de 1,4 Mb/j en 2015, un rythme, certes bien inférieur à l'augmentation record de 2,4 Mb/j de 2014, mais supérieur aux prévisions faites un an plus tôt par l'AIE.

L'évolution de la production américaine de pétrole brut a été très suivie en 2015. L'effet des réductions d'investissement est particulièrement visible sur les champs de pétrole de schiste, ces champs nécessitant un développement continu par le biais de nouveaux forages, ce qui rend cette production potentiellement plus élastique aux prix. Cependant, bien que le nombre de puits en cours de forage aux Etats-Unis ait baissé de plus de 60% entre novembre 2014 et décembre 2015, la production américaine ne s'est pas effondrée, la mise en production de champs conventionnels

venant compléter la production de pétrole de schiste dont la baisse est pour le moment limitée par de nouveaux gains de productivité.

Figure 3 : Production de pétrole brut des Etats-Unis et de la Russie



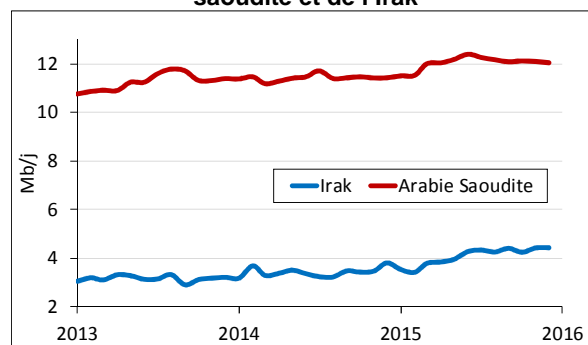
Source : AIE – Oil market report janvier 2016

Renonçant à agir de manière concertée pour soutenir les cours du pétrole brut, les pays membres de l'OPEP ont au contraire fortement augmenté leur production.

La décision prise par les pays membres de l'OPEP, lors de la réunion du 27 novembre 2014, de laisser inchangés les quotas de production de l'organisation à 30 Mb/j a été interprétée comme un changement de stratégie de l'organisation, celle-ci passant de son objectif historique de définition des cours à un nouvel objectif de défense des parts de marché.

En dépit de l'objectif officiel de maintien de la production, les pays membres de l'OPEP ont procédé en 2015 à d'importantes augmentations. La production des pays membres de l'OPEP a ainsi augmenté de 1,1 Mb/j, sous l'impulsion de l'Irak (+660 kb/j) et de l'Arabie Saoudite (+595 kb/j). Le niveau de production de l'OPEP est ainsi estimé fin 2015 à 32,4 Mb/j par l'AIE, bien au-dessus du quota de 30 Mb/j.

Figure 4 : Production de pétrole brut de l'Arabie saoudite et de l'Irak



Source : AIE – Oil market report janvier 2016

Les négociations sur le programme nucléaire iranien ont débouché sur la signature le 14 juillet 2015 à Vienne du Joint Comprehensive Plan of Action (JCPOA), plan prévoyant la levée des sanctions internationales envers l'Iran. Suite à la signature de cet accord, les autorités iraniennes ont fait part de leur souhait d'augmenter la production de pétrole brut de 500 kb/j dès la levée des sanctions, les analystes de

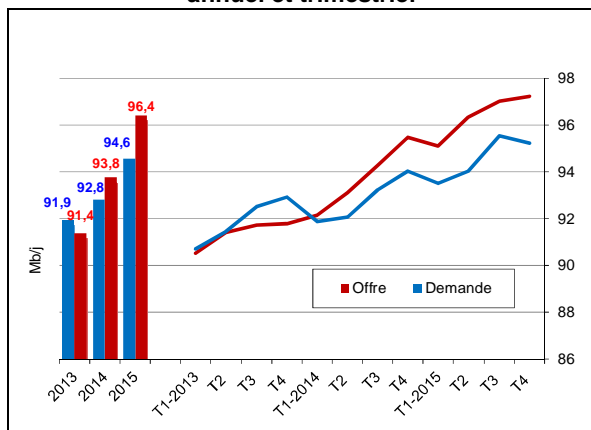
L'AIE jugeant plus vraisemblable une augmentation de 300 kb/j, et de 500 kb/j supplémentaires au bout de quelques mois. La levée des sanctions internationales envers l'Iran est devenue effective le 16 janvier 2016 conformément aux dispositions du JPCOA, ouvrant la voie à une augmentation de la production iranienne en 2016.

L'OPEP a maintenu tout au long de l'année 2015 sa stratégie de défense des parts de marché et de rééquilibrage de l'offre et de la demande par le marché. Les pays membres de l'OPEP ne sont pas parvenus à s'entendre sur une nouvelle stratégie, l'organisation restant divisée entre les pays favorables à une action en faveur d'un soutien des cours (Venezuela, Algérie) et les pays de la péninsule arabique, menés par l'Arabie Saoudite, réticents au fait de porter la plus grande part d'une éventuelle baisse de la production. La réunion du 4 décembre 2015 a mis en évidence l'importance du désaccord, les pays membres de l'OPEP ne parvenant pas à s'entendre sur le niveau du quota de production.

Le marché pétrolier est resté en 2015 dans une situation d'excédent de la production par rapport à la demande.

La chute des cours du pétrole brut observée depuis juillet 2014 a été favorisée par une situation d'excédent de la production par rapport à la demande. Cette chute des cours a conduit à amorcer différents mécanismes de rééquilibrage du marché, notamment une accélération de la demande et une baisse des investissements dans les projets de production. Le contexte économique dégradé qui a pesé sur la demande, la résistance de la production hors OPEP et l'augmentation de la production des pays membres de l'OPEP ont toutefois favorisé le maintien d'une situation d'excédent tout au long de l'année 2015.

Figure 5 : Equilibre production - consommation annuel et trimestriel



Source : AIE – Oil market report janvier 2016

L'AIE estime que cette situation persistante d'excédent a eu pour conséquence une augmentation d'environ un milliard de barils des stocks mondiaux sur l'ensemble des années 2014 et 2015, certains pays profitant notamment de la baisse des cours pour développer des réserves stratégiques. Les stocks commerciaux dans les pays de l'OCDE ont quant à eux progressé de

215 Mb en 2015, s'élevant à 2900 Mb en moyenne annuelle.

Vers une poursuite de la situation d'excédent en 2016 ?

L'AIE estime que l'équilibre du marché pétrolier pourrait être rétabli au second semestre 2016, avec une croissance de la consommation qui reste dynamique (+1,3 Mb/j en 2016), malgré un contexte économique dégradé, et le recul de la production hors OPEP (-900 kb/j) sous l'effet de la chute des investissements.

Ce rééquilibrage du marché pétrolier s'est accéléré en mai en raison de perturbations de la production au Canada où d'importants feux de forêts ont entraîné des arrêts de production dans les champs de sables bitumineux et au Nigéria à la suite d'actes de sabotages contre des installations pétrolières.

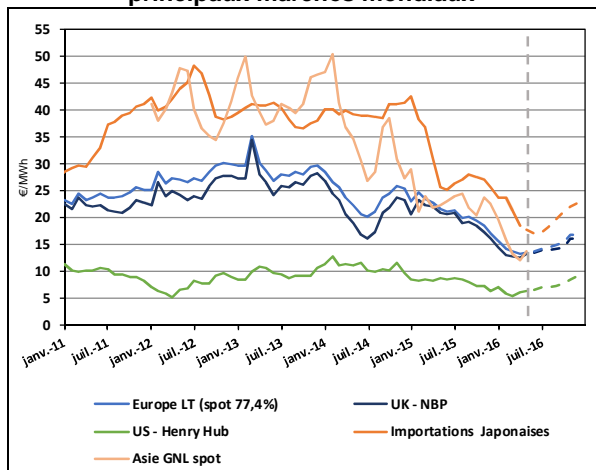
Les perspectives de rééquilibrage du marché ont favorisé le rebond des cours du pétrole brut. Le cours du Brent est remonté en mai 2016 aux alentours de 50 \$/b, après être tombé mi-janvier à 28 \$/b, son plus bas niveau depuis 2003.

Les marchés gaziers mondiaux

Les prix du gaz ont reculé en 2015, en dépit d'un léger rebond de la demande mondiale.

La consommation gazière mondiale a rebondi en 2015, avec une croissance de la demande estimée à 1,5% (0,3% en 2014, 1,5% en 2013 et 2,3% en 2012). Ce rebond trouve son origine dans la croissance de la demande en Amérique du Nord et en Europe. La hausse de la demande asiatique qui constituait ces dernières années le principal moteur de la croissance mondiale s'essouffle et des premières estimations font même état d'un potentiel recul de la demande dans cette zone.

La baisse des prix du pétrole sur lesquels les contrats sont indexés en Asie et dans une moindre mesure en Europe a favorisé une baisse importante des prix du gaz dans ces deux zones. En Asie, le prix des achats réalisés par le biais de contrats long terme indexés sur les cours du pétrole brut a ainsi baissé de 25 %. En Europe du Nord-Ouest, le prix sur les marchés de gros a baissé de 5%, tandis que le prix des achats réalisés par le biais de contrats long terme avec une indexation partielle sur les cotations des produits pétroliers reculait de 17 %.

Figure 6 : Comparaison des prix du gaz sur les principaux marchés mondiaux

Source : DGEC à partir de Reuters

La baisse des cours du pétrole brut et une offre suffisamment abondante pour répondre au rebond de la demande ont pesé sur les prix européens.

En 2015, la demande gazière européenne a augmenté par rapport au faible niveau de 2014 (+4%). Celle-ci reste néanmoins inférieure au niveau atteint en 2013, la hausse de la demande étant principalement due à des températures plus proches des normales saisonnières qu'en 2014, année où les températures avaient été particulièrement douces.

En dépit de ce rebond de la demande, et de la décision du gouvernement néerlandais de limiter la production du gisement de Groningue à 30 Gm3 en 2015 suite à une augmentation de la sismicité dans la région, l'équilibre offre-demande est resté confortable. La réduction de la production néerlandaise de 25 % par rapport à 2014 a été compensée par une augmentation des livraisons de gaz russe (+8% par rapport à 2014) et de GNL (+13 %, favorisée par la chute des prix en Asie).

En 2015, le coût d'approvisionnement en gaz a baissé en Europe que ce soit sur les marchés de gros avec un prix moyen de 20 €/MWh (-5 % par rapport à 2014) ou par le biais de contrats long terme avec une indexation partielle sur les cotations des produits pétroliers (prix moyen estimé à 21 €/MWh, -17%).

La baisse des prix du pétrole a favorisé cette tendance. Si le développement des hubs gaziers européens s'accompagne d'une réduction de la part des achats de gaz dont le prix est indexé sur les cotations des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd), le prix des contrats indexés pétrole semble néanmoins constituer un plafond pour les cours du gaz naturel. Ce plafonnement apparent des cours peut s'expliquer par les flexibilités en termes de volume des contrats qui offrent la possibilité aux acheteurs d'effectuer un arbitrage entre achats sur les marchés ou recours aux contrats.

La baisse des prix du pétrole et une croissance de la demande inférieure aux anticipations ont favorisé un recul des prix en Asie.

En Asie, en l'absence de développement de marchés organisés pour le gaz naturel, la majorité des approvisionnements sont réalisés par le biais de contrats long terme indexés sur les cours du pétrole brut. La baisse des cours du pétrole brut, qui a été progressivement reportée sur les prix du gaz à partir de janvier 2015 a conduit à un recul des prix de 25%. Ceux-ci se sont établis en moyenne à 30 €/MWh en 2015 et atteignent 24 €/MWh début 2016.

Dans la région, la croissance de la demande a été plus faible qu'escomptée, du fait de températures clémentes, d'un contexte économique restant dégradé et dans le domaine de la production électrique d'un accroissement de la compétitivité du charbon et de l'augmentation des capacités renouvelables et nucléaires. La croissance de la demande chinoise est ainsi estimée à seulement 3% (9% en 2014), l'évolution du modèle économique chinois vers les services réduisant l'intensité énergétique du pays et favorisant cette plus faible croissance de la consommation de gaz naturel.

On a même observé un recul de 5% de la demande en GNL des trois principaux importateurs de GNL (Chine, Corée du Sud et Japon). Ce recul de la demande et le démarrage de nouvelles unités de production de GNL dans la zone Asie-Pacifique ont favorisé la baisse des cotations des cargaisons de GNL spot sur le marché asiatique (-35% par rapport à 2014). Elles se sont établies à 23 €/MWh en moyenne sur 2015. En février 2015, la situation de surapprovisionnement du marché a fait passer les cotations asiatiques en dessous des prix des marchés européens, une situation inédite depuis l'accident de Fukushima en mars 2011.

Sur l'ensemble de l'année, le différentiel de prix entre les marchés asiatiques et européens a été pratiquement divisé par deux en 2015, passant de 19 €/MWh en 2014 à 10 €/MWh. Cette réduction du différentiel a favorisé le retour des cargaisons de GNL vers le marché européen.

La poursuite de la hausse de la production a favorisé un fort recul des prix du gaz en Amérique du Nord.

Le marché américain, qui ne dépend que marginalement des approvisionnements provenant d'autres zones géographiques, a tendance à évoluer de manière indépendante, sans lien avec les marchés asiatiques ou européens. Cette situation pourrait néanmoins évoluer avec la mise en service à partir de 2016 de capacités d'exportation de GNL.

En 2015, le prix du gaz sur le Henry Hub, principal hub gazier américain, a reculé de 40% en dollar. Les prix se sont ainsi établis en 2015 légèrement au-dessus de 8 €/MWh. Un niveau aussi bas n'avait plus été observé depuis 1999.

La production américaine s'est élevée à 775 Gm3 en 2015, soit une hausse de 6 % par rapport à 2014.

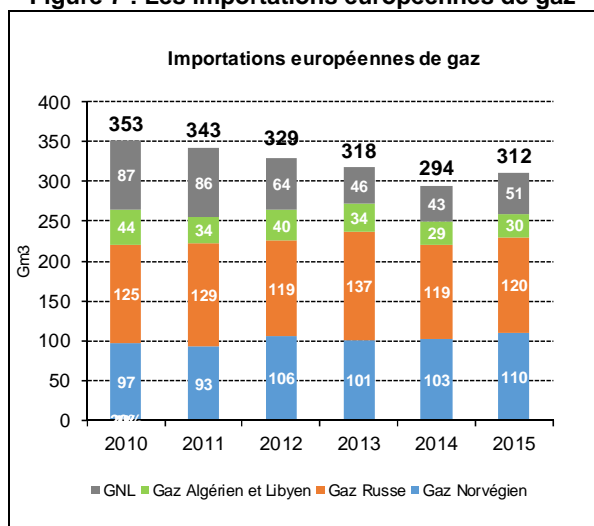
Cette augmentation de la production américaine a constitué le principal moteur de l'augmentation de la production mondiale (+1,5%). La production de gaz de schiste (56% de la production des Etats-Unis) poursuit sa croissance en moyenne sur l'ensemble de l'année. Néanmoins, dans un contexte de prix très faible et de réduction des investissements, la production a été moins dynamique en fin d'année.

La chute des prix a favorisé l'augmentation de la demande (+4%), notamment pour la production d'électricité. Aux Etats-Unis, la production d'électricité à partir de gaz naturel a dépassé mi-2015 la production à partir de charbon.

La crise russo-ukrainienne n'a pas perturbé l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne.

L'Union européenne importe près de 70% de sa consommation de gaz, dont un peu moins de 30% en provenance de Russie (120 Gm3 sur une consommation de 430 Gm3 en 2014). La dépendance énergétique vis-à-vis du gaz russe et la place du gaz naturel dans le mix énergétique sont toutefois très variables d'un pays à l'autre.

Figure 7 : Les importations européennes de gaz



Source : DGEC à partir de données AIE

La France a un approvisionnement gazier diversifié, elle ne dépend ainsi que pour environ 15% des importations de gaz russe (cf. fiche n° 13 - Les importations et les exportations ; la facture énergétique). L'infrastructure gazière de la France comprend en effet sept points d'interconnexion principaux et trois terminaux méthaniers, ce qui lui donne accès au gaz provenant de mer du Nord, de Russie, des Pays-Bas, du Maghreb mais aussi plus généralement au marché international du GNL.

Les analyses réalisées en 2014 sur la base de différents scénarios de crise envisagés dans le cadre des tests de résistance demandés par la Commission européenne (perte du transit à travers l'Ukraine ou de l'ensemble de l'approvisionnement russe) ont mis en évidence la bonne résilience du système gazier français.

Afin d'assurer cette résilience en cas de crise, la politique française en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz est fondée sur trois piliers :

- le plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz, publié en 2009, et prochainement la Programmation pluriannuelle de l'énergie permettent de disposer d'une vision stratégique et pluriannuelle sur le système gazier ;
- des obligations de service public permettent de s'assurer que les acteurs gaziers prennent les dispositions nécessaires pour garantir la continuité d'approvisionnement des consommateurs. Ces obligations concernent notamment la diversification des approvisionnements et le stockage de gaz ;
- enfin, un plan d'urgence a été préparé afin de pouvoir mettre rapidement en œuvre les mesures de sauvegarde adéquates en cas de crise gazière. Ce plan prévoit notamment les modalités de gestion de l'insuffisance de l'offre de gaz sur le marché français, afin d'assurer en particulier la fourniture des consommateurs particuliers et des autres clients protégés en France ou, par solidarité, dans un autre Etat membre.

• Anne-Charlotte ARMYNOT DU CHATELET,
Alban LIEGEARD

N°

12

Les marchés européens de l'électricité

Les prix de gros des marchés de l'électricité se maintiennent à un niveau bas en Europe, notamment en raison du recul des cours des combustibles et de l'accroissement de la capacité renouvelable installée

L'année 2015 est marquée par une légère reprise de la consommation dans un contexte économique plus favorable. Les prix de gros des marchés de l'électricité en Europe restent bas en moyenne annuelle par rapport aux niveaux de 2011 et 2012, et ont terminé l'année en forte baisse. Ce niveau bas s'explique principalement par un recul des cours des combustibles et du CO₂ et une augmentation de l'offre. La Grande-Bretagne voit une progression du prix de l'électricité, malgré la prépondérance du gaz et du charbon dans son mix énergétique, en raison de l'introduction d'un prix plancher du carbone.

Généralités sur les marchés de gros de l'électricité

Le marché de gros de l'électricité correspond aux échanges d'électricité entre les producteurs, des intermédiaires grossistes (courtiers, traders) et les fournisseurs.

Les échanges prennent place sur des marchés organisés (des bourses d'électricité où l'ensemble de l'offre et de la demande est agrégé de façon à obtenir un prix unique pour l'ensemble des acteurs) ou bien sur les marchés de gré à gré (encore appelés OTC pour « over-the-counter »).

On distingue 2 types de produits :

- **Les produits spot**, pour livraison le lendemain (« day-ahead ») ou la même journée (« intraday »). Ils sont définis au pas horaire mais peuvent être achetés par blocs (de plusieurs heures), sur une journée entière (livraison en base) ou sur 12h entre 8h et 20h (livraison en pointe) ;
- **Les produits à terme**, pour livraison différée. Sur le marché organisé français, il existe des produits à échéance hebdomadaire, mensuelle, trimestrielle et annuelle. Certaines bourses d'autres pays proposent également des produits semestriels.

Les produits à terme constituent une part importante de l'approvisionnement des fournisseurs mais peuvent également constituer des produits de couverture ne donnant pas systématiquement lieu à des livraisons physiques. Les produits spot, quant à eux, permettent à un acteur donné d'équilibrer ou de rééquilibrer son périmètre d'injection et de soutirage la veille pour le lendemain ou le jour même afin de parer aux éventuels aléas (défaillance d'une unité de production, aléa ayant conduit à une hausse/diminution de la demande). Ainsi, les volumes échangés sont beaucoup plus importants sur les marchés à terme que sur les marchés spot.

Le prix *spot* de l'électricité correspond, dans le cas général, au coût marginal de production de la dernière centrale appelée pour assurer l'équilibre offre-demande, c'est-à-dire la centrale en fonctionnement ayant le coût marginal de production le plus élevé.

Les marchés de l'électricité ont des caractéristiques très particulières car, contrairement au gaz ou aux produits pétroliers, l'électricité est un bien qui ne se stocke pas. L'équilibre offre-demande doit donc être réalisé à chaque instant sous peine de délestages maîtrisés ou non (« black-out ») qui ont potentiellement un coût important pour la société. On observe donc une volatilité importante des prix et une certaine saisonnalité, en fonction notamment du niveau de la demande électrique.

Des marchés européens de plus en plus interconnectés

La consommation brute d'électricité en France a été d'environ 475 TWh en 2015 (source : RTE), soit une légère hausse par rapport à 2014 (+2,2%), principalement liée à l'effet climatique et à un contexte économique plus favorable. Corrigée de l'aléa climatique et hors soutirage du secteur de l'énergie, RTE estime la hausse de consommation à +0,5%. En puissance, cela correspond à une demande moyenne de l'ordre de 54 GW, avec une forte variabilité (de 30 GW la nuit en été, à plus de 91 GW, pointe observée en février 2015 lors d'une vague de froid).

Contrairement aux autres pays d'Europe, la demande électrique en France est particulièrement thermosensible ce qui s'explique par le fait que près d'un tiers des ménages français a un chauffage électrique. En 2015, une baisse d'1°C de la température extérieure en hiver correspond à un besoin en puissance supplémentaire de 2,4 GW (soit près de 50% de la thermo-sensibilité européenne). Le maximum de consommation a été enregistré le 6 février 2015 à 19h, lors d'une vague de froid, avec une puissance appelée de 91 610 MW correspondant à une température de 0,75°C, inférieure de 5,9°C à la température de référence. Cette pointe de consommation est comparable à celles de 2011 et 2013. Le minimum de consommation, observé le 16 août, s'est établi à 29,6 GW.

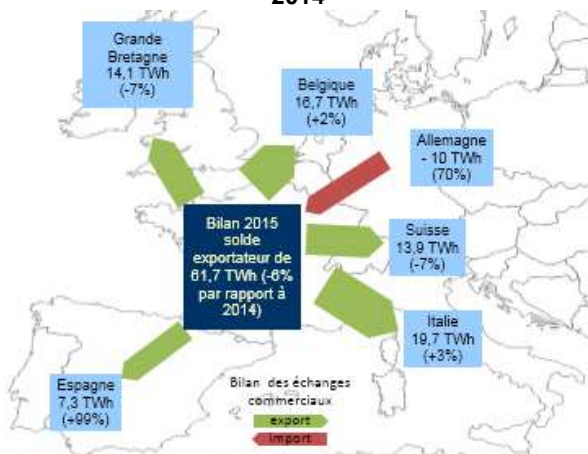
Les interconnexions avec les pays voisins contribuent de manière significative à la sécurité d'approvisionnement, avec des capacités d'importation estimées à environ 11 GW, et des capacités d'exportation estimées à 14 GW. Le développement des interconnexions permet de limiter le besoin de nouvelles centrales pour assurer l'équilibre offre-demande notamment à la pointe et

facilite l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien).

L'influence des interconnexions sur les prix

En 2015, le solde des échanges de la France avec ses voisins est exportateur de 61,7 TWh, contre 65,1 TWh en 2014. Il dépasse 60 TWh pour la troisième fois au cours des 10 dernières années. En moyenne sur l'année, la France est exportatrice nette vers l'ensemble des pays voisins à l'exception de l'Allemagne. Sur les 5 dernières années, la France n'a été exportatrice nette vers l'Allemagne qu'en 2011.

Figure 1 : Solde des échanges commerciaux aux interconnexions en 2015 et évolution par rapport à 2014



Source : RTE – adaptation DGEC

Ces 61,7 TWh, qui améliorent la balance commerciale de la France, correspondent à une puissance moyenne de 7,4 GW, soit plus de 8 tranches nucléaires de 900 MW.

Les flux commerciaux d'électricité ont tendance à aller des pays où le prix de gros de l'électricité est moins cher vers les pays où il est plus cher. En pratique, comme le prix de gros de l'électricité est fixé par la dernière centrale appelée, le sens des flux varie entre été et hiver, et aussi en fonction des heures de la journée.

La France est globalement exportatrice et elle exporte surtout l'été. L'électricité marginale est alors nucléaire ou hydraulique, donc très compétitive par rapport à nos voisins. Par exemple, pendant les mois de juillet et août 2015, la France a été exportatrice nette vers l'ensemble de ses voisins, y compris l'Allemagne.

Les pays qui ont un mix énergétique essentiellement composé de centrales à gaz (dont le coût marginal est plus élevé que celui des centrales nucléaires) ont tendance à être importateurs (Grande-Bretagne, Italie).

Les interconnexions participent à l'efficacité du système en favorisant l'utilisation des moyens de production les moins chers, et contribuent ainsi à la création d'un marché européen intégré de l'électricité. Les flux d'électricité qui circulent aux

interconnexions sont toutefois limités physiquement par les capacités du réseau.

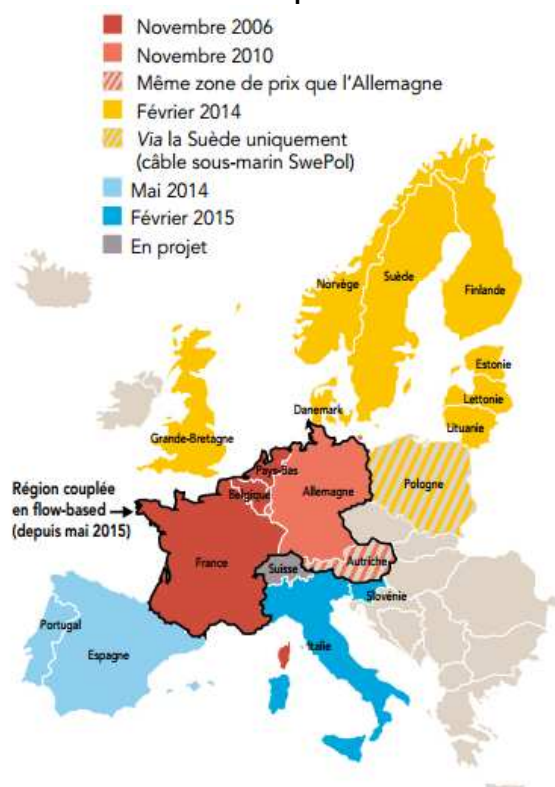
Le couplage de marché en Europe

Le couplage de marché est un outil d'optimisation des flux commerciaux aux interconnexions qui permet ainsi une meilleure intégration des marchés nationaux. Il implique conjointement les bourses d'électricité et les gestionnaires de réseaux de transport. Il vise une meilleure utilisation des capacités transfrontalières disponibles, et par là-même favorise une plus grande harmonisation des prix sur les marchés de gros. Comme le montre la figure 2, le couplage de marché s'est progressivement étendu à une grande partie des pays d'Europe.

Le couplage par les prix entre différents pays crée une zone d'échange unique lorsque les interconnexions ne sont pas saturées et donc ne limitent pas les échanges transfrontaliers. En 2006, la France, la Belgique et les Pays-Bas ont mis en place un couplage par les prix. L'Allemagne et le Luxembourg les ont rejoints en 2010. Ces 5 pays forment la zone CWE (Central West Europe).

L'extension de ce couplage par les prix au nord de l'Europe, pour constituer la zone NWE (North West Europe) est effective depuis février 2014, et concerne les 5 pays de la zone CWE et les pays suivants : Danemark, Grande-Bretagne, Estonie, Lettonie, Lituanie, Finlande, Norvège, Suède et Pologne (via le câble SwePol). L'extension du couplage avec l'Espagne et le Portugal a été réalisée en mai 2014 et a été suivie en février 2015 par le couplage avec l'Italie et la Slovaquie.

Afin d'optimiser la façon dont sont calculées les capacités d'échange dans la région CWE, RTE et ses partenaires ont mis en œuvre la méthode dite « flow-based » à compter du 21 mai 2015. Depuis le couplage en « flow-based », les échanges maximaux de la France avec la région CWE dépassent sensiblement le maximum depuis plus de cinq ans des NTC (« Net Transfer Capacities », c'est-à-dire les limitations d'échanges qui étaient jusque là définies frontière par frontière de façon bilatérale et qui tenaient compte implicitement de l'état du réseau) France-Belgique et France-Allemagne cumulées aussi bien en export qu'en import. La France a exporté jusqu'à 7,7 GW en juillet vers la zone CWE et importé jusqu'à 6,8 GW en novembre, ce qui représente une souplesse de plus de 14,5 GW pour le système électrique français.

Figure 2 : Aperçu du couplage de marché en Europe

Source : RTE, bilan électrique 2015

Bilan du couplage de marché journalier

En 2015, les prix de marché dans les pays de la région CWE n'ont été identiques que 19% du temps (soit un niveau proche de celui observé en 2014) contre 15% en 2013 mais 46% en 2012 et 66% en 2011.

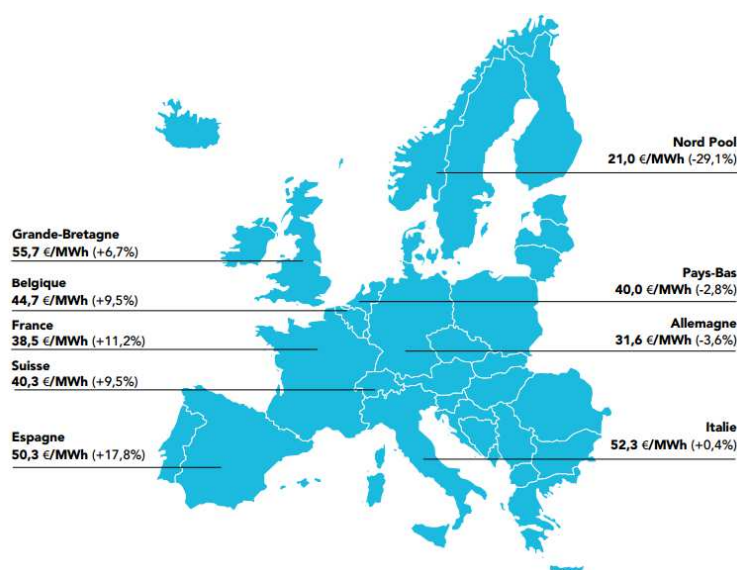
Des situations de convergence remarquables sont régulièrement enregistrées, comme par exemple le jeudi 8 octobre 2015 entre 8h et 9h : les prix ont été identiques dans 11 pays européens, qui représentent plus des deux tiers de la consommation européenne d'électricité.

En pratique, les prix convergent tant que les interconnexions ne sont pas saturées. Les prix divergent en particulier lorsqu'il y a un afflux massif de production d'électricité d'origine renouvelable en Allemagne, pouvant occasionner épisodiquement des prix négatifs.

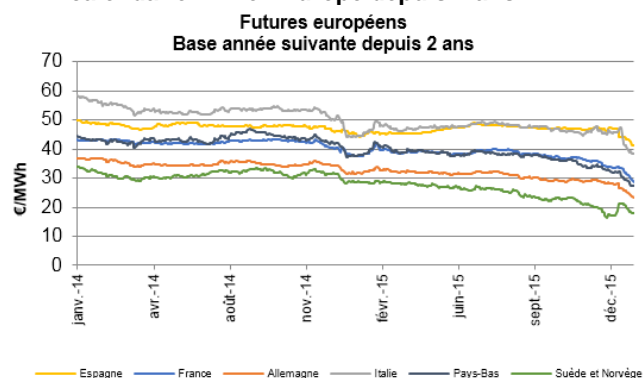
Des prix de gros qui restent bas

Les prix de marché de l'électricité sont restés bas en France en 2015 suite à la chute des prix observée entre 2012 et 2014. La moyenne des prix spot (du jour pour le lendemain) qui était passée de 46,9 €/MWh en 2012 à 34,6 €/MWh en 2014, s'est établie à 38,5 €/MWh en 2015. Cette hausse du prix spot par rapport à 2014 s'explique notamment par une légère hausse des consommations (+2,2%), en particulier chez les PMI/PME et des professionnels, et d'autre part par des

températures plus chaudes en juillet et août (+2,4°C et +2,3°C) qui ont eu pour conséquence une plus forte utilisation des climatiseurs. Seul le mois de décembre a vu une consommation sensiblement inférieure à celle de 2014 (-10%), du fait de températures particulièrement clémentes. Enfin, l'année 2015 a été marquée par la baisse significative des prix "futures" 2016, de 40,9 €/MWh en décembre 2014 à 34,3 €/MWh en décembre 2015. Les prix "futures" 2017 ont quant à eux terminé l'année à 33,5 €/MWh.

Figure 3 : Moyenne des prix spot (« day-ahead ») en Europe en 2015 et évolution par rapport à 2014

Source : RTE, bilan électrique 2015

Figure 4 : Evolution des prix à terme pour l'année calendaire N+1 en Europe depuis 2 ans

Source : Reuters – adaptation DGEC

Une consommation en légère reprise

La demande corrigée des aléas climatiques se maintient en France à un niveau quasi constant depuis 2010, alors qu'elle avait augmenté de presque 10% entre 2002 et 2008. Ceci est dû notamment aux actions menées en matière de performance énergétique, à l'évolution du tissu industriel français et à la tertiarisation de l'activité économique, les services étant moins consommateurs d'électricité que

l'industrie. On observe par ailleurs un début d'amélioration de la situation économique : en 2015, la consommation des PME/PMI et des professionnels est en augmentation et retrouve son niveau de 2013.

Au niveau européen, la consommation électrique annuelle au périmètre d'ENTSO-E¹ est en légère hausse en 2015 par rapport à 2014 (+1,1%).

Une augmentation des capacités de production

Parallèlement à cette stabilité de la consommation, la puissance des installations de production en Europe augmente de 1% en 2015 par rapport à 2014 (source : ENTSO-E). En France métropolitaine, elle progresse légèrement en 2015 (+584 MW, soit +0,5% - source : RTE).

L'accroissement du parc renouvelable en France représente près de 2 000 MW, essentiellement porté par le développement du solaire et de l'éolien. Dans le même temps, le parc charbon diminue de 1 500 MW en raison du retrait des derniers groupes de 250 MW de Bouchain, Vitry et La Maxe.

Une baisse du prix des combustibles et des quotas CO2

Les prix de marchés de l'électricité dépendent des coûts de production de l'électricité. La théorie économique indique que le prix à un instant donné est égal au *coût marginal* de production du moyen de production le plus cher. Pour les centrales thermiques, ce coût de production est déterminé par le prix des combustibles (charbon, gaz) et par le prix des quotas d'émission de gaz à effet de serre. Lorsque ces prix diminuent, ils entraînent à la baisse les prix de l'électricité. Ainsi, en 2015, le prix spot du gaz en France a reculé de 6%, le prix du charbon de 25% et le prix de la tonne de CO2 est resté bas, à 7,8 €/t au dernier trimestre 2015, ce qui explique en partie la baisse du prix de marché de l'électricité.

L'évolution des prix de détail en Europe

Les prix de détail, eux ne suivent pas la même tendance que les prix de gros : ainsi les prix TTC pour le consommateur final en Europe ont augmenté sensiblement (+31% entre le 1^{er} semestre 2008 et le 1^{er} semestre 2015 dans l'Union Européenne selon des données Eurostat), du fait notamment de la hausse des coûts de réseau et du soutien aux énergies renouvelables. A titre d'exemple, l'Allemagne a les prix de gros les plus bas d'Europe de l'Ouest, mais des prix de détail parmi les plus élevés pour les ménages (la taxe EEG, qui finance les régimes de soutien aux renouvelables électriques s'établissait à 61,7 €/MWh en 2015 et est passée à 63,54 €/MWh en 2016).

Un recours accru au charbon dans certains pays européens

Le prix du carbone résultant du marché d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (EU ETS) a fortement diminué et se situe en 2015 à 5,9 €/tCO₂ en moyenne contre 20 à 30 €/tCO₂ en 2008. Le prix du charbon ayant fortement chuté depuis 2011, cela a renforcé la compétitivité des centrales à charbon par rapport aux centrales à gaz pour la production d'électricité. Le taux d'utilisation moyen des centrales au charbon est ainsi aujourd'hui plus élevé que celui des centrales à gaz, ce qui engendre des émissions de CO₂ supplémentaires dans certains pays européens comme l'Allemagne.

Les cycles combiné à gaz (CCG) ont ainsi souffert d'une diminution de leur nombre d'heures de fonctionnement (malgré un net redressement en 2015), qui s'explique aussi par le développement des capacités de production intermittentes, et remet aujourd'hui en cause leur modèle économique. Ainsi, en Europe, de nombreux opérateurs ont mis leurs centrales à gaz sous cocon ou ont annoncé leur déclassement prochain.

Des réformes importantes sont engagées pour permettre aux marchés d'envoyer des signaux économiques pertinents

Ces travaux visent à réformer les marchés européens du carbone, à mieux intégrer les énergies renouvelables au marché, et à donner une valeur à la capacité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement.

La réforme du système d'échange de quotas

Des travaux ont eu lieu au niveau européen pour restaurer un signal sur le prix du carbone lisible par les investisseurs. Ainsi, la Commission européenne a proposé la mise en place d'une réserve de stabilité du marché qui doit lui permettre d'être plus résistante aux chocs de demande, évitant ainsi les fluctuations trop brutales du prix du carbone. Cette proposition a été adoptée par les Etats membres et le Parlement européen en septembre 2015 avec une entrée en vigueur prévue en 2019.

Dans le contexte de prix faible et d'incertitude sur les perspectives de redressement à court terme, la France soutient, dans le cadre de la révision de la directive EU ETS pour la période post-2020, la mise en place d'un corridor de prix du carbone pour le marché européen. Enfin, le Président de la République a annoncé, dans le cadre de la conférence environnementale d'avril 2016, la mise en place, au niveau national, d'un prix plancher au carbone pour la production d'électricité afin de contribuer à inverser l'ordre de mérite entre centrales à gaz et centrales au charbon.

¹ UE+Norvège+une partie des Balkans

Permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché et au système électrique

Historiquement, la majorité des pays européens a mis en place des systèmes de soutien au développement des énergies renouvelables reposant sur des tarifs d'achat garantis (*feed-in tariff*) : **les énergies renouvelables étaient donc rémunérées sans que l'électricité produite ne passe par le marché**. Un opérateur possédant des capacités renouvelables n'avait donc pas à se soucier de l'optimisation de sa production en fonction du niveau du prix de marché, sa rémunération étant garantie à tout moment.

La Commission européenne a entrepris de réformer l'architecture des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. Elle a ainsi adopté en avril 2014 de nouvelles lignes directrices sur les aides d'état à l'environnement et à l'énergie, qui définissent un cadre européen harmonisé pour le soutien des filières renouvelables.

En France, en cohérence avec ce nouveau cadre, et dans le prolongement de la consultation menée en 2013, des adaptations du mécanisme de soutien ont été inscrites dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Il s'agit de mieux intégrer les énergies renouvelables au marché : à partir d'une certaine taille d'installation, l'énergie produite sera directement vendue sur le marché, avec un soutien versé sous forme de prime et non plus de tarif d'achat ; les producteurs seront davantage responsabilisés au titre des écarts sur le mécanisme d'ajustement. Ce nouveau mécanisme sera mis en œuvre courant 2016 (cf. fiche n°30 - les dispositifs de soutien à la production d'énergies renouvelables).

Ces mécanismes peuvent prendre différentes formes (réserves stratégiques, paiements de capacité, marchés de capacité), et répondent à des problématiques très diverses d'un pays à l'autre (gestion de la pointe, besoin de « back-up » renforcé pour gérer l'intermittence, besoin de capacités de base, etc.).

Le mécanisme de capacité français crée une obligation pour les fournisseurs de détenir un certain nombre de « certificats de capacité », en fonction de la consommation de leurs clients à la pointe. Ils pourront acquérir ces certificats en faisant certifier leurs propres capacités de production ou d'effacement, ou en acquérant ces certificats auprès d'autres producteurs ou opérateurs d'effacement. Si une menace sur la sécurité d'approvisionnement est identifiée, ce mécanisme apportera donc une rémunération aux capacités disponibles, complémentaire à la vente de l'électricité produite, qui contribuera au maintien des capacités existantes ou à la réalisation des investissements nécessaires (effacement ou production).

- Camille GILLET

Plusieurs pays de l'Union européenne mettent en place des mécanismes de capacité

Au regard des prix de gros actuels et malgré les efforts faits pour développer la flexibilité du système électrique, la capacité du marché de l'énergie seul à envoyer les signaux économiques permettant la réalisation des investissements nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, suscite de nombreuses interrogations.

Dans ce contexte, plusieurs pays européens dont la France mettent en place des dispositifs spécifiques pour garantir l'adéquation des capacités de production et d'effacement avec la demande.

Figure 5 : Les mécanismes de capacité en Europe

Appel d'offres pour nouvelle capacité	Réserve stratégique	Rémunération de capacité ciblée
Belgique **	Belgique	Italie
France	Danemark **	Pologne
Irlande **	Allemagne ***	Portugal ***
	Pologne	Espagne ***
	Suède	
	Allemagne (régime d'interruptibilité)	
	Irlande (régime d'interruptibilité)	
	Italie (régime d'interruptibilité) ***	
	Pologne (régime d'interruptibilité)	
	Portugal (régime d'interruptibilité)	
	Espagne (régime d'interruptibilité)	
Acheteur central	Obligation décentralisée	Rémunération cap. marché
Irlande *	France *	Irlande
Italie *		

* Mécanisme prévu (ou en cours de mise en œuvre)

** Mécanisme passé (ou jamais mis en œuvre)

*** Plusieurs mécanismes de capacité du même type

Source : Commission Européenne, Rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, avril 2016

N°

13

Importations, exportations, facture énergétique

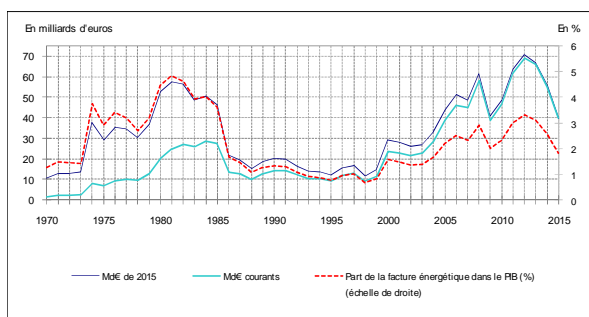
La facture énergétique recule de 28 % en 2015, à moins de 40 Md€,
bénéficiant de l'effondrement des cours du pétrole

La réduction de la facture énergétique de la France (cf. encadré), initiée depuis 2012, s'accélère en 2015, conséquence directe de la baisse générale du prix des énergies et plus particulièrement de la chute des cours du pétrole depuis l'été 2014. La facture énergétique s'établit ainsi à moins de 40 milliards d'euros en 2015, en baisse de 28 % sur un an.

Une facture en forte baisse en 2015

Chutant de près de 28 % en l'espace d'un an, la facture énergétique de la France s'établit à 39,7 milliards d'euros (Md€) d'après les Douanes, loin de son niveau record de 2012, à 69,0 Md€. Elle équivaut désormais à 1,8 % du produit intérieur brut, contre 2,6 % en 2014 et plus de 3 % entre 2011 et 2013, et représente un peu plus d'un mois de recettes tirées des exportations totales de la France. Si cela représente environ quatorze jours de moins qu'en 2014 et vingt-quatre de moins qu'en 2013, ce niveau reste toutefois élevé, l'approvisionnement énergétique de la France pesant encore pour plus de 10 % dans l'ensemble de ses importations.

Fig. 1 : Facture énergétique de la France en milliards d'euros



Champ : France

Source : données des Douanes, calculs SOeS

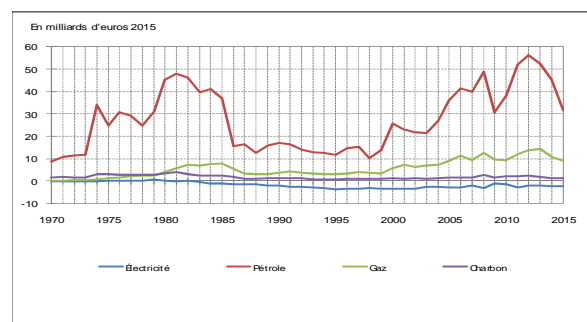
Le solde en valeur du commerce extérieur de produits pétroliers constitue près de 80 % de la facture énergétique de la France. Il s'est réduit de 30 % en 2015, à 31,6 Md€, soit une économie de 13,3 Md€ en un an. Cette baisse affecte dans les mêmes proportions les dépenses en pétrole brut, qui représentent deux tiers de la facture pétrolière, et le commerce extérieur de produits pétroliers raffinés, qui en constitue le tiers restant. Si, pour ces derniers, la baisse est imputable conjointement à la chute des prix (- 25,7 %, à 465 €/t, prix moyens coût, assurance et fret – CAF – à l'importation) et à la réduction des volumes importés nets, la forte contraction de la facture de pétrole brut est exclusivement portée par l'effondrement du prix à l'importation (- 46,3 %, à 367 €/t), dans le sillage du cours du baril de Brent.

La facture gazière se replie de 15 % en 2015 sous l'effet direct de la baisse du prix moyen à l'importation de gaz naturel, qui recule de 13,7 % en un an pour repasser pour la première fois depuis 2010 sous le seuil de 2 c€/kWh. Tant le prix spot que ceux des contrats de long-terme (plus de dix ans) diminuent. Ainsi, la facture gazière s'établit à 9,0 Md€, alors qu'elle s'élevait encore à 10,6 Md€ en 2014 et 14,2 Md€ en 2013.

La facture charbonnière diminue pour la troisième année consécutive, de 9 % par rapport à 2014, sous l'effet combiné des prix et des volumes. À 1,3 Md€, elle retrouve ainsi un niveau comparable à celui observé durant la première moitié des années 2000, après avoir atteint un record, à 2,7 Md€ en 2008.

Les exportations d'électricité permettent par ailleurs à la France d'alléger sa facture énergétique globale, avec un excédent commercial dû aux échanges d'électricité de 2,3 Md€ en 2015. Malgré une légère baisse des volumes échangés, celui-ci progresse ainsi de 7 % en un an en raison de la hausse du prix spot de l'électricité.

Fig. 2 : Facture énergétique de la France déclinée par type d'énergie



Note : la facture de l'électricité, exportatrice, est comptée en négatif.

Champ : France

Source : données des Douanes, calculs SOeS

Périmètre de la facture énergétique

La facture énergétique correspond au solde du commerce extérieur en valeur des produits énergétiques (chapitre 27 du système harmonisé de l'Organisation Mondiale des Douanes) : combustibles minéraux solides (charbon et produits solides issus de sa transformation), produits pétroliers (pétrole brut et produits raffinés), gaz naturel et électricité. Elle ne prend donc pas en compte l'uranium, qui est considéré dans les nomenclatures internationales comme un minerai et non comme un combustible (il doit en effet être enrichi avant d'être utilisé dans les centrales nucléaires). La facture de l'uranium s'élevait à moins d'un milliard d'euros en 2015.

Fig. 3 : Commerce extérieur de l'énergie en 2015 en millions d'euros courants

	Importations CAF *			Exportations FAB *			Facture			
	2014	2015	2014-2015 (%)	2014	2015	2014-2015 (%)	2014	2015	2014-2015 (%)	2014-2015 (M€)
Combustibles minéraux solides	1 454	1 313	-9,7	34	18	-46,4	1 420	1 295	-8,8	-125
Pétrole brut	29 225	20 591	-29,5	3	17	+ 478,1	29 222	20 575	-29,6	-8 647
Produits pétroliers raffinés	26 900	19 708	-26,7	11 191	8 648	-22,7	15 710	11 060	-29,6	-4 649
Total pétrole	56 125	40 299	-28,2	11 194	8 664	-22,6	44 932	31 635	-29,6	-13 297
Gaz	11 736	9 957	-15,2	1 086	917	-15,6	10 649	9 040	-15,1	-1 609
Pétrole et gaz	67 861	50 256	-25,9	12 280	9 581	-22,0	55 581	40 675	-26,8	-14 906
Electricité	987	1 157	+ 17,2	3 129	3 452	+ 10,3	-2 142	-2 296	+ 7,2	-154
Total	70 302	52 726	-25,0	15 443	13 052	-15,5	54 859	39 675	-27,7	-15 185

* CAF : coût, assurance et fret ; FAB : franco à bord.

Champ : France

Sources : données des Douanes, calculs SOeS

Fig. 4 : comparaison de la facture énergétique avec quelques agrégats économiques

	1973	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015
Facture énergétique en milliards d'euros courants (CAF/FAB*)	2,8	20,3	27,5	14,2	9,3	23,5	38,7	46,5	65,8	54,9	39,7
Facture énergétique en milliards d'euros 2015	13,8	52,7	46,2	20,2	12,2	29,4	44,0	48,7	67,0	55,5	39,7
Part des importations d'énergie dans les importations totales (en %)	12,4	26,4	22,1	9,4	6,7	9,6	13,1	13,2	16,1	14,0	10,4
Nombre de jours d'exportations totales pour couvrir la facture énergétique	n.d.**	99,2	72,8	28,8	15,8	26,5	39,7	43,0	56,1	46,8	32,5
Équivalence entre la facture énergétique et la richesse produite en France - indicateur facture / PIB - en %	1,4	4,5	3,6	1,3	0,8	1,6	2,2	2,3	3,1	2,6	1,8
Cours moyen du dollar en euros	0,68	0,64	1,37	0,83	0,76	1,09	0,80	0,76	0,75	0,75	0,90

* CAF : coût, assurance et fret ; FAB : franco à bord. ** n.d. : non disponible.

Champ : France

Source : données des Douanes, calculs SOeS

Les hydrocarbures : reprise des importations de pétrole brut et des entrées nettes de gaz naturel

Le gaz

À 509,8 TWh, les entrées brutes de gaz naturel sur le territoire sont à nouveau en repli en 2015, de 1,7 % après une baisse plus marquée en 2014 (- 5,6 %).

Les entrées brutes par gazoduc diminuent de 1,9 % en 2015. D'avril à octobre, elles ont reculé par rapport à leur niveau de 2014, mais elles ont en revanche progressé durant la plupart des mois de chauffe.

Les injections de GNL dans le réseau reculent pour la quatrième année consécutive, mais à un rythme bien plus modéré que les années précédentes (- 0,7 % en 2015, après - 19,5 % en 2014, - 19,2 % en 2013 et - 32,9 % en 2012). Le GNL regazéifié ne représente plus que 13,5 % des entrées brutes de gaz naturel en 2015, contre 28,0 % quatre ans auparavant. Les injections à Fos-sur-Mer reculent de 9,1 % tandis que celles à Montoir-de-Bretagne se redressent de 12,2 % pour représenter désormais respectivement 84,7 % et 15,3 % du total du GNL injecté dans le réseau.

Les sorties du territoire sous forme gazeuse s'effectuent aux points d'interconnexion du réseau (PIR) de France métropolitaine de gazoduc avec les réseaux étrangers, principalement espagnol (PIR Pirineos) et suisse (PIR Oltingue et Jura). Après avoir atteint un niveau particulièrement élevé en 2014, les sorties se replient sensiblement en 2015 (- 23,4 %) pour retrouver un niveau légèrement supérieur à celui de 2013. Cette baisse concerne principalement les

sorties vers l'Espagne (- 35,9 %), tandis que celles vers la Suisse ont augmenté (+ 14,5 %).

La baisse des sorties compensant largement en volume celles des entrées, le solde des entrées-sorties progresse de 2,4 % en 2015, à 446,9 TWh.

La part des contrats de court terme (moins de deux ans) dans les approvisionnements, qui avait chuté à 14,4 % en 2013, avant de s'envoler à 21,9 % en 2014, est en légère diminution en 2015, à 20,9 %, en raison de la reprise des importations sur contrats de moyen terme. Les prix sur les marchés de gros du gaz du nord-ouest de l'Europe¹ avaient baissé plus fortement que les prix des approvisionnements réalisés via des contrats de long terme en 2014, entraînant ainsi un plus grand recours aux approvisionnements sur les marchés du gaz. Durant l'année 2015, l'écart entre les prix des contrats de long terme et les prix sur les marchés du gaz s'est progressivement réduit en raison de la croissance de l'indexation de ces contrats sur les marchés du gaz.

La Norvège renforce de nouveau sa place de principal fournisseur de gaz naturel de la France, avec 42,2 % du total des entrées brutes et des quantités en hausse par rapport à 2014 (+ 8,8 %). La Russie reste le deuxième fournisseur devant les Pays-Bas, mais les volumes importés en provenance de ces deux pays diminuent respectivement de 6,5 % et 1,8 %. Avec 9,4 % des entrées brutes, le GNL algérien est la quatrième source d'approvisionnement de la France, en repli de 2,3 % sur un an, tandis que le GNL qatari poursuit sa baisse entamée en 2012 et ne représente plus que 1,1 % des entrées brutes en 2015.

¹ NBP (Royaume-Uni), NCG et Gaspool (Allemagne), Zeebrugge Beach et ZTP (Belgique), TTF (Pays-Bas), PEG Nord (France)

Les achats de gaz naturel sur les marchés du Nord-Ouest de l'Europe, pour lesquels le lieu de production du gaz n'est pas connu avec précision, représentent 22,5 % des entrées brutes, contre 25,7 % en 2014.

Fig. 5 : Approvisionnements en gaz naturel entre 2013 et 2015

	2013	2014	2015	2015
	En MWh PCS*			
Totales entrées brutes (transit inclus)	549,5	518,7	509,8	100,0
- selon le pays d'origine				
Norvège	198,7	197,8	214,3	42,0
Russie	98,3	62,3	58,3	11,4
Pays-Bas	76,3	55,8	54,8	10,7
Algérie	59,4	49,0	47,9	9,4
Sw agas**	12,4	9,9	10,8	2,1
Qatar	17,6	9,5	5,5	1,1
Nigeria	0,0	0,9	2,9	0,6
Égypte	1,0	0,0	0,0	0,0
Autres et indéterminés	85,8	133,4	115,4	22,6
- selon le type de contrat				
court terme	79,1	113,6	107,1	21,0
moyen et long terme	470,3	405,1	402,7	79,0
- selon la forme de gaz				
gaz naturel sous forme gazeuse	463,1	449,2	442,7	86,8
gaz naturel liquéfié (GNL)	86,4	69,5	67,0	13,2
Totales sorties (transit inclus)	58,3	82,1	62,9	12,3
Totales entrées nettes (transit et exportations exclus)	491,2	436,6	446,9	87,7

* Pouvoir calorifique supérieur.

** Essentiellement, réception à Montoir-de-Bretagne par Engie de GNL en provenance du Nigeria pour le compte de l'Italie.

Champ : France métropolitaine

Source : calculs SOeS, d'après GRTgaz, TIGF et les fournisseurs de gaz.

Le pétrole et les produits pétroliers raffinés

Après plusieurs années consécutives de baisse, les importations françaises de pétrole brut sont reparties nettement à la hausse en 2015, progressant de 5,8 %, à 56,7 millions de tonnes (Mt). L'instabilité politique en Libye pèse de nouveau sur les importations en provenance d'Afrique du Nord, qui reculent de 17 % sur un an. La France s'est ainsi davantage tournée vers le Moyen-Orient (+ 13,7 %), à la faveur du regain de la production irakienne, et l'Afrique subsaharienne (Angola, Nigeria ; + 13,3 %). Les importations depuis l'ex-URSS progressent également, de 6,4 %, après trois années consécutives de forte baisse (- 10 % par an). Le poids de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) poursuit encore sa progression, pour atteindre 56 % des importations françaises de pétrole brut, son plus haut niveau depuis 1994. Les principaux fournisseurs de la France restent l'Arabie Saoudite (d'où proviennent 18,6 % des volumes importés), le Kazakhstan (13,8 %), le Nigeria (11,7 %) et la Russie (7,9 %). L'Angola (7,6 %) gagne deux places pour se classer en cinquième position, pesant désormais autant que l'Algérie (7,6 %). La Norvège, depuis laquelle les importations françaises ont été réduites de moitié en cinq ans, est passée du cinquième au huitième rang, juste derrière l'Azerbaïdjan.

Fig. 6 : Importations de pétrole par pays d'origine (en millions de tonnes)

	1973		1979	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	
<i>Grandes zones</i>		%											%
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	11,1	11,8	12,8	14,5	25,6
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	12,1	9,0	7,7	6,4	11,2
Afrique subsaharienne	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	8,2	10,2	11,9	13,4	23,7
Mex du Nord*	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	10,6	7,0	5,9	5,0	8,8
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	21,0	16,8	15,0	15,9	28,0
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,4	0,3	0,9	1,0	0,9	0,5	1,5	2,6
Total	134,9	100,0	125,9	73,9	73,4	78,0	85,6	84,2	64,1	55,6	53,6	56,7	100,0
dont Opep**	127,8	94,7	111,8	36,7	41,7	42,7	41,8	38,2	27,6	26,1	28,7	31,6	55,7
Opep hors Irak	109,1	80,8	89,1	30,4	38,7	42,7	34,5	36,8	25,2	24,8	27,5	28,8	50,8
Principaux fournisseurs													
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	6,0	10,2	11,1	10,6	18,6
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	6,8	7,2	7,1	7,8	13,8
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	2,8	4,9	6,1	6,6	11,7
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	11,1	6,7	5,2	4,5	7,9
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	3,4	1,6	3,2	4,3	7,6
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	0,9	3,1	3,7	4,3	7,6
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	3,1	2,8	2,6	3,6	6,3
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	7,0	5,0	4,3	3,5	6,1
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,4	1,2	1,2	2,8	4,9
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	10,2	4,8	3,0	2,1	3,6
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	3,4	1,9	1,4	1,5	2,6
Mexique	-	-	-	2,7	2,5	-	-	-	-	-	0,2	1,3	2,2
Ginée équatoriale	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,6	1,6	1,2	1,0	1,8
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,1	0,9	1,6
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	1,3	0,6	0,3	0,1	0,2

* Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark

** Opep : Algérie, Angola, Arabie saoudite, Emirats arabes unis, Equateur, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar, Venezuela

NB : Le pétrole est classé ici en fonction du pays où il a été extrait

Champ : France métropolitaine

Source : SOeS, enquête auprès des raffineurs

Les importations de produits raffinés se replient légèrement (- 1,2 %), tandis que les exportations augmentent fortement (+ 13,8 %). Ainsi, en 2015, le déficit des échanges physiques n'est plus que de 19,4 Mt, contre 22,5 Mt en 2014. Celui-ci est surtout imputable à l'ensemble gazole / fioul domestique, qui représente 58 % des importations de produits raffinés, et, dans une moindre mesure, au jet kérosène et au gaz de pétrole liquéfié (GPL). Le fioul lourd, dont le solde exportateur, positif, s'est nettement amélioré en 2015, ainsi que l'essence sont les deux principaux produits raffinés contribuant à alléger le déficit d'échanges physiques de la France.

Les deux premiers fournisseurs de la France restent la Russie et les Etats-Unis, avec des parts de marché respectives de 17 % et 12 %. L'Inde est depuis 2014 le premier pays d'approvisionnement en carburéacteurs de l'Hexagone (27 %), devant les pays du Moyen-Orient et la Corée du Sud notamment. Le GPL est importé principalement d'Algérie (38 %), de l'Union européenne (26 %, dont plus de la moitié du Royaume-Uni) et de Norvège (19 %).

La France exporte ses produits raffinés en premier lieu vers l'Europe (65 %), puis vers l'Afrique (18 %), l'Amérique du Nord (8 %) et le Proche-Orient (4 %). Le fioul lourd est acheminé pour l'essentiel en Europe du Nord (62 %). En revanche l'essence est d'abord exportée en Afrique (33 %, dont la moitié au Nigéria), l'Europe du Nord et les Etats-Unis suivant avec respectivement 26 % et 20 % des ventes.

Fig. 7 : Importations et exportations de produits raffinés en 2015 (en millions de tonnes)

	Importations (I)	Exportations (E)	Solde importateur (I - E)
Gazole / FOD*	23,8	2,9	20,9
Jet kérosène	4,4	1,2	3,2
Pétrole lampant	0,2	0,1	0,1
GPL**	3,5	1,2	2,3
Coke de pétrole	0,8	0,0	0,8
Fioul lourd	3,1	6,7	-3,6
Bitumes	1,0	0,3	0,7
Essence	0,5	4,1	-3,6
Naphta	2,0	3,0	-1,0
Lubrifiants	0,9	1,1	-0,2
Autres	0,6	0,8	-0,2
Total	40,8	21,4	19,4

* FOD : Fioul domestique

** GPL : Gaz de pétrole liquéfié

Champ : France métropolitaine

Source : SOeS, d'après les statistiques des Douanes

- Fabien GUGGEMOS, Évelyne MISAK, David MOMBEL.

N°

14

Les marchés carbone européen et mondiaux

17 marchés représentant 40 % du PIB mondial et plus de 9% des émissions

Depuis l'établissement du Protocole de Kyoto en 1997, de nombreuses initiatives visant à établir des marchés carbone en tant qu'outils d'aide à l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions ont vu le jour dans le monde, au premier rang desquelles le marché carbone européen. Ils couvrent aujourd'hui près de 9% des émissions mondiales.

Les dernières années ont été particulièrement actives avec les réformes structurelles pour le marché carbone européen, la connexion effective entre les marchés californien et québécois, et plus récemment la confirmation par l'Ontario d'un marché carbone qui se connecterait avec la Californie et le Québec, dans le cadre d'un objectif de réduction de 15% en 2020 et de 37% en 2030 par rapport à 1990. La Chine, où des pilotes de marchés carbone existent à Beijing, Guangdong, Shanghai, Shenzhen, Tianjin, Chongqing, Hubei, a également confirmé l'annonce d'un marché national qui serait lancé en 2017.

Enfin, la Thaïlande a annoncé en avril 2016 un marché carbone (sans date de lancement à ce stade) grâce à un financement de la banque mondiale dans le cadre du « PMR » – Partnership for market readiness. Au Vietnam en octobre 2015, également grâce à un financement du PMR, un programme incluant un ETS pour le secteur de l'acier a été approuvé par le premier ministre. Enfin, la ville de Tokyo, qui avait établi le premier marché carbone à l'échelle d'une agglomération, a connecté son marché carbone avec celui de Saitama.

Toutes ces initiatives, en couvrant de plus en plus d'émissions, permettent la mise en place d'un prix du carbone et d'une prise en compte du changement climatique au niveau économique. Elles serviront également à faciliter les discussions au niveau international.

Les marchés carbone : un outil de réduction de émissions de gaz à effet de serre

Marchés carbone : les grands principes de fonctionnement

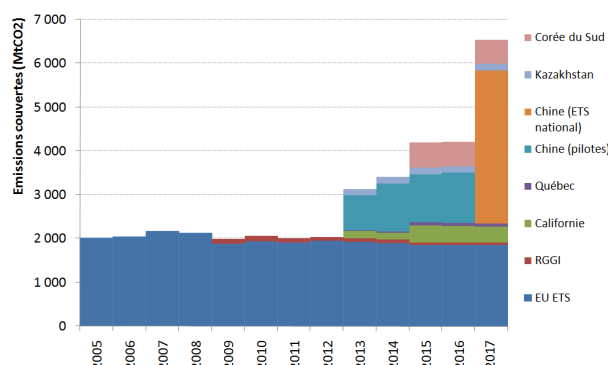
Les marchés carbone, également nommés systèmes d'échange de quotas d'émissions ou système de permis d'émissions négociables (*angl* : Emissions trading schemes – ETS), sont des outils réglementaires facilitant l'atteinte pour tout ou partie des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre déterminés politiquement (par exemple, l'Union européenne s'est fixé un objectif de réduction de 20% en 2020 par rapport à 1990 – voir

fiche 8). Ils permettent de plafonner et réduire la quantité de gaz à effet de serre émise. Cette limite est définie par la quantité de quotas d'émissions mise en circulation qui est en ligne avec l'objectif politique donné. Les participants peuvent acheter ou vendre des actifs carbone, et doivent restituer une quantité de quotas équivalente à leurs émissions. Chaque participant a donc intérêt à réduire la part de ses émissions dont le coût de réduction est inférieur au prix du quota sur le marché via des ajustements opérationnels ou via des investissements dans les technologies bas carbone.

Les marchés carbone connaissent un fort développement international depuis près de 10 ans

Le bilan en 2015 confirme l'intérêt croissant pour les marchés carbone avec 17 marchés déjà opérationnels. 2 personnes sur 5 dans le monde vivent dans une juridiction avec un marché opérationnel ou en projet.

Figure 1 - Emissions couvertes par un marché carbone



Source : Chaire économie du climat, 2016 (remarque 1 : en 2017, les sept pilotes chinois devraient s'intégrer à partir de 2017 dans un grand marché national, voir encadré en page 4 ; remarque 2 : d'après les informations disponibles, le marché carbone du Kazakhstan serait, depuis avril 2016, suspendu jusqu'en 2018)

Les marchés carbone couvrent 40% du PIB mondial et près de 9% des émissions dans 35 pays, 13 Etats ou Provinces et 7 villes (sources : ICAP, octobre 2015 – I4CE, octobre 2015). La valeur des marchés carbone dans le monde est estimée à 34 milliards de dollars en 2015 par la banque mondiale (source : State and trends of carbon pricing, 2015).

Ce succès grandissant est lié au fait que les marchés carbone ont des modalités adaptables en fonction des spécificités domestiques, et notamment des structures d'émissions de gaz à effet de serre. Un prix unique du carbone au niveau international n'est pas encore atteint comme cela était envisagé dans le cadre du Protocole de Kyoto, mais le développement des initiatives de connexion entre

marchés pourrait mener à terme à une convergence progressive des prix du carbone.

Le Protocole de Kyoto : fondation pour le développement des marchés carbone

Flexibilité et transferts de technologies : les mécanismes de projet

Le Protocole de Kyoto de 1997 a fixé des objectifs de réduction de leurs émissions aux 40 pays les plus industrialisés. En vue de faciliter l'atteinte des engagements des pays industrialisés, trois mécanismes dits de flexibilité sont institués par le Protocole de Kyoto :

- Un marché international de quotas carbone. Chaque pays reçoit autant d'Unités de Quantité Attribuée (UQA) que son objectif d'émissions de GES fixé par le Protocole. Les UQA sont échangeables entre États.
- Le Mécanisme pour un Développement Propre (MDP) et le Mécanisme de Mise en Œuvre Conjointe (MOC) permettent de financer des réductions d'émissions hors du territoire national contre l'octroi de crédits carbone échangeables. Le MDP concerne des projets de réduction d'émissions ayant lieu dans un pays qui n'a pas d'engagement au titre du Protocole de Kyoto, la MOC dans un pays qui en a un.

Les crédits internationaux victimes de leur succès

Les mécanismes de projet MDP et MOC ont permis d'éviter à eux deux l'émission de près de 2 Mdt. Le MDP a enregistré à ce jour 5 000 projets et levé près de 200 MdUSD¹ depuis son lancement. Toutefois, ce mécanisme fait face à des critiques, notamment concernant le déséquilibre géographique dans la répartition des projets : 84 % des projets MDP sont situés dans la région Asie Pacifique, 12 % en Amérique latine et 2 % en Afrique. Cinq pays comptent pour 93 % de l'offre de crédits émis. Par ailleurs, la contribution au développement durable et le caractère additionnel (lié au fait que ce sont bien les marchés carbone qui permettent leur déploiement) de certains types de projets ont également été mis en cause.

La MOC a de son côté permis de développer de nombreux projets de réduction d'émissions dans les pays développés et en transition, notamment dans les pays de l'Est de l'Europe, mais aussi en France qui a accueilli 20 projets sur la période 2008-2012.

Ces deux mécanismes sont victimes de leur succès. En effet, si ces mécanismes ont permis de lancer de très nombreux projets, la demande pour les crédits issus de ces projets est aujourd'hui quasi nulle. Le système européen d'échange de quotas est à ce jour la principale source de demande pour ces crédits, mais les entreprises soumises à quotas

peuvent restituer des crédits en proportion limitée et la capacité d'utilisation de ces crédits est proche d'être atteinte. Sur la totalité de la période 2008 – 2020, l'offre de crédits internationaux devrait donc largement excéder la demande. Les prix des crédits ont ainsi chuté depuis mi 2011 et tout au long de 2012 : de 20 € en 2008, le cours des crédits MDP s'établit en moyenne sur 2014 à 50 c€.

Un premier bilan du Protocole de Kyoto

Une première revue disponible depuis 2014 montre que les émissions des pays de l'annexe B ont été réduites de plus de 22% contre un objectif de 5%.

Une nouvelle période d'engagement a été actée à Doha en 2012 (voir fiche 8) pour la période 2013-2020. Dans ce cadre, l'Union européenne s'est engagée à réduire ses émissions de 20% en 2020 : environ la moitié des réductions correspondant à cet objectif doit être réalisée grâce au marché carbone européen.

Le marché carbone européen

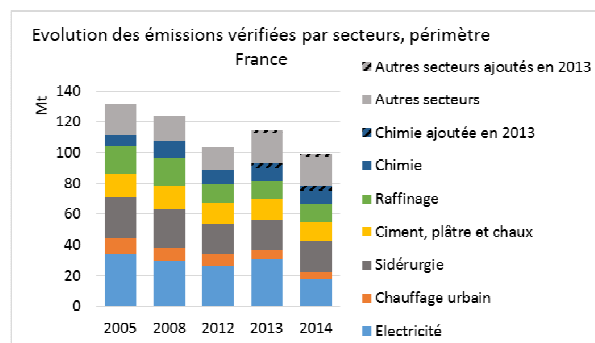
L'Union européenne, six mois après la signature du protocole de Kyoto, a réparti en juin 1998 entre quinze États membres de l'UE des efforts de réduction cohérents avec son objectif de 8% au titre du protocole de Kyoto. C'est la décision « *Burden-Sharing agreement* ». La Commission européenne indique alors que l'UE pourrait mettre en place son propre marché de quotas interne en 2005².

C'est chose faite avec le vote en 2003 du marché carbone européen, ou *European Union Emissions Trading Scheme* (EU ETS). Il est entré en vigueur en 2005 avec pour objectif de lutter contre le changement climatique en plafonnant les émissions de GES du secteur électrique et des principaux secteurs industriels. Couvrant aujourd'hui plus de 11 000 installations, il s'applique de façon harmonisée aux 28 États membres de l'Union européenne ainsi qu'à la Norvège, l'Islande et le Liechtenstein. Il doit permettre aux secteurs couverts de contribuer à l'atteinte des objectifs climatiques de l'Union européenne en réduisant leurs émissions de 21% en 2020 et de 43% en 2030 par rapport à 2005.

L'EU ETS couvre les émissions des installations de production d'électricité, de nombreux secteurs industriels et de l'aviation (vols au sein de l'Espace Economique Européen). Des exemptions pour les petits opérateurs à faibles émissions ont également été introduites.

¹ CDC climat recherche (2012) sur la base des données financières publiques de 4000 projets.

² « *Climate Change: Towards an EU Post-Kyoto Strategy* », communication de la Commission européenne, 3 juin 1998.

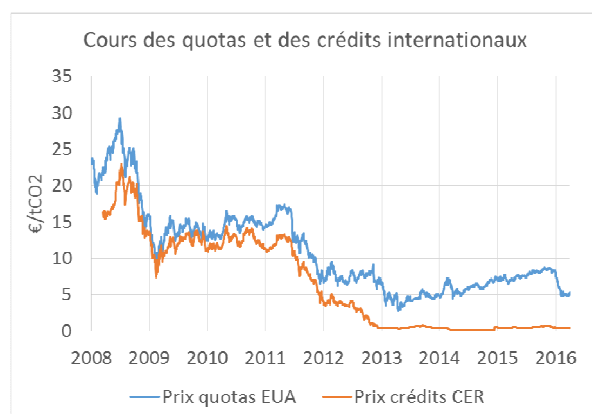
Figure 2 - Répartition des émissions par secteur (Mt)

Source : agence européenne de l'environnement, ETS data viewer d'après EUTL

Bilan de la phase II et perspectives pour la phase III

En troisième phase de l'EU ETS (2013-2020), l'objectif de réduction des émissions des secteurs de l'EU ETS est fixé à -21 % entre 2005 et 2020, soit une réduction annuelle moyenne de -1,74 %.

Jusqu'en 2012, la quasi-totalité des quotas étaient alloués gratuitement. Depuis 2013, plus de la moitié des quotas sont vendus aux enchères. Les secteurs exposés à un risque de compétitivité continuent à recevoir une allocation gratuite de quotas. Après avoir atteint plus de 30 € mi-2008, le cours du quota a chuté à des niveaux proches de 3 € en avril 2013 pour se rétablir progressivement depuis janvier 2014.

Figure 3 - Evolution des cours du quota et du crédit depuis 2008

Source : Thomson Reuters

Cet effondrement des cours a été provoqué essentiellement par trois causes : la visibilité des acteurs et des investisseurs sur la contrainte carbone à long-terme est insuffisante ; la crise ainsi que les autres instruments de politique climatique de l'Union européenne ont réduit la demande de quotas alors que l'offre de quotas était fixe, créant ainsi un déséquilibre entre l'offre et la demande ; le surplus d'offre ainsi créé a réduit fortement la contrainte et ne sera résorbé qu'entre 2025 et 2030. Une première action de court terme (« Backloading ») a été décidée en janvier 2014 en rééchelonnant la quantité de quotas à mettre aux enchères sur la phase III (2013 – 2020) en attente

de réformes plus structurelles. La publication le 22 janvier 2014 d'une proposition législative visant à instaurer une réserve de stabilité du marché à compter de 2021 lui fait suite (voir encadré). Cette réserve établit un corridor définissant un seuil maximal et minimal de quotas en circulation (surplus). L'excédent serait versé dans une réserve pour être remis sur le marché quand le seuil minimal serait atteint.

Depuis le vote des conclusions du Conseil européen d'octobre 2014 concernant un cadre énergie climat à l'horizon 2030, et avec la perspective d'un accord sur la réserve de stabilité du marché, le prix du quota s'est redressé autour de 7 € et a progressé jusqu'à plus de 8 € jusqu'à fin 2015. Toutefois, dans un contexte de relativement faible croissance économique, de faibles marges opérationnelles pour les producteurs d'électricité, et de changement de comportement dans la stratégie de couverture des grands acteurs du marché, le prix a chuté à partir de début 2016 pour se stabiliser aux alentours de 5 €.

En route pour la phase IV

Faisant suite aux conclusions du Conseil européen d'octobre 2014 sur un cadre énergie climat à l'horizon 2030, la Commission européenne a fait le 15 juillet 2015 une proposition législative pour la révision de la directive EU ETS pour sa phase IV (post 2020), qui met en avant les principaux sujets qui seront abordés pour la révision en vue du post 2020 de la directive déterminant le fonctionnement du marché carbone européen : il s'agit notamment de la mise en œuvre de l'objectif de -43% en 2030 par rapport à 2005, l'allocation gratuite de quotas en lien avec un risque de fuite de carbone, le financement de l'innovation, la modernisation du secteur électrique et la mise en œuvre de la solidarité entre Etats membres actée lors du Conseil européen.

Le marché carbone européen en 2016

Suite au constat de la nécessité de permettre à l'offre de quotas de s'adapter aux chocs de demande tout en garantissant l'intégrité environnementale du système, la Commission européenne a proposé la mise en place d'une réserve de stabilité du marché qui vise à piloter de façon plus dynamique la quantité de quotas mise sur le marché. Cette proposition a été adoptée par les Etats membres et le Parlement européen en septembre 2015 avec une entrée en vigueur prévue en 2019.

Dans le contexte de prix faible et d'incertitude sur une perspective de redressement à court terme, la France soutient, dans le cadre de la révision de la directive EU ETS pour le post 2020, la mise en place d'un corridor de prix du carbone pour le marché européen.

Les marchés carbone dans le monde

Le marché carbone européen n'est plus le seul en son genre au niveau mondial, même s'il est de loin le plus important marché en volume et en valeur.

Les initiatives pilotes en Chine (voir encadré) représentent au total le 2^{ème} marché carbone en couvrant plus de 1 Mdt (EU ETS : environ 2 Mdt en 2013).

Le système d'échange de quotas de la Corée du Sud a été lancé en 2015 et couvre 60% des émissions nationales avec un objectif de réduction de 30% en 2020 par rapport à un scénario d'émissions projetées (correspondant à une réduction de l'ordre de 4% par rapport à 2005).

Plusieurs autres systèmes sont à l'étude au Brésil au niveau national et sous-national (Rio de Janeiro et Sao Paulo), aux Etats-Unis chez les Etats fédérés (Washington, Oregon), au Chili, en Chine, au Japon, dans les provinces canadiennes (Colombie Britannique, Manitoba, Ontario), au Mexique, en Thaïlande, en Turquie et en Ukraine.

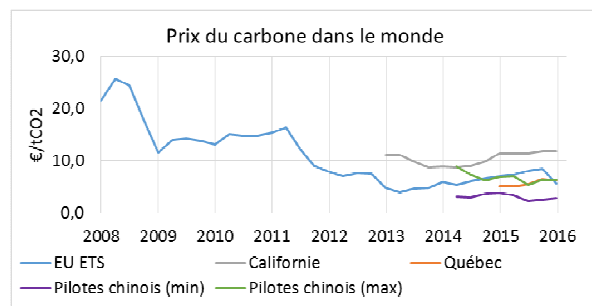
La Chine annonce le lancement de son marché carbone national pour 2017

Depuis mi 2014, de nombreuses annonces font état du lancement probable d'un marché carbone domestique en Chine qui débiterait en 2017 avec la couverture des émissions de six principaux secteurs. Ce marché national devrait être pleinement effectif d'ici 2020 et couvrirait des émissions de l'ordre de 3-4 Mdt (émissions dues à la combustion d'énergie en Chine en 2012 : 8,3 Mdt).

Le marché carbone national chinois laisserait un rôle important aux provinces. Aujourd'hui, avec le développement des 7 marchés pilotes initiés entre 2013 et 2014, la couverture des émissions se fait pour l'instant sur des règles de fonctionnement différentes. La couverture des émissions totales par ces marchés varie de 35% à 60% selon les marchés. Les prix s'établissent entre 3 USD et 9 USD (soit 2,70 € à 8 €, mais ne sont toujours pas représentatifs de l'équilibre offre/demande du fait de la faible liquidité constatée sur les marchés).

Suite au développement des marchés carbone en Californie et au Québec, l'Ontario a notamment annoncé étudier la mise en place d'un marché carbone dans le cadre d'un objectif de réduction de 15% en 2020 et de 37% en 2030 par rapport à 1990.

Figure 4 – Evolution des prix du carbone dans les différents marchés carbone internationaux



Source : Thomson Reuters

Liaison entre marchés carbone : un pas de plus vers une couverture mondiale des émissions

Initiatives de connexion entre marchés

La *Western Climate Initiative* est le berceau de la première connexion effective entre marchés carbone. Le projet de connexion entre le marché californien et le marché québécois initié en 2013 s'est en effet concrétisé en 2014. La première enchère de quotas carbone commune aux deux systèmes s'est tenue en novembre 2014. Ce sont les deux premiers marchés carbone au monde à se connecter totalement et directement.

Par ailleurs, la Californie cherche à nouer de nombreuses coopérations avec d'autres pays ou régions. En 2013, l'administration californienne a signé des accords de coopération avec l'Oregon, Washington et la Province canadienne de Colombie Britannique, malgré l'absence de loi effective instaurant un prix carbone dans ces régions. Un accord similaire a été signé avec la Commission nationale pour le développement et les réformes chinoise en 2013 (c'est le premier accord de ce type entre la Chine et un Etat américain).

De plus, la Californie et le Mexique travaillent dorénavant de concert à travers un accord de coopération sur le développement des mécanismes de tarification du carbone signé le 29 juillet 2014. L'accord appelle également à une exploration des voies possibles pour permettre une meilleure harmonisation des deux systèmes dans le futur. Enfin, l'Ontario a annoncé rechercher une connexion avec la Californie et le Québec pour son marché carbone.

Côté européen, l'Union européenne et la Suisse ont finalisé un accord technique pour connecter leurs marchés. Cet accord doit encore être signé et ratifié avant d'entrer en vigueur.

Enfin, la ville de Tokyo, qui avait établi le premier marché carbone à l'échelle d'une agglomération, a connecté son marché carbone avec celui de Saitama

L'accord de Paris et les marchés carbone

L'article 6 de l'accord couvre l'ensemble des sujets relatifs aux marchés carbone, et se réfère à trois instruments : les approches coopératives (paragraphe 1 à 3), le mécanisme centralisé d'atténuation (paragraphe 4 à 7) et le cadre pour les approches non-marchandes (paragraphe 8 et 9). Le rôle de la coopération pour relever le niveau d'ambition est reconnu et des principes devant guider les échanges de réductions des émissions à l'international sont donnés.

En particulier, le mécanisme centralisé (sous autorité de la COP) devra éviter tout double compte et une part des fonds provenant d'activités menées

sous ce mécanisme financera le coût de l'adaptation.

Les organes techniques de la convention doivent lancer un programme de travail et produire des règles qui permettront de mettre en place le mécanisme.

Le prix du carbone, auquel contribuent les marchés carbone, est reconnu quant à lui dans la décision accompagnant l'accord de Paris comme un sujet important pour les Parties, une première pour un accord international sur le climat.

Ségolène Royal, Présidente de la COP21, mène une action continue pour promouvoir le sujet du prix du carbone au niveau international, notamment à travers la « Carbon pricing leadership coalition » créée lors du lancement de la COP21, et qui réunit les Chefs d'Etats engagés en faveur du prix du carbone.

- Yue DONG
- Maxime DURANDE
- Cécile GOUBET
- Dimitar NIKOV

L'exploration et la production d'hydrocarbures en France

Des investissements en forte baisse

Les investissements d'exploration, déjà en forte baisse en 2014, continuent de chuter en 2015, avec une réduction d'un facteur 3,5 en France métropolitaine entre 2013 et fin 2015. Les sociétés se focalisent sur l'optimisation de la production de leurs gisements.

En 2015, le cours du Brent en moyenne annuelle s'est établi à 53,6 \$/b en retrait de 46% par rapport à l'année 2014 (99,4 \$/b). La chute du prix du baril s'ajoute à une situation déjà difficile pour l'activité pétrolière d'exploration et de production en France.

En 2015, la France a consommé 77 millions tep (tonnes équivalent pétrole) de pétrole et 35,9 millions tep de gaz. Les énergies fossiles représentent 46% de la consommation totale d'énergie primaire. Depuis août 2015, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit une réduction de la consommation énergétique finale de 50% d'ici 2050, par rapport à 2012, et une réduction de la consommation primaire des énergies fossiles de 30% d'ici 2030.

La contribution de l'activité de production nationale à notre sécurité d'approvisionnement reste très marginale à l'échelle nationale (moins de 1% de la consommation nationale), avec une production de 0,840 million de tonnes (0,84 million tep) de pétrole et 164 millions de m³ (0,15 million tep) de gaz. En 2015, cette activité a généré un chiffre d'affaires de l'ordre de 270 millions d'euros. L'activité en France représente plus de 1 500 emplois directs tout en contribuant à maintenir environ 5 000 emplois indirects.

L'activité d'exploration

Projets d'exploration en cours

A la fin de l'année 2015, 46 permis de recherches d'hydrocarbures conventionnels sont en cours de validité. Douze demandes de PER ont été octroyées ou prolongées et quatre ont été explicitement rejetées.

Au cours de l'année 2015, la superficie des permis d'exploration terrestre en cours de validité a diminué de 4 425 km², passant de 24 584 à 20 159 km². Cette réduction de 18% résulte de surfaces rendues dans le cadre de prolongations de permis.

En 2015, la superficie « gelée » du domaine minier à terre en métropole par des demandes de permis exclusifs de recherches en cours d'instruction représente environ 131 609 km², soit quasiment six fois la superficie attribuée.

Les travaux de recherches se répartissent essentiellement entre les campagnes d'acquisition de données de géophysique et les forages d'exploration.

Sismique en mer

En juillet 2015, une autorisation de prospection préalable dans la région de Saint-Pierre-et-Miquelon a été accordée pour l'acquisition d'environ 30 000 km de lignes sismiques. Ces données pourront notamment être exploitées pour mieux comprendre les processus profonds de géodynamique, tectonique et subsidence pour des recherches scientifiques ou valorisation du sous-sol.

Forages

En 2015, il n'y a pas eu de forage en mer et le nombre de forages terrestres a été divisé par deux par rapport à l'année précédente, avec au total seulement 4 puits (8 991 mètres forés en 2015). Sur les quatre puits forés en 2015, trois ont été forés dans le bassin parisien et un en région Aquitaine. En région Aquitaine, le forage CAY 1 a atteint une profondeur de 4 420 mètres forés.

Investissements

En métropole, les investissements d'exploration qui avaient été divisés par presque dix en 2014 par rapport à 2013, baissent de nouveau en 2015. Ils représentent le quart de ceux de 2014.

Figure 1 : Investissements d'exploration par région

	Réalisations 2014 (M€)	Réalisations 2015 (M€)
Bassin parisien	15	4,8
Bassin d'Aquitaine	21	4,8
Région Alsace	4	6,9
Autres zones métropole	0,3	0,3
Total métropole	40,3	16,8
Total Outre-Mer	37	1,1
TOTAL	77	18

Source : DGE

Pour l'année 2016, les prévisions de dépenses d'exploration en France sont en hausse, autour de 45 M€. Deux forages en région Aquitaine représenteraient un tiers de ce montant.

La production d'hydrocarbures

Une production de pétrole relativement stable

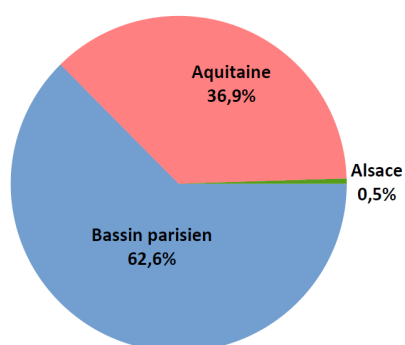
En 2015, le territoire métropolitain comptabilisait 64 concessions (nombre inchangé par rapport à 2014) pour une superficie globale d'environ 4 000 km².

La production 2015 s'est élevée à 0,84 million de tonnes de pétrole soit une augmentation de 11% par rapport à 2014. La hausse de la production nationale s'explique notamment par la poursuite de la mise en production de plusieurs puits sur le gisement de Champotran ainsi que par la reprise de la production sur certains gisements (Lagrange, Montastruc).

La répartition géographique montre toujours une prédominance du bassin parisien avec une production de 523 227 tonnes soit 62% de la production nationale.

Les trois premiers gisements assurent 37% de la production nationale : Champotran dans le bassin parisien, Cazaux et Parentis en Aquitaine.

Figure 2
Production de pétrole par région en 2015



Source : DGEC

Figure 3 : Dépenses d'investissements et de développement de production par région

	Réalisations 2015 (M€)	Prévisions 2016 (M€)
Bassin parisien	53	26
Bassin d'Aquitaine	44	24
Autre zones	0,4	1
TOTAL	98	51

Source : DGEC

En 2015, les dépenses d'investissements et de développement de production réalisées sont de 98 M€, contre 128 M€ en 2014.

Sept forages pour le développement des gisements existants ont été réalisés au cours de l'année 2015, tous dans le bassin parisien dont trois sur la seule concession de Champotran.

Les investissements prévus en matière de développement et de production affichent une très forte baisse pour 2016 (de l'ordre de 50%), dans le bassin parisien et en région Aquitaine, avec un provisionnel de 51 M€. Les sociétés se recentrent sur les investissements de maintenance plutôt que sur des dépenses de développement dans un contexte dégradé par la baisse du prix du pétrole.

En 2015, pour le pétrole, le montant des redevances perçues au titre de la production 2014 s'est élevé à 22 millions d'euros (dont 33% pour la redevance progressive des mines qui revient à l'Etat et 67% pour la redevance départementale et communale des mines dite RDCM).

Une production de gaz en légère hausse

En 2015, la production de gaz brut est de l'ordre de 0,164 milliard de m³ (contre 0,148 milliard de m³ en 2014), avec un volume de gaz de mine représentant 35% de cette production de gaz.

En 2012, la production était de 1,08 milliard de m³, provenant essentiellement des gisements du Bassin Aquitain, notamment celui de Lacq. Depuis l'année 2014, le gaz brut extrait du gisement de Lacq est exclusivement dédié au besoin en H₂S de la société Arkema.

Conclusion

En 60 ans d'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux en France, une centaine de gisements ont été découverts en métropole pour une production cumulée d'environ 100 millions de tonnes de pétrole brut et 300 milliards de m³ de gaz naturel. Près de 4 000 forages profonds ont été réalisés, soit plus de 6 000 km forés, et au moins 400 000 km de sismique 2D ont été acquis.

En 2015, les investissements d'exploration et de développement sont en forte baisse.

- Muriel THIBAUT, Marie LIOGIER

N°16

Le raffinage

Le secteur du raffinage a bénéficié en 2015 d'un contexte favorable.

En 2015, le secteur français du raffinage a bénéficié d'un contexte plus favorable, après plusieurs années de marges faibles en deçà du niveau d'équilibre économique. Les raffineries ont ainsi pu profiter de cours du pétrole brut et de l'énergie en baisse, et des effets des fermetures et des rationalisations de plusieurs raffineries, intervenues depuis 2010.

Un point sur le raffinage mondial

La capacité mondiale de raffinage a augmenté en 2015 : +2 % pour atteindre 4 472 millions de tonnes avec 631 raffineries en exploitation.

La zone Extrême-Orient/Océanie reste la première zone en termes de capacité de raffinage avec 150 raffineries et une part de 29 % de la capacité mondiale.

La zone Proche-Orient dispose en 2015 d'un nombre de raffineries réévalué à 56, au lieu de 44 en 2014. Cette réévaluation concerne principalement l'Iran et l'Irak. La capacité de raffinage de cette zone représente 10 % de la capacité mondiale de raffinage en 2015.

Investissements dans le secteur du raffinage mondial

L'environnement économique très favorable du secteur du raffinage (des marges brutes en forte hausse avec un cours du pétrole brut et un coût de l'énergie en baisse) a relancé les projets d'investissements. Les dépenses de maintenance dans le secteur du raffinage mondial se sont accrues de 15 % en 2015 (source IFPEN).

Les projets d'extension de raffineries et de nouvelles installations concernent l'Asie et le Moyen-Orient.

La situation européenne

L'Europe occidentale et orientale (y compris la Communauté des États Indépendants), avec 170 raffineries, représente 26,3 % de la capacité mondiale de raffinage, une part en baisse de 2 % par rapport à 2014.

Investissements européens

Le niveau élevé des marges de raffinage au premier semestre 2015 a relancé les projets d'investissements dans le secteur.

Cependant, le marché européen reste en surcapacité, ce qui provoque la poursuite des restructurations des raffineries européennes.

La situation du raffinage en France

Pétrole brut traité en raffineries en métropole en 2015

La quantité de pétrole brut traité dans les raffineries de métropole est de 58,3 Mt. Elle est en augmentation par rapport à celle traitée en 2014 (55,4 Mt).

La fermeture définitive de la raffinerie de Berre opérée par LyondellBasell est intervenue en février 2015, à l'issue d'une mise sous cocon des unités de production depuis janvier 2012.

Figure 1 : Taux d'utilisation des raffineries métropolitaines en 2015

2015				
Société	Nombre de raffineries	Brut raffiné (kt)	Facteur de service (%)	Nombre de jours cumulés en distillation de brut
Total	5	34 113	80	1687
Esso	2	14 744	87	688
Petroineos	1	9 492	93	345
Métropole	8	58 349	87	2720

Source DGEC

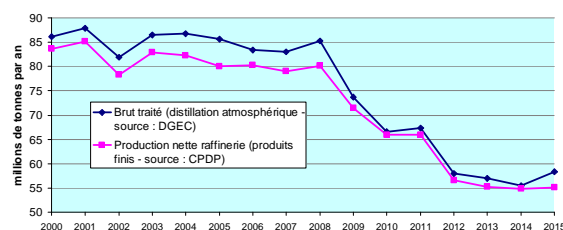
Le taux d'utilisation de la capacité globale (facteur de service des raffineries) connaît une augmentation en 2015, à 87 %, alors que sa valeur était de 82 % en 2014.

Certaines opérations de maintenance lourde ont été différées pour profiter de l'évolution très favorable des marges de raffinage en 2015.

Traitement du brut et production dans les raffineries de métropole en 2015

En 2015, la production nette des raffineries françaises s'élève à 55,1 Mt. Cette légère augmentation par rapport à 2014 (+0,2 Mt) fait suite à plusieurs années de fortes baisses (-30 % depuis 2008).

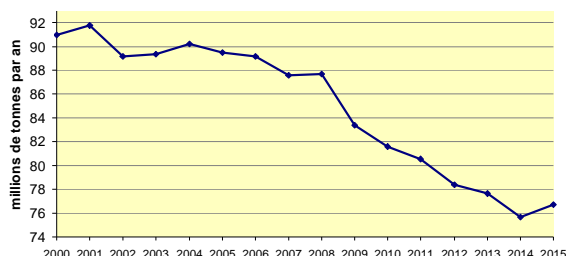
Figure 2 : Traitement de brut et production des raffineries



Équilibre offre-demande

La demande française de produits pétroliers, y compris les soutes marines, s'élève à 76,7 Mt en 2015 et connaît une hausse de 1 Mt par rapport à 2014.

Figure 3 : Demande globale de produits pétroliers en métropole



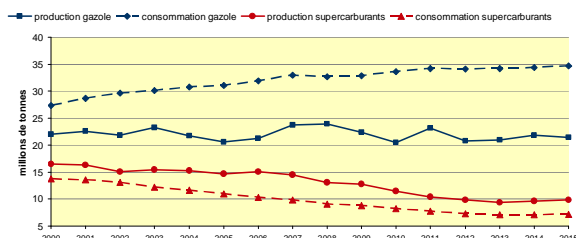
Source : CPDP

Supercarburants et gazole routier

La consommation de supercarburants en 2015 se stabilise à 7,2 Mt. En 2015, la production nette de supercarburants dans les raffineries françaises est de 9,8 Mt.

La consommation de gazole routier (34,7 Mt) augmente légèrement en 2015. En 2015, la production nette de gazole dans les raffineries françaises s'élève à 21,5 Mt, en léger recul par rapport à 2014 : -1,5 %.

Figure 4 : Production et consommation de supercarburants et de gazole routier



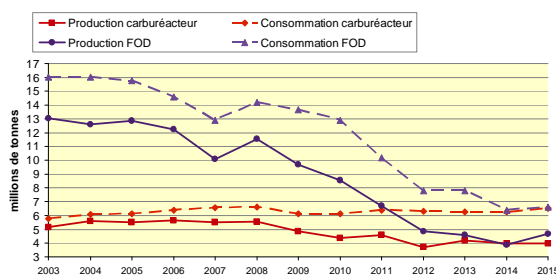
Source : CPDP

Fioul domestique et carburéacteur

La consommation de fioul domestique (FOD) est en légère augmentation en 2015 (6,6 Mt), pour une production nette dans les raffineries françaises de 4,6 Mt. La production de fioul domestique dans les raffineries françaises a été divisée par 3 depuis 2000 en raison de la baisse de la demande et, à compter de 2011, de l'obligation d'utilisation du gazole non routier pour tous les engins mobiles non routiers, les tracteurs agricoles et forestiers, les bateaux de plaisance lorsqu'ils ne sont pas en mer et les bateaux de navigation intérieure.

La consommation de carburéacteur demeure stable autour de 6 Mt depuis 2009 (6,6 Mt en 2015). La production de carburéacteur dans les raffineries françaises s'établit à 4 Mt en 2015.

Figure 5 : Production et consommation de carburéacteur et fioul domestique (FOD)

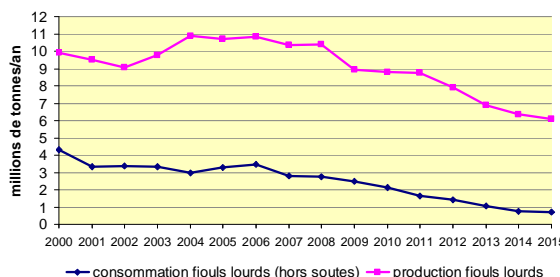


Source : CPDP

Fiouls lourds

La demande globale de fiouls lourds, hors soutes maritimes, s'élève à 0,7 Mt en 2015 (divisée par 5 depuis 2000). La production de fiouls lourds est de 6,1 Mt en 2015.

Figure 6 : Production et consommation de fiouls lourds



Source : CPDP

Procédés de raffinage

Les raffineries en France sont dotées d'unités principales qui sont des unités de réformage catalytique pour produire de l'essence et des unités d'hydrodésulfuration pour respecter les spécifications de teneur en soufre du gazole. Ces unités représentent respectivement 18 % et 42 % de la capacité totale des unités de distillation (atmosphérique ou/et sous vide) qui constituent l'unité de base de toute raffinerie.

Les raffineries sont également dotées d'unités de conversion complémentaires : des unités de craquage catalytique pour produire des essences, et des unités d'hydrocraquage pour produire des essences, du kérosène et des gazoles. Ces unités représentent respectivement 19 % et 11 % de la capacité totale de distillation.

Les procédés de désulfuration et d'hydrocraquage ont connu une augmentation de leur part de la capacité totale de distillation depuis 2008, soit respectivement : +6 % et +4 %.

Des unités de viscoréduction, d'alkylation, de polymérisation et d'isomérisation sont utilisées dans les raffineries les plus complexes et permettent de produire des produits très spécifiques pour le secteur de la pétrochimie. Ces unités représentent 10 % de la capacité totale de distillation.

Evolution des marges brutes de raffinage sur Brent

La marge brute de raffinage sur Brent (différence entre la valorisation des produits raffinés et le cours du pétrole brut) a connu une forte augmentation en 2015, atteignant 45 euros par tonne (€/t) en moyenne.

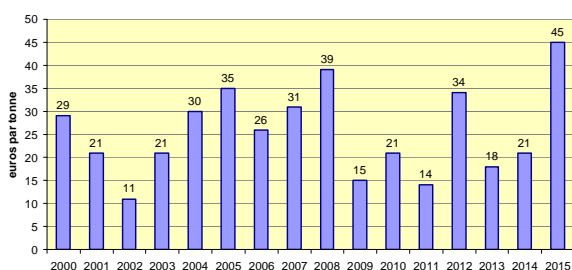
Durant l'année 2015, la marge brute de raffinage a connu de fortes fluctuations : 58 €/t en mars, 56 €/t en juin et 59 €/t en août à comparer à 25 €/t en octobre et 29 €/t en décembre.

Depuis plusieurs années, cette marge se situait en deçà de 30 €/t, seuil en-dessous duquel les raffineurs français considèrent que leurs outils de production ne sont pas rentables (15 €/t en 2009, 21€/t en 2010, 14€/t en 2011, 18 €/t en 2013 et 21 €/t en 2014) sauf en 2012 (34€/t).

Cette hausse peut s'expliquer également par : 1) une baisse des cours du pétrole brut dans un contexte d'offre abondante et de stocks relativement élevés ; 2) une demande soutenue pour les produits légers (essences et naphta) limitant la baisse des cotations des essences.

Des grèves dans plusieurs raffineries des Etats-Unis (40 jours de mouvement social sur 12 sites) en février et mars 2015 ont aussi contribué à la hausse des marges observées en Europe.

Figure 7 : Évolution des marges brutes moyennes de raffinage sur Brent



Source DGEC

Investissements

Les opérateurs pétroliers Total et Esso font état de résultats financiers 2015 positifs pour leurs activités de raffinage qui étaient déficitaires depuis plusieurs années.

En avril 2015, Total a annoncé la programmation d'un investissement de 200 M€ pour transformer la raffinerie de la Mède en un site de production de biocarburants. Total a également confirmé un investissement de 400 M€ pour moderniser la raffinerie de Donges et développer ses capacités de production d'essence. Total a conditionné cet investissement au

contournement ferroviaire du site. Le protocole d'intention de contournement ferroviaire de la raffinerie de Donges a été signé le 5 novembre 2015 par toutes les parties prenantes, dont l'Etat.

Les actions en faveur du secteur du raffinage se poursuivent au niveau européen

Au niveau européen, les actions initiées en 2012 par la Commission européenne se poursuivent avec notamment l'organisation du 5^{ème} Forum européen du raffinage le 15 juin 2015. Ce forum réunit l'ensemble des parties prenantes (industriels, Etats membres, Commission et Parlement européens) dans le but d'évaluer l'impact des réglementations existantes sur le secteur industriel du raffinage et sur la sécurité d'approvisionnement de l'UE en produits pétroliers.

La Commission européenne a publié en décembre 2015 les résultats du « bilan de santé » pour le secteur du raffinage. Cet exercice lancé par la DG GROW est issu de la communication sur la politique industrielle de 2012, qui proposait plusieurs mesures clés, dont la réalisation d'un bilan qualitatif sur la santé du secteur du raffinage. Le rapport de la Commission « *Sectoral fitness check for the petroleum refining sector* » vient donc clore l'exercice en 2015. Il évalue l'impact sur la compétitivité du secteur de 10 textes de la législation européenne dans les domaines de l'environnement, du climat, de la fiscalité et de la politique énergétique. Cette analyse couvre la période de 2000 à 2012 sur la base de 5 critères d'évaluation : efficacité, efficience, cohérence, pertinence et valeur ajoutée européenne.

Ce bilan de santé conclut que le coût de ces législations européennes n'est pas le principal facteur de la perte de compétitivité du secteur. Cette dernière s'explique principalement par les écarts de prix de l'énergie et des coûts (revenus, coûts d'exploitation au détriment des investissements) du raffinage européen, ainsi que par l'augmentation de la consommation énergétique des raffineries. Le coût des réglementations européennes étudiées est évalué à 0,47 euros par baril et est considéré comme proportionné par rapport aux avantages obtenus (législation en bonne voie d'atteindre les objectifs de réduction de la teneur en soufre des combustibles, des émissions industrielles et des émissions de gaz à effets de serre).

Année 2016

Esso a annoncé en mars 2016 un plan d'investissement de 90 M€ concernant la raffinerie de Fos, pour 2016 et 2017, afin d'augmenter les capacités de production de gazole.

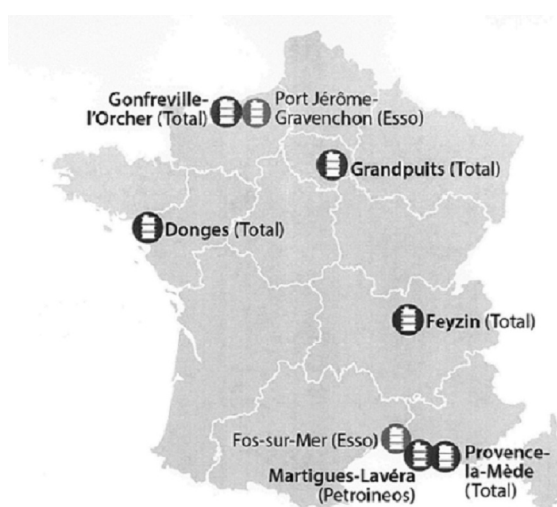
Total a indiqué que la raffinerie de la Mède cessera son activité de traitement de pétrole brut fin 2016 en vue d'une transformation du site en bioraffinerie en 2017 pour un montant d'investissements annoncés de 200 M€.

Figure 8 : Capacité théorique de traitement des raffineries françaises en 2015 (kt/an)

Sociétés et Raffineries	Distillation Atmosphérique	Réformage Catalytique	Désulfuration des Gazoles	Viscoréduction Craquage Th.	Craquage catalytique	Hydro craquage	Bases essences		
							Alkylation	Isomérisation	ETBE
TOTAL	41 547	5 332	18 090	5 621	7 841	3 416	753	1 451	118
Feyzin	5 325	488	2 961	735	1 538	-	192	-	118
Grandpuits	4 914	638	2 335	798	1 638	-	176	-	-
Donges	11 428	1 511	3 736	1 849	2 740	-	227	134	-
Normandie	12 180	2 425	5 024	1 365	-	3 416	-	407	-
Méditerranée	7 700	1 225	4 034	875	1 925	-	158	910	-
ESSO	16 975	2 051	6 545	-	3 745	3 395	385	399	-
Port-Jérôme-Gravenchon	11 410	1 211	3 535	-	2 275	3 395	385	399	-
Fos-sur-Mer	5 565	840	3 010	-	1 470	-	-	-	-
PETROINEOS Lavera	9 800	481	3 920	1 120	1 610	1 225	-	674	-
SARA Le Lamentin	788	126	445	-	-	-	-	-	-
Métropole	68 322	8 820	28 555	6 741	13 196	8 036	1 138	2 524	118
France	69 110	8 946	29 000	6 741	13 196	8 036	1 138	2 524	118

Source DGEC

Figure 9 : Raffineries en métropole



- Armelle BALIAN, Romain LEBAS

N°

17

Les infrastructures pétrolières et les stocks stratégiques pétroliers

Une composante majeure de la sécurité énergétique
en constante restructuration.

L'année 2015 a été marquée par des travaux sur l'évolution :

- du dispositif relatif à l'obligation de pavillon, qui porte désormais sur l'ensemble des opérateurs pétroliers et non plus sur les seuls raffineurs,
- du système de gestion des stocks stratégiques pétroliers dans les départements d'outre-mer.

Les nouvelles mesures entreront en application en 2016.

Les infrastructures de stockage

Les raffineries et dépôts d'importation

La France importe par voie maritime la quasi-totalité des produits pétroliers consommés.

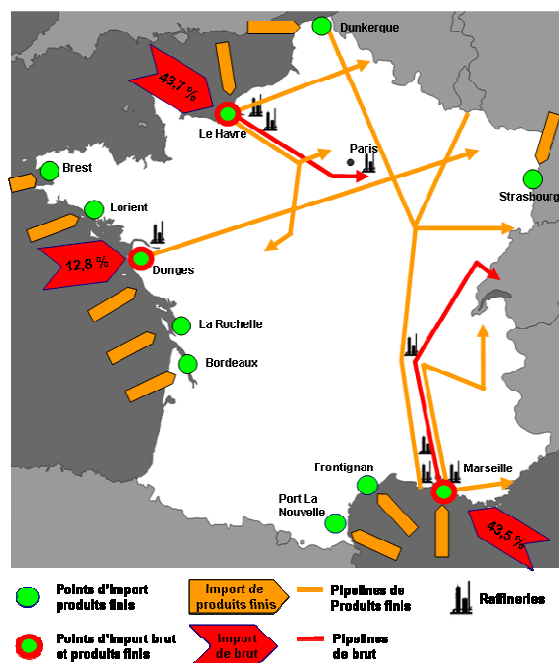
Le pétrole brut, qui a représenté 56,7 Mt en 2015 en métropole, soit 6% de plus qu'en 2014, est approvisionné dans les ports du Havre (43,7%), de Marseille (43,5%) et de St Nazaire (12,8%) avant d'être transporté par pipeline vers :

- l'une des 8 raffineries françaises ou leurs dépôts annexes :
 - Normandie : ESSO Port-Jérôme et TOTAL Gonfreville,
 - Région parisienne : TOTAL Grandpuits,
 - Région lyonnaise : TOTAL Feyzin,
 - Région Sud-Est : PETROINEOS Lavéra, ESSO Fos et TOTAL La Mède,
 - Région Ouest : TOTAL Donges,
- ou l'un des 7 dépôts suivants :
 - Normandie : CIM Le Havre et Antifer,
 - Région Sud-Est : GEOSSEL Manosque, SPSE et GIE LA CRAU à Fos sur mer,
 - Région parisienne : TOTAL Gargenville,
 - Région Est : SFPJ Gennes.

Comme annoncé en 2015, la raffinerie TOTAL La Mède devrait cesser ses activités de raffinage en 2016. Le site développera diverses activités industrielles, notamment une activité de négoce de produits raffinés et de biocarburants ; il restera donc un site de stockage de produits pétroliers.

Les produits finis (40,8 Mt) sont importés principalement par voie maritime, mais proviennent également de pays frontaliers, par voie routière, par pipeline, ou par voie fluviale (Belgique et Allemagne).

Figure 1 : Importations de produits pétroliers



Source DGEC

Les capacités de stockage nationales

La France dispose d'une capacité de stockage globale de produits pétroliers de l'ordre de 46 millions de m³, stable par rapport à 2014.

Ces infrastructures sont dédiées à plus de 60% au stockage de produits finis (environ 29 millions de m³).

Les capacités nationales sont réparties comme suit :

Capacités de stockage (m ³)		
Raffineries	14 380 641	31%
Dépôts annexes raffineries	717 000	2%
Cavernes	9 178 000	20%
Aéroports	290 353	1%
Dépôts (*)	21 466 705	47%
Total	46 032 699	100%

Source CPDP-DGEC

(*) autres dépôts de stockage de carburants, combustibles ou brut de plus de 400 m³ (hors dépôts militaires)

La capacité globale de stockage est restée stable ces dernières années (45,8 millions de m³ en 2002 contre 46 aujourd'hui). Cependant, si l'on considère les

dépôts pétroliers dédiés au stockage de carburants, de combustibles ou de brut d'une capacité de stockage supérieure à 400 m³ (hors cavernes et raffineries), leur nombre a diminué significativement passant de plus de 300 en 2000 à 203 en 2015. On constate que le maillage du territoire s'est distendu au profit de dépôts de plus grande capacité.

Physionomie des dépôts de stockage en métropole

Les dépôts d'une capacité supérieure à 400 m³ se répartissent de la façon suivante :

Capacité de stockage (milliers de m ³)	Nombre de dépôts	Volume total (m ³)	Part du volume total (%)
4 000 < C	1	4 130 700	18,4%
2 000 < C < 4 000	1	2 260 000	10,1%
1 000 < C < 2 000	2	3 399 000	15,1%
500 < C < 1 000	4	3 026 600	13,5%
250 < C < 500	9	2 991 756	13,3%
100 < C < 250	21	3 446 611	15,3%
50 < C < 100	32	2 256 940	10,0%
10 < C < 50	32	861 666	3,8%
1 < C < 10	14	53 332	0,2%
0,4 < C < 1	87	47 453	0,2%
Total	203	22 474 058	100,0%

Source CPDP-DGEC

Parmi ces 203 dépôts, 90 sont destinés uniquement à la distribution. Ils représentent moins de 0,3% de la capacité de stockage, car il s'agit de dépôts de petite taille, d'une capacité généralement inférieure à 1000 m³.

Les autres dépôts sont essentiellement des établissements fiscaux de stockage (EFS)¹ ; 94% des EFS disposent d'au moins un moyen d'approvisionnement massif (22 par voie fluviale, 28 par voie ferrée, 29 par voie maritime et 64 par pipeline ; 15 disposent de 2 modes différents, 5 disposent de 3 modes différents et 4 les possèdent tous).

Des disparités régionales

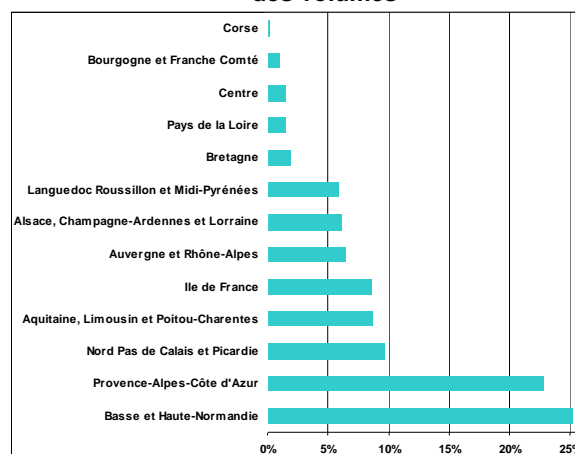
La répartition des capacités de stockage sur le territoire métropolitain n'est pas homogène. La proximité des outils de raffinage, des sites d'importations, mais aussi des infrastructures de transport massif de produits pétroliers influence cette répartition (fig. 2).

Les régions Normandie et PACA représentent à elles seules 48% des capacités de stockage en EFS. Dans une moindre mesure, les régions Aquitaine-Limousin-Poitou-Charentes et Nord-Pas-de-Calais-Picardie se distinguent en cumulant 18% des capacités en raison de la présence d'importants dépôts d'importation. L'Ile-de-France et la région Auvergne-Rhône-Alpes, avec respectivement 8,6% et 6,4% représentent également une part significative qui peut être expliquée par

¹ Le régime de l'entrepôt fiscal de stockage (EFS) permet aux opérateurs de stocker des produits pétroliers en suspension de droits et taxes. Il concerne généralement des dépôts de grande capacité dont les produits stockés représentent une immobilisation financière importante.

l'activité économique importante de ces zones. Enfin, les 7 autres régions représentent seulement 18,4% des capacités de stockage en métropole.

Figure 2 : Répartition géographique des capacités de stockage des dépôts EFS en % des volumes



Source CPDP-DGEC

Le réseau de stations-service

Secteur fortement concurrentiel, le nombre de stations-service est en constante diminution depuis les années 80. Il est ainsi passé de 40 000 à moins de 11 000 en 35 ans ; 90 stations ont fermé en 2015 (95 en 2014). Parallèlement, le nombre de stations-service de la grande distribution (GMS) augmente en 2015 de +30 (+86 en 2014), mais leur part de marché diminue pour la troisième année consécutive au profit des stations des réseaux traditionnels qui voient pourtant leur nombre diminuer de 125 unités.

Les réseaux de transport par pipelines

Les principaux réseaux de pipelines

Les pipelines constituent les seules infrastructures dédiées au transport massif du pétrole brut et des produits pétroliers raffinés. Ils sont utilisés pour acheminer les produits des zones d'importation et de production vers les lieux de consommation.

Les pipelines de pétrole brut relient les dépôts d'importation aux raffineries. Les principaux sont :

- **Le pipeline sud-européen (PSE) :**
Il approvisionne les raffineries de Feyzin et de Cressier (Suisse) au départ du grand port maritime de Marseille.
- **Le pipeline Antifer-Le Havre :**
Il transporte du pétrole brut du port d'Antifer au dépôt de la CIM (Compagnie Industrielle Maritime), situé au Havre ; le produit est ensuite acheminé jusqu'aux raffineries de la Basse-Seine.

Les pipelines de produits finis approvisionnent les dépôts de distribution. La France en compte quatre principaux :

- **Le pipeline Le Havre-Paris (LHP) :**
Il alimente la région Ile-de-France et les aéroports parisiens. Il dessert également les zones de Caen et d'Orléans-Tours.
- **Le pipeline Méditerranée Rhône (PMR) :**
Il alimente la région lyonnaise, la Côte-d'Azur et la Suisse (Genève) à partir de Fos-sur-Mer.
- **L'oléoduc de défense commune (ODC) :**
Il représente la partie française du « Central Europe Pipeline System » (CEPS) de l'Organisation du traité de l'Atlantique Nord (OTAN) et s'étend en France sur 2 260 km.
- **Le pipeline Donges-Melun-Metz (DMM) :**
Il traverse la France d'ouest en est, du port de Saint-Nazaire à Saint-Baussant. Il alimente la région du Mans et l'est de la France. Il est relié au LHP et à l'ODC.

Les pipelines de pétrole brut et de produits finis approvisionnent à la fois les dépôts de distribution et les raffineries :

- **Le pipeline d'Ile-de-France (PLIF) :**
Il approvisionne la raffinerie de Grandpuits (sud-est de Paris) à partir du port du Havre et peut être utilisé comme moyen de secours pour l'approvisionnement de la raffinerie de Normandie. Il transporte également des produits finis depuis la raffinerie de Grandpuits vers le dépôt de Gargenville ou vers ceux du Havre.
- **Les pipelines entre Fos et Manosque (PSM et GSM) :**
Ils transportent du pétrole brut ou des produits raffinés entre le Grand port maritime de Marseille et les cavités souterraines² de Manosque, ainsi que la saumure qui intervient dans les processus de vidange et remplissage de ces cavités.

Le trafic dans les principaux pipelines de pétrole brut

En 2015, les quantités de pétrole brut transportées dans les principaux pipelines sont à nouveau au niveau de 2013 grâce au retour à la normale de l'activité du Pipeline d'Ile-de-France. En effet, en 2014 ce pipeline avait connu une baisse de 26% à cause de l'arrêt de la raffinerie de Grandpuits dans le cadre de sa maintenance programmée, et d'une avarie ayant entraîné son arrêt pendant un mois.

² Les capacités de stockage situées à Manosque sont constituées de cavités creusées dans des couches de sel gemme.

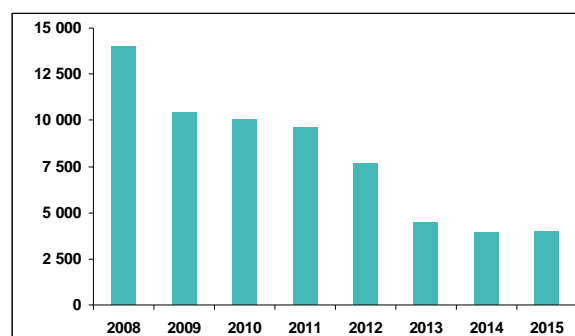
Figure 3

Pipeline	Tonnage annuel (kt)
Antifer - Le Havre	9 359
Pipeline Sud-européen	7 322
Pipeline d'Ile-de-France	4 293
Pipeline du Jura	2 460
Pipelines société Vermilion	578
Pipelines société Lundin	286

Source DGEC

Lorsqu'il est exprimé en Mt.km, le trafic global de pétrole brut dépend dans une large mesure de celui du PSE, le plus long du réseau (fig. 4 et 5).

Figure 4 : évolution du trafic dans les principaux pipelines de pétrole brut³ (en Mt.km)

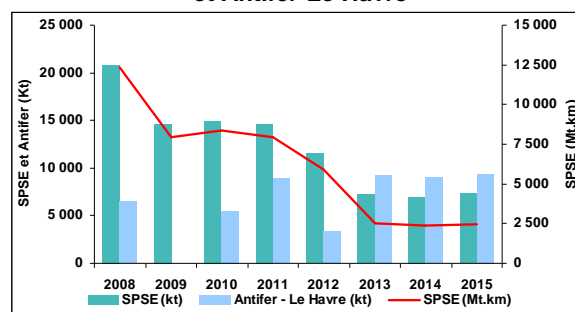


Source DGEC

Les pipelines sud-européen (PSE) et Antifer-Le Havre

Après avoir connu une baisse continue depuis 2008, l'activité du réseau PSE a augmenté de 5% par rapport à l'année 2014. Le trafic sur le pipeline Antifer-Le Havre a connu la même tendance (+ 4%).

Figure 5 : évolution des trafics des pipelines PSE et Antifer-Le Havre



Source DGEC

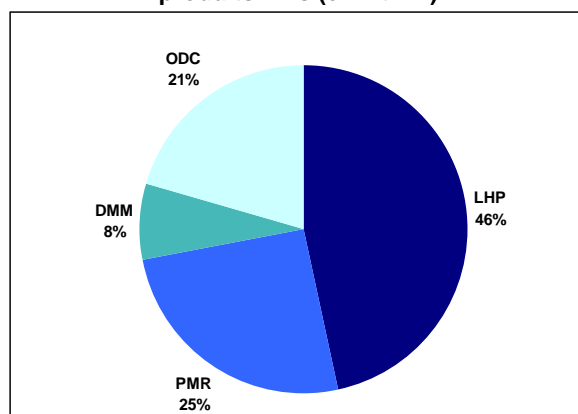
³ PSE, Oberhoffen-Carling (naphta), Pipeline du Jura, Antifer-Le Havre, PLIF (sauf produits finis et semi-finis entre Gargenville et Grandpuits), Lundin (Villeperdue-Grandpuits), Vermilion (Bassin parisien et Bassin Aquitaine Nord et Sud).

Pour rappel, l'accident intervenu sur le pipeline PSE en 2009 dans la plaine de la Crau, conjugué à une baisse de trafic vers l'Allemagne et à l'arrêt de la raffinerie de Reichstett, en France, a occasionné une diminution importante du trafic du PSE jusqu'en 2012. L'arrêt de l'approvisionnement de la raffinerie de Miro en Allemagne explique la nouvelle réduction de l'activité de 58% (valeur en Mt.km) entre 2012 et 2013. Le pipeline Antifer-Le Havre n'a présenté aucune activité en 2009 en raison des travaux qui l'ont affecté tout au long de l'année.

Le trafic dans les principaux pipelines de produits finis

En 2015, le pipeline Le Havre-Paris représente à lui seul près de la moitié du trafic de produits finis en France (fig.6).

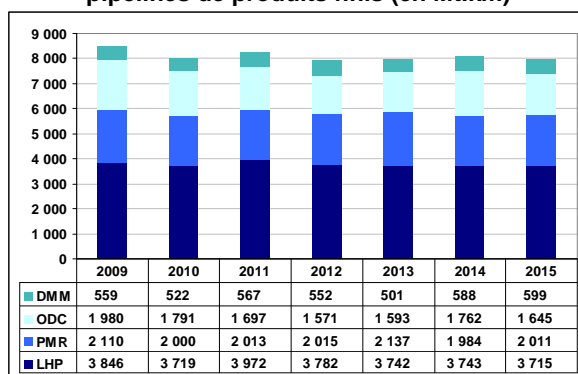
Figure 6 : trafic des principaux pipelines de produits finis (en Mt.km)



Source DGEC

Le trafic de chaque réseau est globalement stable d'une année sur l'autre comme l'illustre la figure 7.

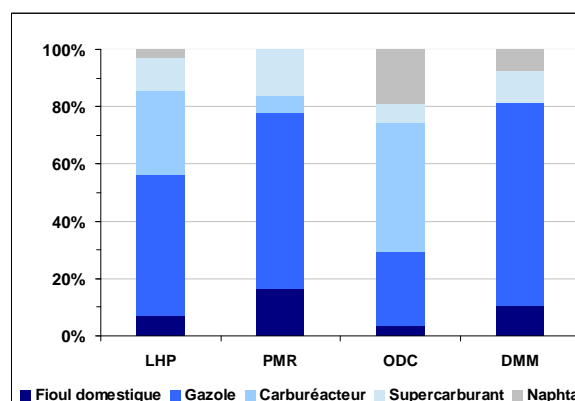
Figure 7 : évolution du trafic des principaux pipelines de produits finis (en Mt.km)



Source DGEC

Les types de produits transportés varient d'un pipeline à l'autre. Deux d'entre eux sont caractérisés par le volume important de carburéacteur transporté : le LHP, qui alimente les deux aéroports parisiens, et l'ODC qui dessert de nombreuses plates-formes aéronautiques à l'étranger (fig.8).

Figure 8 : trafic par types de produits finis (en kt)



Source DGEC

Les quantités de fioul domestique transportées ont augmenté de 12% par rapport à 2014. Cette hausse doit être relativisée car elle résulte d'achats de fioul domestique historiquement faibles en 2014 en raison de température clémentes et des prix très attractifs de l'année 2015.

Les livraisons de carburéacteur ont également augmenté de 4,5%. Cette progression est à relativiser, car les consommations de 2014 ont été affectées par les grèves d'Air France.

Enfin, le transport de naphta a diminué de 12% par rapport à l'année 2014, en raison notamment de l'arrêt des transferts vers le vapocraqueur de Carling, définitivement arrêté en octobre 2015.

Les stocks stratégiques pétroliers

Fonctionnement du système des stocks stratégiques pétroliers

Ce système a pour fonction de permettre à la France de remplir ses engagements envers l'Union européenne (UE) et envers l'Agence internationale de l'énergie (AIE) en matière de sécurité énergétique pétrolière. Ces engagements portent sur le maintien d'un niveau minimum de stocks de produits pétroliers destiné à surmonter les situations de crise internationale affectant les approvisionnements. Ces stocks stratégiques sont également utilisés pour répondre aux difficultés d'approvisionnement local ou national entraînant ou risquant d'entraîner une pénurie de produits pétroliers.

Obligation AIE

L'AIE a été créée en 1974, à la suite des chocs pétroliers, afin de coordonner l'action collective de ses États membres face aux perturbations majeures de l'approvisionnement en produits pétroliers. Le mode d'action principal de l'AIE consiste en une mise en circulation de stocks stratégiques destinée à surmonter une rupture temporaire dans l'approvisionnement des produits pétroliers. En quarante années d'existence, l'AIE a effectué trois interventions de ce type : en 1991

durant la Guerre du Golfe, en 2005 à la suite de l'ouragan Katrina et, plus récemment, en 2011 au moment de la crise libyenne.

Le niveau de stock imposé par l'AIE s'élève à 90 jours d'importations nettes (en équivalent pétrole brut ou EPB) de l'année civile précédente, sans contrainte sur la nature des produits à stocker. L'agence permet de comptabiliser tous les stocks, qu'ils aient été constitués à des fins commerciales ou en vertu d'une obligation légale de stockage stratégique.

En 2015, la France détenait en moyenne un volume de stocks équivalent à 114 jours d'importations nettes (EPB).

Obligation UE

L'UE impose également à ses États membres le maintien de stocks de sécurité. Depuis janvier 2013, date de la transposition effective de la directive européenne n°2009/119/CE portant sur les stocks de sécurité, la méthode de comptabilisation des stocks de l'UE coïncide avec celle de l'AIE.

Cependant, contrairement à l'AIE, l'UE impose que le niveau minimum de 90 jours d'importations nettes (EPB) soit atteint avec les seuls stocks constitués en vue de répondre à une obligation légale de stockage, les stocks commerciaux n'étant pas pris en compte.

En 2015, selon les règles de comptabilité de l'UE, la France détenait en moyenne 97 jours d'importations nettes (EPB). Le différentiel de 17 jours avec les stocks de l'AIE représente les stocks commerciaux des opérateurs pétroliers.

Base de calcul de l'obligation de stockage stratégique

En métropole, depuis le 1^{er} juillet 2012, les stocks stratégiques que doivent constituer et conserver les opérateurs représentent 29,5% des quantités de produits pétroliers distribuées au cours de l'année A-1 diminuées des quantités de pétrole brut produit sur le sol national.

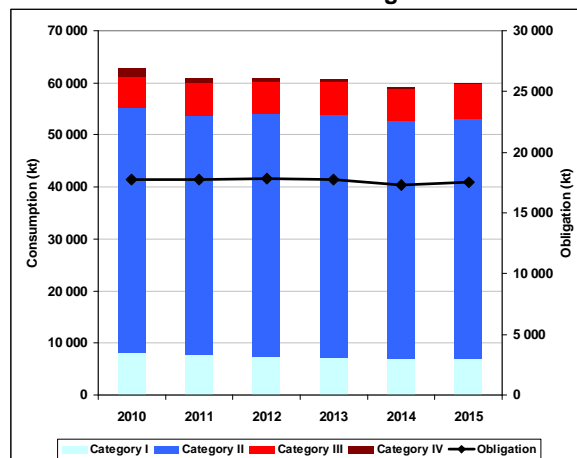
L'obligation de stockage s'étend du 1^{er} juillet d'une année A au 30 juin de l'année A+1 et incombe aux opérateurs ayant mis des produits pétroliers à la consommation au cours de l'année A-1.

Les produits servant de base au calcul des stocks stratégiques à constituer, sont répartis en quatre catégories :

- Catégorie I : les essences ;
- Catégorie II : les distillats moyens (gazoles, pétrole lampant et fioul domestique) ;
- Catégorie III : les carburateurs ;
- Catégorie IV : les fiouls lourds ;
- Catégorie V : les GPL (seulement pour la Réunion, la Guyane et Mayotte).

L'obligation de stockage doit être respectée pour chacune de ces catégories.

Figure 9 : évolution des mises à la consommation et du niveau de l'obligation



Source DGEC

En dépit de la baisse régulière des mises à la consommation, le niveau de l'obligation (en kt) a montré, pendant quelques années, une relative stabilité en raison du relèvement progressif du taux de l'obligation réglementaire de 27% à 29,5% entre 2010 et 2012 (fig.9).

Constitution des stocks

Les opérateurs disposant du statut douanier d'entrepôt agréé délèguent une part de leur obligation de stockage au Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP). Cette part « déléguée » est assurée par le CPSSP contre le versement, par les opérateurs, d'une rémunération proportionnelle à leurs ventes. L'autre part, appelée part « en propre », reste à la charge de l'opérateur qui peut, pour la constituer, soit conserver des stocks physiques en propriété, soit contracter des mises à disposition (MAD) de stocks avec d'autres opérateurs détenant des stocks excédentaires. Une MAD est un contrat par lequel un bénéficiaire réserve un stock auprès d'un fournisseur, le contrat incluant une option d'achat et une formule de détermination du prix.

La part « déléguée » au CPSSP porte, au choix de l'opérateur, sur 56% ou sur 90% de son obligation totale, laissant ainsi le soin à l'opérateur de constituer une part dite « en propre » équivalant respectivement à 44% ou à 10% de son obligation totale. Sur les 38 entrepositaires agréés assujettis à l'obligation, 31 ont opté pour un taux de délégation à 90%. Dans cette dernière catégorie, figurent notamment les sociétés de la grande distribution.

Les opérateurs ayant le statut de destinataire enregistré⁴, délèguent 100% de leur obligation au

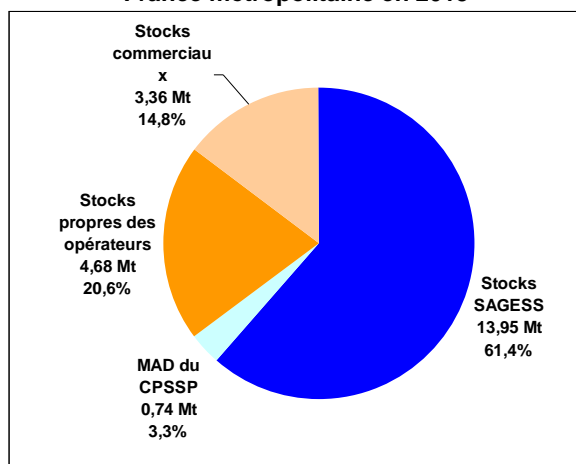
⁴ Le destinataire enregistré ne peut que recevoir, à titre professionnel, des produits pétroliers en suspension de taxes en provenance d'un autre État membre de l'Union européenne. Il ne peut ni détenir, ni expédier les produits en suspension de taxes. Leur nombre est d'environ 60 dont 20 sont également entrepositaires agréés.

CPSSP. La rémunération due au CPSSP est versée par l'intermédiaire des services des douanes.

Pour assurer la constitution des stocks stratégiques dont il a la charge, le CPSSP contracte des MAD auprès d'opérateurs pétroliers qui disposent de stocks excédentaires et fait appel aux services de la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité (SAGESS), entité centrale de stockage, pour acquérir et maintenir les stocks physiques de pétrole brut et de produits pétroliers. La SAGESS est financée par le biais de la rémunération perçue par le CPSSP auprès des opérateurs.

Les stocks constitués pour répondre à l'obligation de stockage stratégique représentent 88% des stocks présents en France, dont 75,5% sont réalisés par le biais de la part « déléguée » au CPSSP. En juillet 2015, sur les 22,7 Mt de stocks pétroliers présents en France métropolitaine, 14 Mt étaient détenus par la SAGESS (fig.10).

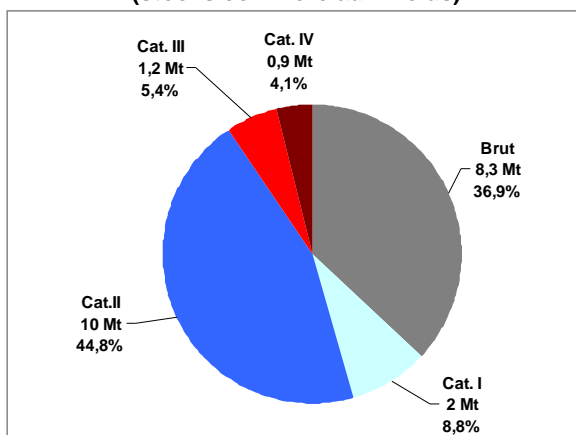
Figure 10 : répartition moyenne des stocks en France métropolitaine en 2015



Source DGEC

La figure 11 illustre la répartition moyenne des stocks présents en France métropolitaine en 2015 entre les différentes catégories de produits et le pétrole brut.

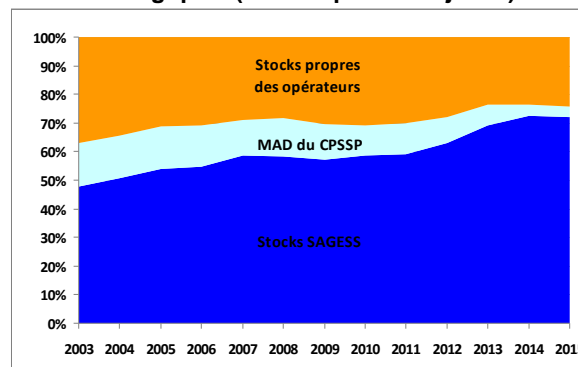
Figure 11 : composition moyenne des stocks métropolitains en Mt en 2015 (stocks commerciaux inclus)



Source DGEC

La figure 12 rend compte de l'évolution de la part « déléguée » au CPSSP, au sein de laquelle les stocks réservés sous forme de MAD par le CPSSP continuent de diminuer.

Figure 12 : évolution de la répartition des stocks stratégiques (valeurs prises en juillet)



Source DGEC

Règles de substitution

Les stocks stratégiques d'une catégorie doivent être constitués à 50% minimum avec du produit appartenant à la catégorie considérée. L'autre moitié peut être substituée par du pétrole brut, des produits intermédiaires de raffinage ou, dans la limite de 10%, par des produits issus d'autres catégories. Le pétrole brut et les charges de raffineries substitués aux produits finis sont affectés d'un coefficient d'équivalence de 0,8.

Gouvernance

Outre l'obligation légale qui pèse sur les opérateurs pétroliers, l'État exerce la tutelle du système des stocks stratégiques par une présence aux conseils d'administration du CPSSP et de la SAGESS.

Le CPSSP est un comité professionnel regroupant les principales organisations professionnelles. Deux des treize sièges d'administrateurs sont occupés par les ministères de l'économie et du budget. La Direction de l'énergie assiste aux conseils en qualité de commissaire du gouvernement, avec voix consultative.

La SAGESS est une société anonyme dont l'actionariat est partagé par les opérateurs au prorata de leurs parts de marché des mises à la consommation. Les ministères de l'énergie, de l'économie et du budget assistent aux conseils d'administration de la SAGESS avec voix consultatives. Toute décision du conseil peut être remise en délibération une fois sur demande de ces ministres. Les statuts de la SAGESS et la convention qui la lie au CPSSP sont approuvés par voie réglementaire.

Une fois par an, l'État approuve le plan de localisation des stocks stratégiques correspondant à la part gérée par le CPSSP. Ce plan est élaboré conformément aux directives de stockage données par l'État.

Les départements d'outre-mer

La réglementation française distingue le cas des départements et des collectivités d'outre-mer régies par l'article 73 de la Constitution (Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte et La Réunion). La réglementation qui entre en vigueur en 2016 révisé en profondeur le système de gestion des stocks stratégiques dans ces territoires afin de mieux prendre en compte leurs spécificités. Désormais, l'obligation de stockage stratégique y est calculée sur la base d'une évaluation des risques de crises locales, les volumes concernés étant peu susceptibles d'avoir un impact sur une crise globale. Le pourcentage des mises à la consommation devant faire l'objet de stocks est plus faible qu'en métropole (10% en moyenne) et individualisé par département et par catégorie de produits. L'ensemble de l'obligation est portée par les seuls opérateurs mettant à la consommation, la part déléguée au CPSSP ayant été supprimée.

L'obligation de pavillon

Les opérateurs pétroliers qui importent du pétrole brut en France métropolitaine sont soumis à l'obligation de pavillon. Cette dernière consiste à imposer aux importateurs de brut de disposer, en propriété ou par affrètement à long terme, d'une capacité de transport maritime sous pavillon français permettant à l'État français de réquisitionner les navires concernés en cas de nécessité. La capacité de transport de la flotte correspondante est proportionnelle aux quantités de pétrole brut importées et raffinées pour les besoins de la consommation énergétique française.

Ce dispositif a changé comme le prévoit la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Cette dernière fait porter, à compter du 1^{er} juillet 2016, l'obligation sur l'ensemble des opérateurs pétroliers distribuant des produits pétroliers en France métropolitaine : l'assiette de la nouvelle obligation de pavillon sera identique à celle de l'obligation de stockage stratégique.

Afin de s'acquitter de cette obligation, les assujettis peuvent avoir recours à l'une des modalités suivantes ou à une combinaison de ces deux modalités :

- soit en disposant de navires par la propriété ou par l'affrètement à long terme (pour une durée minimum d'un an) ;
- soit en constituant avec d'autres assujettis une société commerciale, une association ou un groupement d'intérêt économique dans la finalité de souscrire avec des armateurs des contrats de couverture d'obligation de capacité conformes aux contrats types reconnus par le ministre chargé de la marine marchande.

Le volume des capacités de transport à entretenir est actuellement fixé par décret à 5,5% des mises à la consommation. Les contrats passés avec les armateurs peuvent concerner des produits finis et du pétrole brut, la capacité de pétrole brut pouvant constituer au maximum 90% de la capacité totale. Avec la promulgation de la loi sur l'économie bleue en juin 2016, la flotte permettant d'assurer la couverture

de l'obligation doit de plus comporter une part de navires d'une capacité de moins de 20 000 tonnes de port en lourd, selon des modalités restant à déterminer par voie réglementaire.

Selon le nouveau dispositif, l'obligation 2016 sera de 3,3 Mt, ce qui représente une augmentation d'environ 30% par rapport à l'obligation déterminée selon le cadre précédemment en vigueur (2,5 Mt).

- Patrice GOBIN, Hugues MAILLOT, Olivier TRIQUET, Louis FONDEVILLE

Les infrastructures gazières

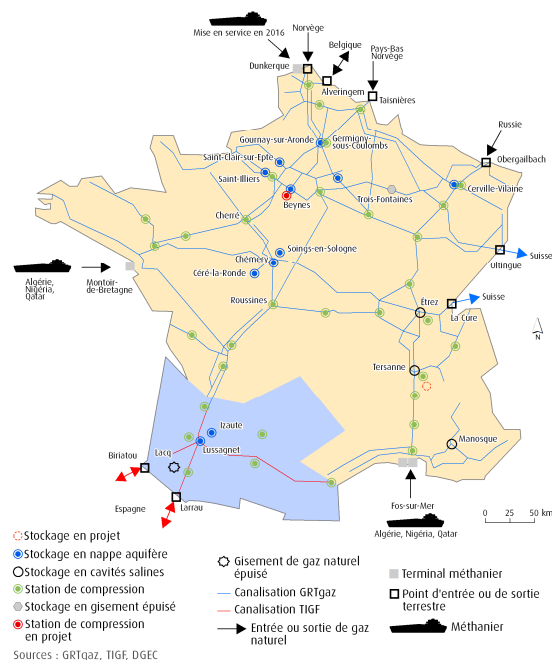
Améliorer la fluidité des marchés gaziers
et la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals

Depuis la fin de l'exploitation commerciale du gisement de Lacq survenue à l'automne 2013, la quasi-totalité du gaz naturel consommé en France est importée. On dénombre environ 37 500 km de canalisation de transport et 195 000 km de canalisation de distribution, 15 sites de stockage de gaz naturel et 3 terminaux méthaniers.

Malgré un hiver 2015/2016 relativement clément, la France a enregistré une consommation de gaz à hauteur de 450 TWh (+8% par rapport à 2014). Par ailleurs, dans un contexte de différentiel de prix été/hiver à nouveau en baisse, l'année 2015 se caractérise par un niveau de remplissage des capacités de stockage souterrain de gaz naturel pour l'hiver 2015/2016 situé entre les niveaux observés en 2013 et 2014.

Enfin, l'année 2015 est marquée par le déploiement des premiers compteurs communicants gaz et le décollage de la filière d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

Figure 1 : Les infrastructures gazières



Source : GRTgaz, TIGF, DGEC

Le réseau de transport de gaz naturel

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières (interconnexions terrestres, gazoduc depuis la mer de Norvège et terminaux méthaniers) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (distributions publiques et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz, filiale à 75 % de ENGIE et à 25 % de la Société d'Infrastructures Gazières (consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructures et de la Caisse des Dépôts et Consignations) exploite 8 346 km de réseau principal et 23 974 km de réseau régional ;
- TIGF, ancienne filiale de Total, est gérée par un consortium d'entreprises Snam-GIC-EDF-CAA et exploite 1150 km de réseau principal et 3950 km de réseau régional.

Fin 2015, les capacités journalières d'importation sur le territoire français s'élevaient à 3095 GWh/j (~ 292 Mm³/j), dont 72 % pour les gazoducs et 28 % pour les terminaux méthaniers.

Entre 2005 et 2015, la capacité d'acheminement des réseaux de GRTgaz et TIGF s'est considérablement accrue : les capacités d'interconnexion avec les pays adjacents ont été développées, tout comme les capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et les capacités de regazéification. Les investissements réalisés par les GRT et les opérateurs de terminaux méthaniers ont permis d'accroître les capacités d'entrée de 52%, les capacités de sortie de 116%, et les capacités de regazéification de 141%.

GWh/j	2005	2016	Evolution
Capacités fermes d'entrée	2 345	3 585	+52 %
Dont pipe	1 805	2 285	+27 %
Dont GNL	540	1300	+141 %
Capacités fermes de sortie	304	658	+116 %

(Source CRE)

Année 2016

Bilan du niveau d'interconnexions gazières

Au cours de la dernière décennie, les capacités d'échange de gaz via des interconnexions gazières

entre la France et les pays voisins ont augmenté de 27%. Ces capacités¹ qui atteignent 2285 GWh/j permettent d'assurer 110% de la demande française lors d'une journée moyenne et 45% lors d'une pointe de froid telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les 50 ans. Les dernières augmentations de capacité ont été réalisées fin 2015 avec l'Espagne. Les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne portées à 225 GWh/j dans les deux sens permettent d'échanger l'équivalent de 20% de la consommation française et 27% de la consommation espagnole.

Les réseaux de transport de gaz sont régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le dernier tarif d'utilisation des réseaux « ATRT5 » est entré en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une période de 4 ans. Un nouveau tarif « ATRT6 » est en cours d'élaboration et prendra effet au 1^{er} avril 2017.

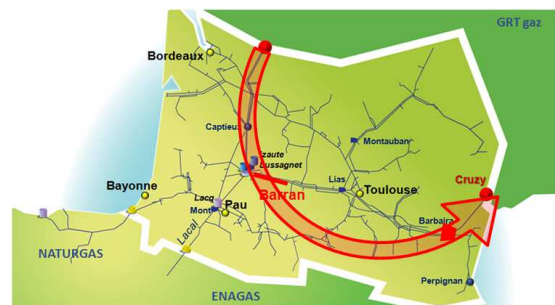
Les investissements dans les réseaux de transport se sont établis en 2015 à 624 M€ pour GRTgaz et 132 M€ pour TIGF, après respectivement 663 M€ et 123 M€ en 2014. Environ 40 % de ces montants pour GRTgaz et TIGF, correspondent aux investissements de sécurité et de maintenance des ouvrages et aux investissements dans les systèmes d'information. Le reste est consacré au développement des capacités du réseau de transport (études et travaux).

Les décisions de réalisation des nouvelles capacités d'interconnexion peuvent être validées lors des « Open Seasons » (procédures d'appel au marché permettant de tester l'intérêt des expéditeurs de gaz naturel pour la construction d'une nouvelle infrastructure).

Par exemple, concernant TIGF, cet appel au marché a conduit à développer les liaisons avec le marché espagnol, d'abord en rendant totalement bidirectionnelle la liaison historique de Larrau, puis en mettant en service en 2015 l'Artère de l'Adour reliant Lussagnet au point frontière Irun/Biriatou. Désormais, les interconnexions franco-espagnoles offrent des capacités fermes de 225 GWh/j en sens Sud-Nord et 165 GWh/j en Nord-Sud.

Par ailleurs, TIGF a poursuivi en 2015 les études du projet Gascogne-Midi consistant au renforcement de l'artère de Gascogne entre Lussagnet (Landes) et Barran (Gers) (60 km en DN900) et à celui de la compression de la station de Barbaira (Aude). Ce projet, couplé avec des travaux réalisés par GRTgaz vise à permettre le développement de la fluidité des échanges en France dans le sens Nord Sud, en alternative à des projets de renforcement dans le sillon rhodanien. Il permettra notamment de créer à l'horizon 2018 une place de marché unique sur l'ensemble du territoire français.

Figure 2 : Le projet Gascogne – Midi de TIGF



(source TIGF)

Par ailleurs, le Président de la République française, François Hollande, le Président du gouvernement espagnol, Mariano Rajoy, le Premier ministre du Portugal, Pedro Passos Coelho, et le Président de la Commission européenne, Jean Claude Juncker, se sont entretenus à Madrid, le 4 mars 2015, sur la question des interconnexions énergétiques entre la péninsule ibérique et la France. La déclaration publiée à la suite de cette rencontre prévoit notamment l'analyse par un Groupe régional de haut niveau de la compatibilité entre le projet de gazoduc MIDCAT visant à créer un troisième point d'interconnexion entre la France et l'Espagne à l'est des Pyrénées, les plans nationaux et la nécessité de garantir la fourniture au sein de l'UE, et que tout cela garantit l'échange bidirectionnel de flux de gaz entre les réseaux de la péninsule ibérique et de la France à travers l'axe oriental. Les travaux de ce groupe ont été initiés en 2015.

De son côté, GRTgaz a poursuivi en 2015 les procédures d'autorisations administratives de plusieurs projets approuvés par la CRE (voir figure 3) :

- le projet Bretagne Sud (DN 400 et 500, 111 km) entre Pleyben (Finistère) et Plumergat (Morbihan) a été autorisé en septembre 2015. Ce projet fait suite à la signature, le 14 décembre 2010, du Pacte électrique breton entre l'Etat, la région Bretagne, RTE, l'ADEME et l'ANAH. Celui-ci a pour objectif d'apporter une solution durable au défi de l'approvisionnement électrique de la Bretagne ;
- le projet Artère du Santerre (DN 900, 33 km) entre Ressons-sur-Matz (Oise) et Chilly (Somme), autorisé au mois de juin 2015 permettra de sécuriser l'alimentation en gaz naturel du nord de la France et de la Picardie en fluidifiant le réseau par le doublement partiel de la canalisation reliant Gournay-sur-Aronde et Arleux-en-Gohelle (Pas-de-Calais) (DN 800 posé en 1996) ;
- le projet Val-de-Saône (DN 1200, 190 km) entre Etrez (Ain) et Voisines (Haute-Marne), qui vise notamment à permettre le développement des nouvelles capacités de

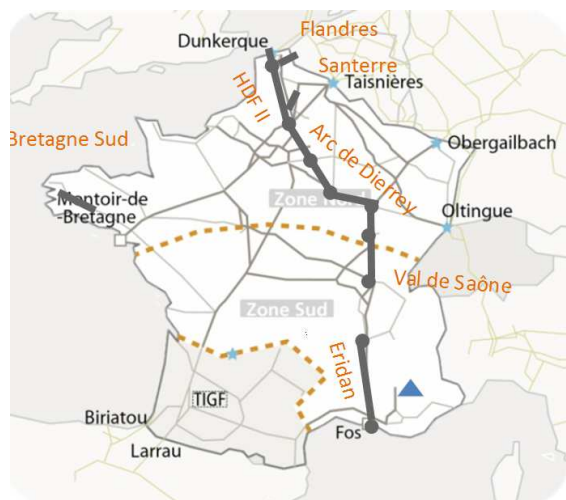
¹ En supposant leur utilisation à 100%

transit afin d'améliorer le fonctionnement du réseau de transport de gaz naturel. C'est une étape indispensable dans la perspective de la fusion des zones de marché Nord et Sud en France.

Le raccordement du terminal méthanier d'EDF à Dunkerque, réalisé fin 2015 (pour un démarrage en 2016), conduit également à renforcer le cœur de réseau en doublant l'artère des Hauts de France mise en service en 2015 sur 174 km entre les stations de Pitgam (Nord) et Cuvilly (Oise) et en créant l'Arc de Dierrey (mise en service en 2015 et 2016) sur 308 km entre Cuvilly et Voisines (Yonne) ; ce projet (DN 1 200, 308 km) permettra d'ici fin 2016 de transporter vers l'est et le sud du gaz venu de Norvège, des Pays-Bas, de Grande-Bretagne et des terminaux méthaniers situés sur l'Atlantique et la mer du Nord.

Enfin, en lien avec l'installation du terminal de Dunkerque et à la suite d'une « open season » conjointe avec Fluxys (gestionnaire du réseau de transport belge), une nouvelle canalisation de transport de gaz (DN 900, 23 km) dite « Artère de Flandres » autorisée en décembre 2014 a été mise en service en novembre 2015 entre Pitgam et Hondschoote (Nord). En transportant du gaz non odorisé depuis Dunkerque, elle permet de développer 270 GWh/j de capacités de sortie du réseau français vers la Belgique et les marchés du nord de l'Europe.

Figure 3 : Projets de GRTgaz



(Source GRTgaz)

Les réseaux de distribution de gaz naturel

La desserte en gaz naturel des consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution qui sont la propriété des collectivités locales et sont gérés sous le régime de la concession.

Les réseaux publics de distribution de gaz naturel représentent une longueur totale de 195 000 km, ce qui les place au second rang européen derrière les réseaux allemands. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités locales, par GRDF (filiale de ENGIE à 100 % qui assure la distribution pour environ 96 % du marché), 22 entreprises locales de distribution (situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est), Antargaz, Veolia Eau et Védig (Dalkia).

Grâce à ces réseaux, plus de 9 500 communes françaises et 11 millions de clients sont desservis en gaz naturel, ce qui ne représente qu'un peu plus du quart des 36 000 communes, mais permet à 77 % de la population française d'avoir accès au gaz. La quasi totalité des communes de plus de 10 000 habitants est desservie en gaz naturel par réseau.

Les communes non desservies ont aujourd'hui la possibilité de faire appel à l'opérateur de leur choix, après une sélection par voie d'appel à candidatures, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie. Fin 2015, on dénombrait environ 80 nouvelles concessions de gaz naturel, disposant d'un tarif approuvé par la CRE.

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif ATRD4 » est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012. Il a été conçu pour s'appliquer sur une durée de quatre ans, tout en étant réactualisé au 1^{er} juillet de chaque année. Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution des ELD est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2013 pour une durée de quatre ans.

Un nouveau tarif « ATRD5 » a été défini par la CRE en 2016, pour une entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2016 (cf. encadré ci-dessous).

Année 2016

Nouveau Tarif ATRD5

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution sont établis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le 10 mars 2016, la CRE a défini le nouveau tarif dit « ATRD5 ». Ce tarif est établi sur la base des prévisions de charges d'exploitation et d'investissement, du nombre de clients et du volume de gaz acheminé. Il s'applique à compter du 1^{er} juillet 2016, pour une durée d'environ 4 ans. L'ATRD5 prévoit une hausse au 1^{er} juillet 2016 de 2,76 % par rapport au précédent tarif ATRD4 ainsi qu'une évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF selon un pourcentage prédéfini. Pour l'établissement de ce nouveau tarif, la CRE a analysé et audité la demande tarifaire transmise par GRDF. Elle a organisé une consultation publique fin 2015 sur des orientations tarifaires. Enfin, la CRE a tenu compte des orientations de politique énergétique et des principaux enjeux mentionnés dans le contrat de service public 2015-2018 entre l'Etat et GRDF qui lui ont été précisés par la ministre chargée de l'Energie.

Le tarif d'utilisation des nouvelles concessions, qui n'est pas péréqué, en vertu des dispositions combinées des articles L. 452-1 et L. 432-6 du code de l'énergie, est déterminé par la CRE par application d'un coefficient multiplicateur à la grille tarifaire de GRDF. Il évolue au 1^{er} janvier de chaque année.

Année 2016

Lancement de la conversion du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique dans le Nord de la France

Le réseau gaz B est une partie du réseau national situé dans la région Nord - Pas-de-Calais - Picardie qui est alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique issu du gisement de Groningue (Pays-Bas). La diminution de la production de ce gisement a débuté et la France ne devrait plus recevoir de gaz B à l'horizon de 2030. Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs, il est nécessaire de convertir ce réseau en gaz à haut pouvoir calorifique (dit gaz H) qui alimente le reste du territoire français. Le gaz B représente 10 % de la consommation française et 1,3 million de clients en distribution.

Le décret encadrant les modalités de mise en œuvre de la conversion est entré en vigueur en mars 2016. Il prévoit notamment le lancement de la phase «pilote» destinée à préparer la conversion du réseau sur la période 2016-2020.

Le projet de compteurs communicants gaz

Jusqu'à présent, sauf pour les clients industriels désormais équipés de systèmes de télé-relève, la relève des index des compteurs à gaz est effectuée par des releveurs à pied.

Le projet de compteurs communicants Gazpar, piloté par GRDF, permettra au client de disposer d'une facturation basée sur sa consommation réelle, grâce à une technique de transmission à distance des index. Les procédures de changement de fournisseur s'en trouveront simplifiées, et le client pourra avoir accès à des informations relatives à sa consommation utiles pour mettre en œuvre des actions de maîtrise de l'énergie (MDE).



compteur Gazpar, (source GRDF)

Les ministres de l'économie et de l'énergie ont approuvé en septembre 2014 le déploiement généralisé de ces compteurs, conformément aux dispositions de l'article L.453-7 du code de l'énergie.

Des actions de concertation locale initiées en 2014 se sont poursuivies au cours de l'année 2015 dans quatre régions françaises, regroupant tous les acteurs concernés, afin d'assurer un déploiement efficient. Un comité de suivi national a été mis en place afin d'accompagner le déploiement dans la durée.

Fin 2015, un déploiement pilote portant sur 150 000 compteurs a été lancé pour tester le fonctionnement du dispositif à grande échelle. Les 11 millions de compteurs que compte le parc français pourront alors être renouvelés, de 2017 à 2022.

Année 2016

Mise à disposition des données de consommation de gaz

L'article 28 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte crée des obligations nouvelles qui s'appliqueront aux opérateurs de réseaux et aux fournisseurs :

- les fournisseurs mettront à disposition des consommateurs bénéficiant des tarifs sociaux une offre de transmission des données de consommation en euros au moyen d'un dispositif déporté. Ce dispositif ne fera pas l'objet d'une facturation ;
- les opérateurs de réseaux mettront à disposition des consommateurs leurs données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de consommation, et des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques ;
- la loi prévoit la mise à disposition sous forme anonymisée et agrégée des données de comptage aux gestionnaires d'immeubles ou bailleurs sociaux, dès lors qu'ils en feront la demande et que ceux-ci justifieront de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la consommation d'énergie engagées pour le compte des consommateurs.

Les stockages souterrains de gaz naturel

Les stockages souterrains de gaz naturel sont un maillon logistique essentiel de l'approvisionnement gazier d'un pays non-producteur comme la France.

En injectant du gaz dans les stockages durant l'été et en le soutirant pendant l'hiver, les fournisseurs peuvent répondre à la consommation de leurs clients, fortement dépendante du climat pour la plupart d'entre eux.

Les capacités élevées de soutirage depuis les stockages (environ 2 700 GWh/j à stocks pleins) sont indispensables en hiver à la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals en cas de pointe de froid. Ainsi, durant la vague de froid observée au début du mois de février 2012, les stockages ont fourni jusqu'à 60 % de l'approvisionnement national.

Deux gestionnaires exploitent les stockages souterrains de gaz naturel en France :

- Storengy, filiale à 100 % de ENGIE, exploite un parc de 13 sites dont 10 en nappes aquifères et 3 en cavités salines, pour un volume utile commercialisé de 99 TWh (76 % des capacités françaises) ;
- TIGF, ancienne filiale de Total, cédée en 2013 au consortium Snam-CIG-EDF, exploite 2 sites en nappes aquifères, pour un volume utile commercialisé de 33 TWh (24 % des capacités françaises).

Depuis quelques années, alors que le différentiel de prix du gaz entre l'été et l'hiver (spread été – hiver) se réduit, le marché ne valorise pas suffisamment la valeur de sécurité d'approvisionnement des stockages souterrains de gaz naturel. Cette situation a conduit à la mise sous cocon en 2012 des sites de stockage Storengy de Saint-Clair-sur-Epte, de Cerville/Trois-Fontaines et de Soing-en-Sologne, ainsi qu'à une baisse progressive des réservations des capacités de stockage, jusqu'à une alerte sur la capacité du système gazier à passer une pointe de froid au début de l'hiver 2013.

En 2014, les obligations réglementaires de stockage de gaz des fournisseurs ont donc été renforcées de manière à assurer le remplissage des capacités de stockage et garantir la sécurité d'approvisionnement et la continuité de fourniture en hiver.

En 2015, une majorité des capacités de stockage de gaz commercialisées pour l'hiver 2015/2016 a été souscrite.

La DGEC a mis en place un groupe de concertation avec les acteurs gaziers pour étudier une possible évolution structurelle du cadre réglementaire, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement et de mieux définir la contribution des stockages français à l'atteinte de cet objectif.

Les terminaux méthaniers

Depuis 2011, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens avait fortement baissé en raison des prix du gaz naturel significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, conduisant ainsi à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe.

En 2015, la réduction de l'écart des prix entre le marché asiatique et le marché européen a favorisé une augmentation de 10% des injections sur les réseaux de gaz depuis les terminaux méthaniers en Europe. Ces injections restent néanmoins inférieures de plus de 40% aux niveaux observés en 2010 et 2011. Cette hausse de l'utilisation des terminaux méthaniers en Europe n'a toutefois pas été observée en France. Le volume de gaz naturel liquéfié (GNL) livré en France a même reculé de 7% (~ 65 TWh) ce qui correspond à un taux d'utilisation moyen des infrastructures de l'ordre de 22% (contre 25% en 2014). En conséquence et dans un contexte de hausse de la demande, la part du gaz naturel liquéfié dans l'approvisionnement français recule à environ 14% de la consommation française.

Le GNL arrivant en France provient essentiellement d'Algérie (80 %) et du Qatar (15 %), plus marginalement du Nigeria et d'achats sur les marchés spot (moins de 5 %).

Trois terminaux méthaniers sont actuellement en service en France :

- Fos Tonkin (5,5 Gm3/an) et Montoir-de-Bretagne (10 Gm3/an), propriétés d'Elengy, filiale à 100 % de ENGIE ;
- Fos Cavaou (8,25 Gm3/an), détenu par Fosmax LNG, filiale d'Elengy à plus de 70% et de Total, et exploité par la société Elengy.

De plus, EDF a annoncé en 2011 la décision finale d'investissement de son projet de terminal méthanier à Dunkerque (13 Gm3/an), porté conjointement avec Fluxys, gestionnaire du réseau de transport belge (25%), et Total (10%). Il entrera en service en 2016.

Les terminaux méthaniers exploités par Elengy sont régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Un tarif individualisé pour chaque terminal régulé est entré en vigueur au 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ 4 ans. Un nouveau tarif «ATTM5» sera élaboré en 2016.

Par ailleurs, plusieurs projets visant à développer des capacités de regazéification additionnelles sont à l'étude. Il s'agit notamment des développements de capacités sur les sites existants et une procédure d'appel au marché pourrait être lancée ultérieurement en vue d'une éventuelle extension des capacités du terminal Fos Cavaou (+8,25 Gm³/an à l'horizon 2020) et du terminal de Montoir (+ 2,5 à + 6,5 Gm³/an).

Enfin, afin d'assurer l'existence, la cohérence et la pérennité de la stratégie et des actions mises en œuvre pour le déploiement de la filière biogaz, Ségolène Royal, Ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, a mis en place début 2015 un comité national biogaz.

• Estelle CHAPALAIN, David KREMBEL, Lauren TSCHESNO

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

Depuis 2011, un cadre réglementaire a été mis en place afin de développer et soutenir l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

Ce dispositif de soutien permet aux producteurs de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel de bénéficier d'un tarif d'achat réglementé et garanti durant 15 ans. Le tarif d'achat, financé par une partie de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) payé par le consommateur final, varie entre 50 et 140 €/MWh. Ce biométhane peut être acheté par tout fournisseur de gaz naturel ou, le cas échéant, par un acheteur de dernier recours.

Ce dispositif de soutien induit un fort dynamisme de la filière. En 2012, il n'existait qu'une seule installation d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. En mars 2016, 18 sites de production injectent régulièrement leur biométhane dans les réseaux. 15 sites sont raccordés au réseau de distribution GRDF, un site est raccordé au réseau de distribution gaz de Strasbourg. Le réseau de transport de gaz naturel accueille depuis 2015 ses deux premiers sites d'injection de biométhane (un site sur le réseau de GRTgaz et un site sur le réseau TIGF). Les installations d'injection de biométhane totalisent 280 GWh de capacité annuelle d'injection soit l'équivalent de la consommation de 23 000 logements chauffés au gaz ou de 1250 bus ou camions en bioGNV.

L'objectif de production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz est de 8 TWh par an en 2023, contribuant à l'atteinte de l'objectif de consommation de 10% de gaz d'origine renouvelable en 2030 fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Cette même loi a également habilité le gouvernement à modifier par ordonnance le code de l'énergie pour permettre le recours à une procédure d'appel d'offres lorsque les objectifs d'injection du biométhane dans le réseau de gaz s'écartent de la trajectoire prévue.

N°
19

La production d'électricité et l'effacement de consommation en France

Un mix électrique peu carboné et des énergies renouvelables en hausse

Le parc de production d'électricité français est significativement exportateur et peu carboné grâce à la production nucléaire et aux énergies renouvelables. Les énergies renouvelables ont couvert 18,9% et l'hydraulique à lui seul 12,1%, de la consommation nationale en 2015. Les émissions de CO₂ du parc électrique se sont élevées à 23 MtCO₂, en hausse par rapport à l'an dernier sous l'effet d'une remontée de la consommation brute et d'une baisse de la production hydraulique, sans remettre en cause la tendance globale à la diminution des émissions de CO₂ constatée depuis 2008 et tout particulièrement ces dernières années.

Le développement des effacements de consommation, qui permettent en particulier de baisser la puissance appelée en période de forte demande et d'apporter davantage de flexibilité au système électrique, se poursuit.

La consommation électrique en France en 2015

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, il est nécessaire que l'offre de production couvre à chaque instant la demande d'électricité. La demande d'électricité correspond à la consommation physique observée, après prise en compte des actions de réduction de la consommation d'électricité, appelées effacements de consommation.

La demande d'électricité, corrigée des effets conjoncturels, principalement météorologiques, connaît une légère augmentation en 2015 dans un contexte économique plus favorable. Elle est en hausse de 0,5% en 2015 et s'élève à 476,3 TWh. Cette hausse fait suite à trois années de stabilité, qui s'expliquaient principalement par l'effet conjoint de la crise économique et des mesures d'efficacité énergétique dont les effets commencent à apparaître. La consommation brute s'élève quant à elle à 475,4 TWh, en hausse de 2,2% par rapport à 2014, du fait des températures plus basses en début d'année et plus élevées en été par rapport à 2014 qui ont généré une utilisation plus importante du chauffage et de la climatisation.

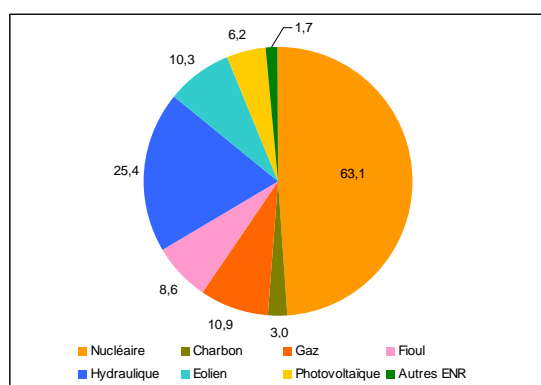
Plus précisément, la consommation des particuliers, des PMI/PME et des professionnels (corrigée des variations climatiques) a connu une hausse de 0,6% en 2015 et retrouvé son niveau de 2013. La consommation des grands industriels, quant à elle, est globalement stable par rapport à l'an dernier (+0,2%), avec cependant des dynamiques différentes selon les secteurs (automobile : +5%, métallurgie : +5%, chimie : -1,3%, sidérurgie : -2,3%, papeterie : -4,1%).

Le parc de production

La puissance installée en France métropolitaine

La puissance électrique installée du parc français s'élève en 2015 à environ 129 GW de moyens de production, en hausse de 584 MW par rapport à l'an dernier.

Fig. 1 : Puissance installée en France au 31/12/2015 (GW)



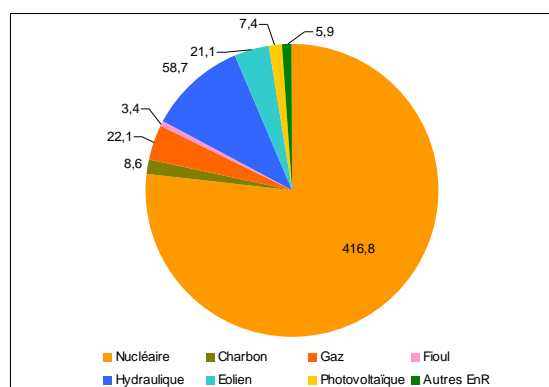
Source : DGEC à partir du bilan électrique 2015 de RTE

Cette puissance installée n'est pas toujours disponible pour le système électrique. En effet, les installations ne fonctionnent pas 100% du temps : les centrales ont, d'une part, des périodes d'indisponibilité (soit programmées, pour maintenance par exemple ; soit fortuites), et d'autre part, certains moyens de production dépendent d'une source intermittente ou aléatoire et ne peuvent pas produire sur commande.

La pointe de consommation hivernale a atteint le niveau record de 102,1 GW le 8 février 2012 à 19h00, au plus fort d'une intense vague de froid. En 2015, la pointe de consommation s'est élevée à 91,6 GW, le 6 février 2015 à 19h.

La production d'électricité en France métropolitaine

La production nette du parc électrique français de métropole s'est élevée à 546 TWh en 2015, selon la répartition par filière ci-dessous, soit une hausse de 1,1% par rapport à 2014. Cette légère hausse de la production associée à la hausse plus importante de la consommation brute (+2,2%) a conduit cette année à une légère baisse du solde exportateur par rapport à 2014, le niveau restant élevé. Avec 61,7 TWh (-3,4 TWh par rapport à 2014), il dépasse pour la troisième fois depuis 10 ans le seuil de 60 TWh. La France est exportatrice nette sur chacune de ses frontières sauf avec l'Allemagne.

Fig. 2 : Production d'électricité en France en 2015 (TWh)

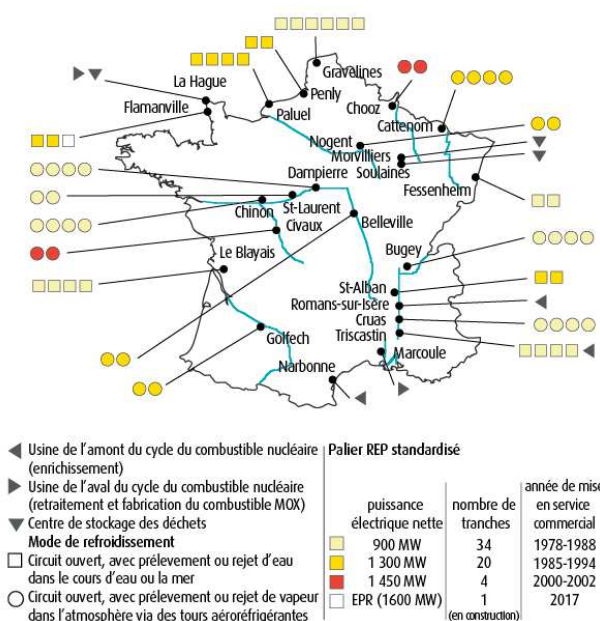
Source : DGEC à partir des données de RTE

Le parc nucléaire a produit 76 % de la production d'électricité en 2015

Le parc de production nucléaire français est constitué de 58 tranches actives réparties sur 19 sites, qui utilisent toutes la technologie à eau pressurisée (REP).

Il existe en France plusieurs « paliers » de réacteurs nucléaires :

- CP0 : 6 réacteurs de 900 MW : ce sont les réacteurs les plus anciens encore en activité ;
- CPY : 28 réacteurs de 900 MW ;
- P4 : 8 réacteurs de 1 300 MW ;
- P'4 : 12 réacteurs de 1 300 MW ;
- N4 : 4 réacteurs de 1 450 MW.

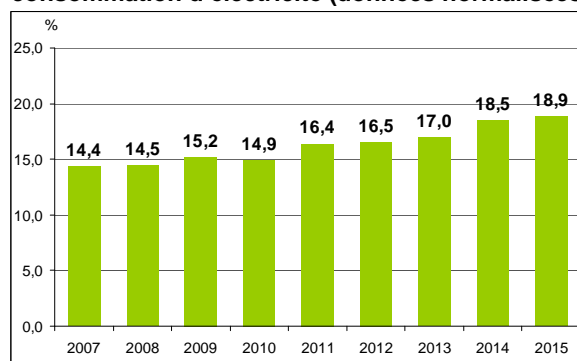
Fig. 3 : Les sites nucléaires en France au 30 juin 2015

Source : SOeS

Les énergies renouvelables ont produit 18,9% de l'électricité consommée en 2015

En 2015, la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, avant normalisation de la production éolienne et hydraulique, a atteint 18,7% de la consommation nationale (contre 19,6% en 2014) et 16,1% de la production. Cette baisse s'explique par la hausse de la consommation et par la réduction de la production hydraulique renouvelable par rapport à 2014 (-13,7%) due à une faible pluviométrie alors que l'année 2014 avait été riche en précipitations. Cette baisse n'est que partiellement compensée par la hausse de 20,8% de la production renouvelable de l'ensemble des autres filières renouvelables : éolien (+23,3%), solaire (+25,1%), bioénergies renouvelables (+8,1%). Corrigée des variations climatiques conjoncturelles, la production d'électricité renouvelable poursuit sa hausse et atteint 18,9% de la consommation en 2015 (contre 18,5% en 2014).

Des fiches dédiées du présent rapport sont consacrées aux différentes filières d'énergies renouvelables : la biomasse énergie, l'éolien, les énergies marines renouvelables, la géothermie, l'hydroélectricité, le photovoltaïque et l'énergie solaire.

Fig. 4 : Part annuelle de la production issue des sources d'énergies renouvelables par rapport à la consommation d'électricité (données normalisées)

Source : DGEC à partir des données du SOeS

Le parc des centrales thermiques à combustible fossile est limité à un rôle d'appoint dans le mix électrique français

En raison de leur coût marginal plus élevé que les autres technologies de base, les centrales thermiques classiques (charbon, fioul et gaz) jouent un rôle d'appoint dans la production d'électricité : leur rôle est de produire de l'électricité pour s'ajuster à la demande, dans un fonctionnement en semi-base ou en pointe complémentaire du nucléaire et des énergies renouvelables. Le charbon et le fioul ont régressé régulièrement au profit du gaz naturel pour la production d'électricité, en raison de la montée des exigences environnementales.

Le parc thermique classique est composé fin 2015 de 3 007 MW de centrales charbon, 8 645 MW de centrales au fioul, et 10 901 MW de centrales au gaz. La capacité thermique installée, qui s'élève donc à 22 553 MW, a décliné de 1 414 MW depuis 2014, en

raison principalement de la fermeture de centrales charbon (-1 500 MW), la puissance installée des filières fioul et gaz restant quasiment constante (+23 et +63 MW respectivement).

La production du parc thermique classique s'élève à 34 TWh en 2015, en nette hausse par rapport à 2014 (+31,9%), en raison des températures plus froides en début d'année et de la baisse de la production hydraulique. La production thermique classique constitue en 2015 la troisième source de production d'électricité en France avec 6,2% de l'énergie électrique totale produite derrière le nucléaire et l'hydraulique. Les centrales au gaz ont été particulièrement favorisées par ces conditions puisque leur production a augmenté de 54,8%, alors que celle des centrales au charbon (respectivement au fioul) n'augmente que de 3,0% (respectivement 5,3%).

La situation actuelle des marchés de l'électricité, caractérisée par des prix de gros de l'électricité particulièrement bas, conduit certains exploitants à envisager la fermeture de leurs centrales thermiques à combustible fossile, dont le nombre d'heures de fonctionnement est trop faible pour justifier des travaux de mise aux normes et le maintien en exploitation. C'est le cas notamment des centrales au fioul d'EDF, dont la fermeture d'ici 2018 a été récemment annoncée.

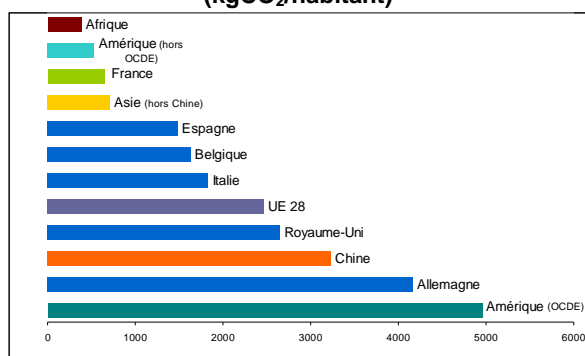
Malgré la hausse de la production des centrales au gaz, les conditions économiques restent difficiles pour les centrales à cycle combiné gaz, dont une partie est maintenue sous cocon durant la période estivale.

Un mix électrique peu carboné

La production thermique fossile a augmenté en 2015, du fait de températures plus froides, ce qui a conduit à une reprise des émissions de CO₂ cette année par rapport à 2014 (+21,7%) dont l'hiver avait été exceptionnellement doux. Malgré cette hausse ponctuelle, on constate une tendance globale à la diminution des émissions de CO₂ du mix électrique depuis 2008.

Le parc électrique français est dans son ensemble, grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, l'un des moins émetteurs de gaz à effet de serre en Europe et au monde.

Fig. 5 : Emissions de CO₂ de la production d'électricité et de chaleur en 2013 par habitant (kgCO₂/habitant)



Source : DGECE à partir des données de l'Agence Internationale de l'Energie

Un parc électrique fortement exportateur

Du fait de la situation géographique centrale de la France sur le réseau européen, du nombre important d'interconnexions entre la France et ses pays voisins et de la présence en France de moyens de production de base à coûts marginaux faibles, la France exporte des quantités importantes d'électricité. En 2015, le total des exportations s'élevait à 91,3 TWh et le total des importations à 29,6 TWh. Le solde exportateur est donc de 61,7 TWh, en légère baisse par rapport à 2014 mais à un niveau qui reste néanmoins élevé. Il arrive tout de même que la France soit en situation d'importation nette, notamment lors des pointes de consommation hivernales. Cette situation s'est produite une quarantaine d'heures en 2015.

L'utilisation des capacités d'interconnexions est détaillée dans la fiche n° 20 du présent rapport consacrée aux réseaux électriques.

Les capacités d'effacement

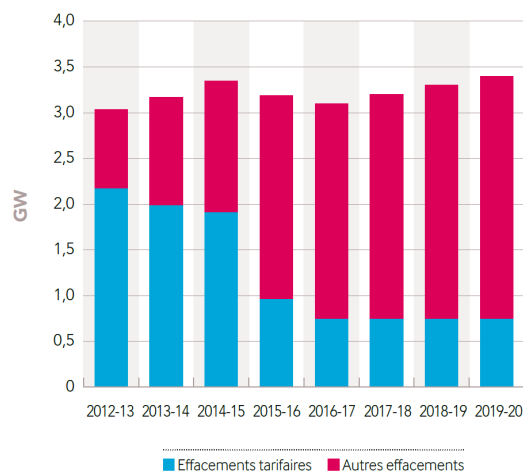
Un effacement de consommation consiste à réduire temporairement la consommation d'électricité d'un site par rapport à sa consommation normale, sur une base volontaire. Les fournisseurs et certains opérateurs spécialisés proposent à leurs clients (les consommateurs particuliers ou industriels) des solutions techniques pour mettre en pause pendant quelques minutes ou quelques heures certains de leurs équipements dont la consommation est flexible (exemples : cellules électrolytiques, fours industriels ou, pour les particuliers, radiateurs, ballons d'eau chaude, climatiseurs).

On peut distinguer les effacements dissociables de l'offre de fourniture, pour lesquels des opérateurs d'effacement contractualisent avec un consommateur et valorisent sur les marchés les volumes non consommés, des effacements tarifaires où le prix de l'électricité incite à des réductions de consommation sur certaines périodes (tarifs « Effacements Jour de Pointe » et « Tempo » notamment).

A travers ces différents types d'effacement, certains consommateurs peuvent offrir de quelques kilowatts à quelques mégawatts de puissance flexible, ce qui, étendu à un grand nombre de consommateurs, permet de réduire significativement la puissance appelée sur le réseau en cas de tension sur l'équilibre offre-demande. Les effacements de consommation peuvent ainsi contribuer à la sécurité d'approvisionnement sur le réseau et, à moyen terme, permettre de limiter les besoins de développement de nouvelles capacités de production.

Les effacements dissociables de l'offre de fourniture se sont développés de manière significative au cours des dernières années, sous l'impulsion de nouveaux dispositifs mis en place par le Gouvernement, et devraient compenser l'érosion des effacements tarifaires dans les prochaines années (voir graphique ci-dessous), érosion en partie due à la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les moyens et grands consommateurs au 31 décembre 2015.

Fig. 6 : Hypothèses retenues de puissance d'effacements hivernaux cumulable dans le bilan prévisionnel de RTE



Source : Bilan prévisionnel 2015, RTE

Ainsi, la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 (dite « loi Brottes ») a mis en place un cadre de valorisation des effacements de consommations d'électricité sur les marchés de l'énergie, tout en favorisant l'émergence d'opérateurs d'effacement indépendants. Après une phase expérimentale, le nouveau cadre est opérationnel depuis début 2015.

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a confirmé ce cadre de valorisation des effacements de consommation, en précisant certaines de ses modalités et en mettant en place un cadre favorable aux effacements de consommation conduisant à des économies d'énergie significatives.

Par ailleurs, le mécanisme de capacité mis en place par le Gouvernement (cf. ci-après), qui vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en France, permettra de valoriser l'apport des effacements pour l'équilibre offre-demande à la pointe, ce qui encouragera leur développement. En complément, des appels d'offres dédiés, prévus par la loi et organisés par RTE, permettent dès aujourd'hui de favoriser le développement de nouvelles capacités d'effacement au service du système électrique.

Les effacements peuvent également participer à d'autres dispositifs valorisant la flexibilité des consommateurs, et se distinguant par des préavis courts : il s'agit du mécanisme d'ajustement (2640 MW contractualisés pour 2016 dont 540 MW pour les réserves rapides et complémentaires), des services système fréquence (environ 70 MW en 2015) et de l'interruptibilité (1600 MW à partir de juillet 2016) : ce dernier mécanisme est un dispositif assurantiel, introduit fin 2012 et renforcé par la loi relative à la transition énergétique, qui permet au gestionnaire du réseau de transport de procéder, en cas de menace grave et immédiate sur l'équilibre offre/demande, à l'interruption de certains consommateurs à profil de

consommation interruptible, avec un délai très court (quelques secondes).

La sécurité d'approvisionnement en électricité

L'électricité ayant pour particularité de ne pas pouvoir être stockée en grande quantité de façon économique, la quantité d'électricité produite et injectée dans le réseau doit être égale à tout moment à la quantité d'électricité consommée. Autrement, des déséquilibres locaux peuvent se créer et se propager au système électrique tout entier, aboutissant à des black-out généralisés qui seraient extrêmement perturbants et coûteux pour l'économie du pays.

La problématique de la pointe de consommation

La consommation électrique française étant fortement thermosensible (elle augmente quand la température baisse), des pics de demande se produisent lors des vagues de froid hivernales qui excèdent largement la consommation électrique moyenne. Pour équilibrer le système, le parc de production doit être dimensionné en fonction du pic de consommation et non de la demande moyenne annuelle, tout en tenant compte des capacités d'effacement et de la contribution des moyens de production situés à l'étranger que permet l'interconnexion de notre réseau électrique avec ceux des pays voisins. A cet égard, l'équilibre du système lors des pointes de consommation annuelles est un enjeu non seulement d'énergie produite (mesurée en MWh), mais aussi de **puissance** disponible (mesurée en MW).

Durant la dernière décennie, on a constaté une augmentation des pics de consommation (en puissance) 2,5 fois plus rapide que celle de la consommation annuelle d'électricité. La croissance de la pointe de demande a cependant ralenti ces dernières années du fait des mesures d'efficacité énergétique (réglementation thermique 2012 notamment) et rejoint aujourd'hui celle de l'énergie.

Assurer la sécurité d'approvisionnement a un coût pour la collectivité. Le critère de sécurité d'approvisionnement (ou critère de défaillance), fixé par les pouvoirs publics dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, impose que les déséquilibres entre l'offre et la demande ne conduisent pas à plus de 3 heures de coupure par an, en moyenne.

Le bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité

Le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande en électricité de RTE a un rôle d'information et d'alerte. Il évalue tous les ans les éventuels déficits de capacités électriques à moyen terme par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement, et détermine les besoins en puissance permettant d'y répondre. **Le bilan prévisionnel fait apparaître un risque de dégradation de la sécurité d'approvisionnement électrique en France dans les prochaines années, avec une forte sensibilité aux hypothèses de**

consommation et de disponibilité des centrales thermiques.

Un outil pour garantir la couverture de la pointe de consommation, le mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité, dont les règles ont été arrêtées en janvier 2015, devrait contribuer, à partir de 2017, à assurer la présence de capacités fiables et disponibles pendant les pointes de consommation. Le principe du mécanisme de capacité repose sur l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de couvrir par des garanties de capacité la consommation de ses clients lors des pics de consommation électrique. Il peut acquérir ces garanties certifiées par RTE auprès d'exploitants de capacités de production ou d'effacement, qui s'engagent sur la disponibilité de leurs capacités lors des périodes de pointe. Ce mécanisme complètera ainsi le marché « en énergie », qui est conçu pour optimiser l'utilisation des capacités de production et d'effacement des différents acteurs, mais ne garantit pas que le critère de sécurité d'approvisionnement soit respecté.

Des échanges sont en cours sur l'organisation de ce mécanisme entre les autorités françaises et la Commission européenne.

- Pierre BOUTOT, Nicolas PERO

N°
20

Les réseaux électriques et la sûreté de fonctionnement du système électrique

Les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité constituent une infrastructure essentielle pour le fonctionnement du système électrique.

Pour être acheminée depuis les centres de production vers les consommateurs, l'électricité emprunte :

- le réseau public de transport d'électricité, destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances ;
- le réseau public de distribution, destiné à acheminer l'électricité en moins grande quantité et sur de courtes distances.

Le développement et la modernisation des réseaux électriques, pour accueillir les énergies renouvelables, constitueront un élément essentiel de la transition énergétique.

Le réseau public de transport d'électricité

Le réseau de transport d'électricité a vocation à acheminer des quantités importantes d'électricité sur de grandes distances, entre les régions et vers les pays voisins.

RTE est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français. Ce réseau est constitué de la quasi-totalité des lignes exploitées à une tension supérieure à 50 kV sur le territoire métropolitain continental. Il comprend 105 448 km de lignes électriques à haute et très haute tension, 1 223 transformateurs et 3 960 postes électriques, et 47 interconnexions avec les pays voisins.

Figure 1 : Réseau public de transport d'électricité

en km	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV
aérien	21 751	25 653	1 061	16 538	35 265
souterrain	3	1 217	2	801	2 617

En 2015, la quasi-totalité des créations d'ouvrages est souterraine (soient 303 km), à l'exception de 20 km construits en aérien.

RTE garantit à tous les utilisateurs du réseau de transport d'électricité un traitement équitable dans la transparence et sans discrimination, sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Les clients de RTE sont :

- 54 producteurs d'électricité,
- 258 consommateurs industriels,
- 32 distributeurs d'électricité,
- 11 entreprises ferroviaires,
- 135 « traders » et fournisseurs qui achètent et revendent de l'électricité.

Le réseau achemine l'électricité entre les producteurs d'électricité et les consommateurs industriels directement raccordés au réseau ou les distributeurs d'électricité. Le courant produit est porté à un niveau de tension de 400 kV, ce qui permet de le transporter sur de longues distances en minimisant les pertes. Le courant est ensuite transformé en 225 kV, puis 90 ou 63 kV pour l'alimentation régionale et locale en électricité.

RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il adapte à tout moment la production et la consommation sur le réseau (cf. fiche 19 du rapport), car l'électricité ne peut être stockée en quantité importante à des conditions économiques acceptables.

La France s'est fixé l'objectif de porter à 40% en 2030 la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'électricité. L'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux de transport et de distribution est donc un enjeu majeur de la transition énergétique.

Afin de garantir l'équilibre du système électrique, le réseau s'est équipé de moyens de pilotage, de surveillance et de maintenance à distance. Pour cela, il dispose d'un réseau de télécommunication de 20 000 km de fibre optique. Les capacités non utilisées peuvent être mises à disposition des collectivités locales via sa filiale Arteria.

RTE investit chaque année près d'un milliard et demi d'euros dans les réseaux (1 402 M€ pour 2015, 1 550 M€ en 2016) et dépense entre 25 et 30 millions d'€ en recherche et développement de nouveaux outils intelligents pour l'intégration et l'équilibre du système.

Une plus grande intégration entre les réseaux européens contribue également à renforcer le système électrique.

RTE gère 47 interconnexions avec nos pays voisins.

La France présente un solde exportateur d'électricité de 61,7 TWh pour 2015. En réalité, elle a exporté 91,3 TWh et importé 29,6 TWh, et le sens des échanges d'électricité varie plusieurs fois par jour.

Les réseaux publics de distribution d'électricité

Les réseaux de distribution acheminent l'électricité sur de plus courtes distances, pour une alimentation de la consommation locale, mais aussi le raccordement de certains producteurs d'électricité de petite et moyenne puissance. Ils sont constitués d'ouvrages de moyenne

tension (entre 1 000 V et 50 kV) et d'ouvrages de basse tension (inférieure à 1 000 V).

L'organisation de la distribution d'électricité est de la compétence des collectivités locales, autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), généralement par l'intermédiaire de syndicats d'électrification intercommunaux.

Enedis est, sur 95% du territoire métropolitain, le concessionnaire obligé des AODE pour la gestion de leurs réseaux de distribution d'électricité.

Il exploite 1,3 million de km de lignes, 774 500 postes de distribution (HTA/BT) et 2 251 postes sources (HTB/HTA) et dessert 35 millions de clients.

Figure 2 : Réseau public de distribution d'électricité géré par Enedis

en km	Lignes MT	Lignes BT
aérien	335 100	399 900
souterrain	296 300	308 600
Total	631 400	708 500

Par ailleurs, les régies, les sociétés d'économie mixtes, les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole concessionnaires d'électricité, et existant avant 1946, ont conservé leur compétence de gestionnaire des réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte. 150 « entreprises locales de distribution » (ELD) desservent actuellement environ 5% du territoire métropolitain.

Electricité de Mayotte assure la gestion des réseaux de distribution d'électricité dans la collectivité départementale de Mayotte et EDF-SEI dans les autres collectivités d'Outre-mer et en Corse.

Les gestionnaires des réseaux de distribution sont chargés d'assurer la conception, la construction, l'entretien des réseaux, ainsi que l'accès à ces derniers dans des conditions non discriminatoires ; ils doivent veiller à l'efficacité et à la sûreté des réseaux.

L'amélioration de la qualité a été, sous l'impulsion des pouvoirs publics et des AODE, une action prioritaire entreprise sur les réseaux de distribution depuis le milieu des années 2000.

La France s'est dotée en 2007 d'un dispositif réglementaire (décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 et son arrêté d'application de même date) fixant les principes et la procédure permettant une évaluation pertinente du niveau de qualité sur les réseaux de distribution. Par ailleurs, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu d'obliger le gestionnaire de réseau à consigner une somme d'argent entre les mains d'un comptable public, lorsque le niveau de qualité de l'électricité n'est pas atteint en matière d'interruption de l'alimentation : le décret n° 2016-1128 du 17 août 2016, qui fixe la procédure et le niveau des consignations, a été publié au Journal officiel du 19 août 2016.

En parallèle de ce dispositif, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité ont mis en place, à partir de 2009, une régulation incitative de la qualité de l'alimentation électrique. Celle-ci se traduit par un bonus / malus en fonction de la performance du gestionnaire de réseaux mesurée par rapport à une valeur de référence annuelle.

Le temps de coupure moyen (hors incident sur réseau RTE) s'est réduit de 112 minutes en 2010 à 67 minutes en 2015. La qualité en France se situe ainsi dans la moyenne haute européenne ; à caractéristiques comparables, seule l'Allemagne fait mieux, mais pour un coût réseau beaucoup plus élevé, de l'ordre de +15% pour un consommateur domestique moyen. L'enveloppe d'investissements d'Enedis continue d'augmenter. Les investissements dans les prochaines années doivent répondre à un enjeu d'amélioration de la qualité d'alimentation, mais également permettre **l'intégration des énergies renouvelables** (raccordements, extensions, renforcement d'ouvrages), Enedis anticipant environ 180 000 nouveaux producteurs sur la période 2013-2016.

Figure 3 : Trajectoire d'investissement hors Linky sur les réseaux de distribution d'Enedis (en M€ courants)

année	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (prev)
M€	2 016	2 275	2 504	2 789	3 036	3 115	3 124	3 052	3 208

Concernant les compteurs d'électricité communicants, le déploiement du nouveau compteur « Linky », a démarré le **1^{er} décembre 2015** et va se poursuivre jusqu'en **2021**. L'objectif est d'en installer 3 millions d'ici la fin de l'année 2016. Le déploiement des compteurs communicants débutera dans toutes les régions dès la première année, puis concernera toutes les capitales régionales dans un délai de deux ans et tous les départements dans un délai maximum de 3 ans.

La mise en œuvre des nouveaux compteurs doit permettre de mieux connaître les consommations des usagers et d'améliorer la qualité du service rendu au consommateur. Les relevés seront effectués à distance et ne nécessiteront donc plus la présence du client. En outre, ils seront plus fréquents et permettront des facturations sur la base de données réelles et non plus de données estimées. Le compteur permettra également de simplifier certaines opérations (changements de contrat, de fournisseur). Enfin, le compteur pourra favoriser l'émergence de services de maîtrise des consommations, auxquels il servira de support, et favorise l'apparition de nouvelles offres tarifaires, notamment afin d'inciter à la maîtrise de la consommation à la pointe.

Un comité de suivi du déploiement du compteur communicant a été mis en place, sous l'égide de la DGEC, depuis décembre 2014, afin de partager et de suivre, avec l'ensemble des parties prenantes, les enjeux liés au déploiement dans la durée.

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr)

Régis par les articles 321 et 342 du code de l'énergie, les S3RENr permettent de réserver, au bénéfice des énergies renouvelables, pour une période de 10 ans, les capacités de raccordement estimées nécessaires pour atteindre les objectifs fixés par les schémas régionaux du climat, de l'air, et de l'énergie (SRCAE). Elaborés par le gestionnaire de réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés puis approuvés par le Préfet, les S3RENr peuvent couvrir l'ensemble d'une région ou être divisés en volets géographiques particuliers.

Ces schémas mutualisent entre tous les producteurs d'énergie renouvelable les coûts des ouvrages électriques à créer, au moyen d'une quote-part identique pour tous les producteurs et associée à chaque S3RENr (ou à chaque volet particulier si cette option est mobilisée). Cette mutualisation permet d'éviter les effets de barrière et d'aubaine résultant de l'application du droit commun antérieur à la création des S3RENr, qui faisait reposer l'intégralité du financement sur le premier producteur dont le raccordement nécessitait la création d'un ouvrage.

Les ouvrages électriques à renforcer sont, quant à eux, financés par les gestionnaires de réseau. Comme dans le régime de raccordement ordinaire, les « ouvrages propres », c'est-à-dire les ouvrages depuis l'installation de production jusqu'aux ouvrages du S3RENr, sont financés par les producteurs. 21 S3RENr ont à ce jour été publiés.

Le décret n° 2016-434 du 11 avril 2016 pris en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venu conforter le régime des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables par :

- l'instauration d'une procédure d'adaptation permettant d'ajuster rapidement les schémas existants au rythme de déploiement des énergies renouvelables, s'il est plus rapide que prévu ;
- l'instauration d'une procédure de révision pour les modifications plus substantielles. Ses grands principes sont ceux qui ont présidé à l'élaboration réussie de la première génération des S3RENr ;
- un plafonnement du versement effectué par les producteurs d'énergie renouvelable pour leur raccordement dans les départements et régions d'outre-mer, ce qui permettra de favoriser le développement des énergies renouvelables dans ces territoires disposant d'un potentiel particulièrement intéressant.

Une Europe électrique en construction

Les réseaux de transport d'électricité des pays européens sont connectés les uns aux autres.

L'interconnexion des réseaux permet de rendre solidaires les pays voisins et de diversifier les sources de production. Par ailleurs, elle permet, en augmentant les échanges interrégionaux, de favoriser la concurrence et d'améliorer le fonctionnement du marché européen de l'électricité et l'intégration des énergies renouvelables.

Le réseau de transport d'électricité français est interconnecté avec 6 pays : la Grande-Bretagne, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et la Suisse. Les capacités d'interconnexion aux frontières françaises ont été constamment renforcées et représentent actuellement plus de 10% des capacités de production. Elles s'élèvent désormais à environ 16 GW pour l'export et 12 GW pour l'import. Ce taux d'interconnexion devrait encore augmenter à l'avenir : après la mise en service de l'interconnexion entre Baixas (près de Perpignan, en France) et Santa Llogaia (près de Figueras, en Espagne) en 2015, une nouvelle interconnexion avec l'Italie sera mise en service en 2019. Trois autres interconnexions sont en cours d'instruction avec la Grande-Bretagne, et d'autres sont à l'étude avec l'Espagne et avec l'Irlande.

En cas de flux trop importants aux frontières, il se forme des goulots d'étranglement, appelés congestions. Afin de gérer ce phénomène, des modalités d'allocation des capacités aux frontières sont mises en place. La coopération européenne vise à mettre en place un couplage des marchés permettant d'optimiser l'allocation des capacités d'interconnexion et donc de réduire les coûts d'approvisionnement sur les marchés.

Le 3^{ème} paquet « marché intérieur » adopté par les Etats membres de l'Union européenne en 2009, a mis en place plusieurs outils pour faciliter la construction de l'Europe électrique. Il prévoit notamment l'élaboration de « codes de réseaux », qui visent à harmoniser les pratiques européennes dans le domaine des réseaux, afin d'améliorer la sûreté électrique dans un contexte de développement rapide des énergies renouvelables. Le 3^{ème} paquet instaure également une démarche de planification des investissements : l'association des gestionnaires de réseaux européens (ENTSO-E) doit publier tous les deux ans un plan décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité européen (TYNDP). Chaque gestionnaire de réseau élabore ensuite son schéma décennal de développement du réseau, qui doit être cohérent avec le plan établi par ENTSO-E.

La sûreté de fonctionnement du système électrique

Assurer la sûreté du système électrique, c'est garantir que le réseau permette à la production et à la consommation d'être équilibrées à tout instant. Ceci constitue une mission conférée par la loi au gestionnaire du réseau de transport RTE.

Le réseau électrique permet la mutualisation des moyens de production

Dans chaque zone de consommation, l'équilibre entre l'offre et la demande doit avoir lieu et le réseau remplit une double fonctionnalité pour y parvenir. Il permet d'une part, au niveau de la zone de consommation, de relier les consommateurs aux producteurs. Par ailleurs, toutes les zones du territoire n'étant pas autonomes électriquement, le réseau assure une deuxième fonction, celle de relier les différentes zones de consommation et de permettre ainsi aux zones excédentaires d'alimenter les zones déficitaires qui ne sont pas autonomes électriquement. Cet équilibrage inter-régional se fait par le réseau à très haute tension THT (225 kV et 400 kV).

Le réseau THT actuel est construit et dimensionné en fonction de la répartition géographique actuelle des moyens de production et des principaux points de consommation. Il pourrait être amené à évoluer à l'avenir pour accompagner la transition énergétique. Conformément à l'article L.321-6 du code de l'énergie, RTE élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau, qui prend en compte la PPE et mentionne notamment les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans.

Le développement d'un réseau transeuropéen joue également un rôle majeur en matière de sûreté du système électrique en permettant la mutualisation et l'optimisation des capacités de production des pays et en contribuant ainsi à l'essor des énergies renouvelables en France et en Europe. L'intégration des énergies intermittentes est en effet facilitée en tirant avantage du « foisonnement »¹.

Prévisions de consommation et de production à court terme

Pour assurer la sûreté du système électrique, il est nécessaire de disposer de **flexibilité** infra-journalière pour faire face aux variations de court terme de la demande et de l'offre. La demande électrique, d'une part, varie à l'échelle de quelques heures en fonction des variations de nébulosité (et donc d'éclairage), de l'utilisation des appareils électriques, des grands événements sportifs... L'offre d'électricité, d'autre part, dépend de la production des énergies renouvelables intermittentes et des arrêts imprévus de certaines centrales.

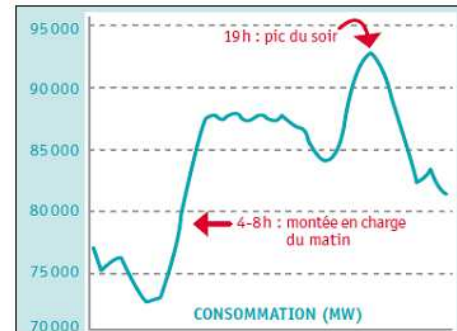
RTE prévoit la consommation électrique du lendemain par des outils de modélisation tenant compte des consommations passées et des données météorologiques. Parallèlement, RTE prévoit la production électrique. Certaines productions renouvelables étant étroitement liées aux conditions météorologiques, RTE s'est doté en 2010 d'un outil lui permettant désormais, en partenariat avec les producteurs et Météo France, de disposer à chaque instant des données nécessaires pour prévoir l'évolution de la production éolienne et solaire.

¹ L'agrégation des énergies renouvelables permet de réduire statistiquement la variabilité de leur production et facilite la gestion de l'intermittence.

Ces prévisions de production et de consommation sont mises à la disposition du public sur Internet ou via une application smartphone :

<http://www.rtefrance.com/fr/developpement-durable/eco2mix>

Figure 4 : Illustration des variations journalières de la demande électrique



Réserves et mécanisme d'ajustement : des outils supplémentaires à disposition de RTE pour assurer la sûreté du système électrique

Afin d'ajuster en temps réel les niveaux de production et de consommation sur le territoire, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables à très brève échéance : les réserves primaires et secondaires (appelées services système) et le mécanisme d'ajustement.

Les services système constituent un moyen d'équilibrage du réseau mutualisé et coordonné au niveau européen, qui mobilise l'ensemble des installations de production raccordées au réseau, au dessus d'une certaine puissance. Ces dernières sont tenues de réserver une partie de leur puissance disponible à des fins d'équilibrage du réseau. Ces réserves sont activables très rapidement (moins de 30 secondes pour la réserve primaire et moins de 15 minutes pour la réserve secondaire) et sont utilisées en permanence afin d'assurer l'équilibre entre production et consommation.

Ces réserves doivent être complétées par des dispositifs complémentaires, à même de permettre au réseau d'absorber des incidents majeurs comme la déconnexion d'une centrale nucléaire, ou la perte d'une ligne à très haute tension. C'est pourquoi il existe une réserve tertiaire, aussi appelée mécanisme d'ajustement. Ce mécanisme de marché a été mis en place par RTE en 2003 et contribue à la sûreté du système électrique.

RTE fait appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. Les acteurs du marché qui disposent de réserves de flexibilité communiquent à RTE des offres à la hausse et à la baisse par rapport à leur programme de fonctionnement. RTE sélectionne ensuite ces offres en fonction de leur coût et de leurs conditions techniques d'utilisation. Ce mécanisme fonctionne sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Énergie.

Ce mécanisme permet également de résoudre les « congestions » sur le réseau, lorsque l'acheminement de l'énergie est entravé par des goulots d'étranglement. Ce phénomène se produit par exemple en cas de défaillance d'une ligne électrique, lorsque les capacités des lignes voisines sont insuffisantes pour transporter l'électricité.

Par ailleurs, RTE participe également à des mécanismes d'ajustement transfrontaliers. C'est notamment le cas du mécanisme BALIT (BALancing Inter TSO) qui permet des échanges bilatéraux entre gestionnaires de réseaux de transport d'énergie d'ajustement. Ce mécanisme est en place sur l'interconnexion France-Royaume-Uni depuis décembre 2010. Il a été étendu en juin 2014 à la région Sud-Ouest de l'Europe (France-Espagne-Portugal), marquant une étape importante vers une coopération et une coordination plus étroites des marchés d'ajustement dans cette région.

- Sidonie BLANCHARD, Clément ROBERT,
Sabine CORCOS

N°21

Augmenter la flexibilité des systèmes énergétiques

Les objectifs de la France en matière d'efficacité énergétique et d'intégration des énergies renouvelables vont nécessiter des systèmes beaucoup plus réactifs. Dans ce contexte, les systèmes énergétiques dits "intelligents" devraient être appelés à jouer un rôle fondamental.

En 2015, la croissance du marché mondial des systèmes électriques « intelligents » s'est accélérée par la poursuite des investissements en Asie, tandis que le marché européen est tiré par l'accélération du déploiement de compteurs communicants.

Le stockage d'énergie reste dominé par les technologies de pompage hydraulique (STEP) avec un flux croissant de projets sur les nouvelles technologies, notamment électrochimiques et l'arrivée de stockage résidentiel en aval compteur. 2015 marque une année de rupture où les projets de stockage par batterie deviennent des projets commerciaux et non plus des projets de démonstration.

En France, les premiers déploiements à grande échelle de solutions smart grids commenceront dès 2016 suite à l'annonce des territoires lauréats de l'appel à projets "Réseaux électriques intelligents". Les réflexions sur les nouveaux modèles réglementaires et réglementaires se poursuivent.

Que visent les systèmes énergétiques intelligents ?

Les systèmes énergétiques (électricité, gaz, chaleur, froid) intelligents permettent de répondre à **quatre défis de la transition énergétique** :

1. **L'efficacité énergétique** via le pilotage de la demande avec des consommateurs actifs dans la maîtrise fine de leur consommation ;
2. **L'optimisation des investissements dans les réseaux de distribution et de transport** via l'utilisation de nouveaux équipements qui leur offrent une plus grande flexibilité ;
3. **L'insertion massive de moyens décentralisés de production renouvelable**, notamment les productions variables sur les réseaux électriques ;
4. **L'insertion des véhicules électriques sur les réseaux électriques** avec la problématique de gestion de la charge.

Ces défis mettront les réseaux énergétiques sous contrainte avec des variations d'amplitude croissante en appel de puissance, alors que la demande en

énergie suivra une tendance globalement baissière en France. Les moyens de flexibilité contribuant à une meilleure gestion dynamique des réseaux énergétiques sont répartis en quatre grandes familles à savoir la production flexible, le développement des réseaux, la flexibilité de la demande et le stockage d'énergie. Le stockage thermique et le vecteur hydrogène permettent notamment d'apporter des gisements de flexibilité dans les usages, et entre réseaux électriques, thermiques et gaziers.

Le déploiement des technologies de systèmes énergétiques intelligents a donc un rôle essentiel à jouer comme clef-de-voûte de la transition énergétique en support à l'efficacité énergétique, au développement des énergies renouvelables et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les usages de l'hydrogène pour son volet mobilité sont traités dans la fiche n°7 : « Développer les véhicules propres ».

Quels objets et quelles fonctions au service de l'évolution des réseaux ?

L'évolution vers plus d'intelligence des réseaux devrait combiner le déploiement de nouvelles familles d'équipements (capteurs, équipements télé-opérables, équipements de communication, ...), le remplacement des équipements existants par des équipements numériques et le développement de logiciels et systèmes informatiques capables de traiter les volumes d'informations collectés sur les réseaux. Les deux graphes en annexe présentent les objets et fonctions intelligentes du réseau public de transport (source : RTE) et du réseau public de distribution d'électricité (source : ERDF).

Le déploiement des compteurs communicants d'électricité a démarré et s'étendra jusqu'en 2021

Le déploiement massif de compteurs communicants d'électricité Linky a démarré le 1^{er} décembre 2015 et se poursuivra jusqu'en 2021.

Une présentation plus détaillée est faite dans la fiche intitulée « les réseaux électriques ». Les informations relatives au déploiement sont également à consulter à l'adresse : <https://espace-client.erdf.fr/accueil-linky>

Concernant les compteurs communicants de gaz (projet « Gazpar »), une phase d'expérimentation de 150 000 clients dans 24 communes pilotes a démarré en 2016 avant un déploiement à grande échelle entre 2017 et 2022. Une présentation plus détaillée est faite dans la fiche intitulée « les infrastructures gazières ».

Etat des lieux des marchés

Réseaux électriques intelligents

A l'échelle mondiale, Bloomberg New Energy Finance (BNEF) a estimé que le marché des technologies de réseaux électriques intelligents a continué de croître en 2015 pour atteindre 19,4 milliards (Md\$) de dollars, soit un quasi doublement par rapport à 2010 (10,4Md\$). Le périmètre de BNEF inclut notamment les infrastructures de comptage et l'automatisation des réseaux de distribution mais n'inclut pas les technologies de réseaux de haute tension. Ce marché est en expansion avec la montée en puissance de l'installation de compteurs communicants, en Europe (plus de 11 millions de compteurs installés en 2015 contre 6 millions aux Etats-Unis) mais également en Asie, principalement au Japon avec plus de 2 Md\$.

Au niveau européen, le Centre de Recherche Commun (JRC) de la Commission européenne a publié en 2014 une mise à jour du panorama à l'échelle européenne des projets de Recherche, Développement, Démonstration et Déploiement de réseaux électriques intelligents. Hors projets de déploiement de compteurs communicants, 459 projets totalisant un budget de 3,15 Mds€ ont été initiés depuis 2002, dont 221 projets étaient en cours en 2014 (budget total de 2 Mds€).

Plus de la moitié du budget total provient de quatre pays (France, Royaume-Uni, Allemagne et Espagne) et la moitié des financements proviennent de sources publiques européennes ou nationales (incluant le Low Carbon Network Fund financé par le régulateur britannique Ofgem).

La France et le Royaume-Uni se distinguent dans ce rapport comme les plus grands contributeurs européens en terme de budget avec chacun 500 M€ environ de financements privés et publics (nationaux et européens). Pour la France, près de 80% des budgets ont été consacrés à des projets de démonstration.

Stockage d'énergie

D'après le rapport ETP 2015 (Energy Technologies Perspectives, réalisé par l'Agence Internationale de l'Energie), **la puissance installée de stockage a aujourd'hui dépassé 145 GW dans le monde**, dont 97% de Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP) et 2,4 GW de puissance de stockage thermique connectés au réseau. Ce chiffre ne tient pas compte des capacités de stockage thermique non connectées au réseau, du fait de la difficulté à estimer ces capacités.

Selon ce rapport, depuis 2005, le développement rapide de capacités de production éolienne et photovoltaïque a conduit de nombreux pays en recherche de flexibilité à installer des capacités de stockage à grande échelle connectées au réseau. Ainsi, entre 2005 et 2014, la puissance installée de batteries grande-échelle est passée de 120 MW à 690 MW (également grâce à une très forte réduction du

coût de ces batteries et à une amélioration de leur performance) et la puissance de stockage thermique est passée de 250 MW à 2420 MW.

En 2015, BNEF estime que près de 450 MW de stockage (hors STEP) ont été commandées, contre 160 MW par rapport en 2014. Les Etats-Unis et l'Asie représentent les principaux marchés. L'usage principal est du réglage de fréquence suivi par l'intégration des énergies renouvelables. Le stockage en aval compteur, avec la mise sur le marché de kits, est amené à continuer à se développer en 2016. 2015 marque une année record pour le stockage d'énergie et les perspectives pour 2016 sont encore à la hausse.

Des initiatives locales de déploiement de capacités de stockage émergent. Par exemple, la Californie a mis en place un programme visant à obliger les opérateurs du système électrique (3 opérateurs sont concernés) à disposer de 1,3 GW de stockage d'ici 2020, avec un plafond pour les projets de stockage hydraulique à 50 MW. Ces installations doivent être mises en services avant fin 2024.

Perspectives d'évolution des réseaux gaziers

Pour favoriser le développement de l'injection du biométhane dans les réseaux gaziers, des études ont été initiées pour résoudre les problèmes de capacité d'absorption des réseaux comme la possibilité de rebours du gaz injecté du réseau de distribution au réseau de transport.

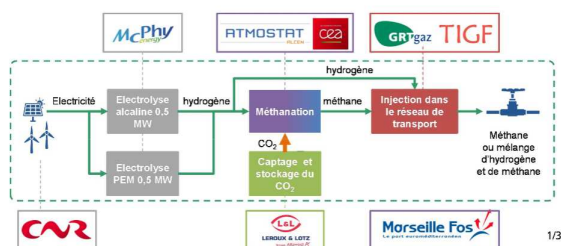
Par ailleurs, des expérimentations sont en cours concernant l'injection d'hydrogène dans le réseau gazier dans le cadre de projets dits « power-to-gas ». Le principe du « power-to-gas » est d'utiliser un éventuel excédent d'électricité d'origine renouvelable pour produire de l'hydrogène avec un rendement énergétique d'environ 55 à 70 % (sans valorisation de la chaleur produite), qui peut ensuite être injecté directement dans les réseaux de gaz naturel ou être associé à du CO₂ pour produire du méthane de synthèse (réaction de méthanation). L'hydrogène et le méthane de synthèse ainsi produits ont pour vocation principale d'être utilisés directement, notamment pour la production de chaleur et les transports. Toutefois, la production d'électricité à partir de ce gaz (chaîne « power-to-gas-to-power » avec un rendement électrique de l'ordre de 25 à 40 %, et un rendement énergétique de l'ordre de 70 % si la chaleur produite est valorisée) semble aujourd'hui pertinente uniquement pour des usages nécessitant un stockage d'énergie inter-saisonnier, notamment pour des sites isolés.

Dans le cadre de la COP21, GRTgaz et ses partenaires industriels ont annoncé officiellement le lancement du premier projet Power to Gas raccordé au réseau de transport de gaz français, baptisé Jupiter 1000 et bénéficiant d'une aide du programme « Investissements d'avenir ». Par ce projet, GRTgaz a pour ambition de mettre en œuvre à l'échelle industrielle une installation innovante de production d'hydrogène d'1 MWélec constituée de deux

électrolyseurs de deux technologies différentes : PEM (membrane) et Alcaline.

Le démonstrateur sera également constitué d'une unité de captage de CO₂ sur des fumées industrielles (implanté chez un industriel partenaire à proximité du site) et d'une unité de méthanation pour convertir l'hydrogène produit et le CO₂ ainsi recyclé en méthane de synthèse.

Sept partenaires français aux compétences complémentaires - Atmosstat, le CEA, CNR, Leroux et Lotz Technologies, McPhy Energy, TIGF et le Grand Port Maritime de Marseille - s'associent à GRTgaz pour construire ce premier démonstrateur dont la mise en service est prévue en 2018.



Par ailleurs, ENGIE expérimente l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel d'un nouveau quartier et l'injection d'un carburant composé d'hydrogène et de gaz naturel (hythane) dans une station de bus GNV de la Communauté Urbaine de Dunkerque.

Les actions de développement de la filière

Projets de démonstration financés par l'ADEME

Deux appels à manifestation d'intérêt (AMI) ont été lancés en 2009 et 2010 dans le cadre du Fonds Démonstrateur de Recherche et financés par cette action. Un troisième puis un quatrième AMI ont été lancés respectivement en 2011 et 2012 dans le cadre de l'action « réseaux électriques intelligents » du programme des investissements d'avenir (PIA) opérée par l'ADEME. Un cinquième AMI a été ouvert de mars 2014 à octobre 2016.

Ces AMI ont donné lieu au 31 décembre 2015 à la contractualisation de 18 projets, dont plusieurs sont en cours de réalisation, pour un budget total de plus de 300 M€ soutenus à hauteur de 92 M€ par les Investissements d'Avenir. Différentes briques de démonstration technologique nécessaires à l'émergence des réseaux électriques intelligents ont ainsi fait l'objet de ces appels à manifestation d'intérêt. Les descriptions de ces projets sont disponibles sur le site de l'ADEME à la page dédiée aux Investissements d'Avenir.

Concernant le stockage et la conversion d'énergie, un premier AMI a été ouvert de décembre 2013 à janvier 2015, couvrant à la fois le stockage de l'énergie et la conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène. En 2015, 3 nouveaux projets ont été désignés lauréats. Un second appel à projets est ouvert depuis août 2015 et se clôturera en avril 2017. A ce stade, un nouveau projet a été sélectionné dans le cadre de ce nouvel

appel à projet. Au total, 10 projets font ainsi l'objet d'une contractualisation pour un soutien à hauteur de 41 M€ par les Investissements d'Avenir.

Initiatives PME, un nouvel outil d'aide à l'innovation pour les PME

Fin 2015, un dispositif de soutien spécifique aux PME a été lancé à travers l'appel à projets Initiatives PME. Ces appels à projets sont réservés aux PME et permettent de financer des projets dont le montant est inférieur à 400 000€.

En mars 2016, 14 dossiers ont été sélectionnés dans l'appel à projets « systèmes électriques intelligents » sur 41 projets présentés, représentant un soutien de 2,6 M€ sur un total de 6,4 M€, Concernant l'appel à projets « stockage », 5 dossiers ont été retenus sur les 16 déposés, représentant un soutien de 1 M€ sur un total de projets de 2,6 M€.

Un des outils européens du Programme Horizon 2020 : l'ERA-Net Smart Grids Plus

L'appel à projets ERA-Net Smart Grids Plus, un des outils européen du programme Horizon 2020 qui rassemble des fonds nationaux abondés jusqu'à 50% par la Commission, **visent à renforcer la coopération des pays européens dans le domaine.**

Cette action vise à susciter des coopérations de R&D dans lesquelles figureront des partenaires (acteurs de la recherche, grands groupes ou PME) issus d'au moins 2 pays européens et donc à tester des technologies ou méthodes dans des contextes techniques et culturels variés.

Le budget du premier appel à projets a été de 40 millions d'euros au total pour la vingtaine d'Etats concernés. Du côté de la France, l'opérateur est l'ADEME via 3 millions d'euros de subventions et 7 millions d'euros d'avances remboursables issus du PIA. Un projet français, en coopération avec l'Allemagne et le Portugal, fait partie des lauréats et se voit accorder un soutien de 1,8 M€. Un second appel à projets est ouvert depuis avril 2016.

Le concours mondial d'innovation

La Commission Innovation 2030 a identifié dans son rapport le stockage d'énergie comme l'une des sept ambitions pouvant représenter des opportunités majeures pour l'économie française. Le Concours Mondial de l'Innovation (CMI) a été lancé en décembre 2013 pour faire émerger les talents et futurs champions de l'économie française. Le CMI est opéré par Bpifrance et financé à hauteur de 300 millions d'euros par le Programme d'Investissements d'Avenir. Le CMI est organisé en trois phases :

- **la phase d'amorçage** visant à sélectionner des projets au stade amont de leur développement. Suite à un premier appel à projets, 14 projets ont été retenus dans le cadre de l'ambition stockage de l'énergie en 2014. Un nouvel appel à projets a

été lancé en 2015, conduisant à la sélection de 6 projets début 2016.

- **la phase d'accompagnement**, ciblant des projets prometteurs dans des travaux de développement de plus grande ampleur. Les projets ne sont pas nécessairement des projets ayant été soutenus en phase d'amorçage. 5 projets ont été retenus en 2015
- **la phase de développement** soutiendra une sélection de projets dans leur industrialisation parmi les projets accompagnés en phase d'accompagnement.

Les plans de la Nouvelle France Industrielle

Parmi les 34 plans industriels initiés par le Ministère en charge de l'industrie, de l'économie et du numérique, **2 plans concernent plus particulièrement les réseaux électriques intelligents et le stockage de l'énergie.**

Le plan sur les réseaux électriques intelligents, piloté par RTE, estime que le chiffre d'affaires de la filière française représente 3 milliards d'euros et 15 000 emplois aujourd'hui. **Ce plan a vocation à consolider les filières électriques et informatiques françaises sur de nouveaux marchés à forte croissance et créateurs d'emplois.** Les 10 actions proposées par le plan¹, ont pour objectif de porter le chiffre d'affaires de la filière à 6 milliards d'euros et d'atteindre 25 000 emplois d'ici 2020.

Un appel à candidatures et à projets a été lancé le 15 avril 2015 dans le cadre du plan « Réseaux électriques intelligents ». **Les dossiers Flexgrid (PACA), Smile (Bretagne / Pays de la Loire) et You&Grid (Métropole européenne de Lille, Nord Pas de Calais) sont lauréats.** Les deux premiers dossiers bénéficieront, en plus des 50M€ dédiés des Investissements d'Avenir, des investissements des gestionnaires de réseaux. Le projet SMART COMMUNITY NORD, déposé par la collectivité de Martinique, fera l'objet d'un accompagnement adapté, dans le cadre de la mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Martinique.

Le plan sur l'autonomie et la puissance des batteries, piloté par le CEA LITEN, porte sur le **développement de l'offre industrielle de deux segments complémentaires de la filière du stockage d'énergie : les batteries**, qui offrent un bon rendement sur de courtes à moyennes durées, **l'hydrogène**, qui permet de stocker sur de longues durées (stockage inter-saisonnier). La feuille de route validée en mars 2014 propose 14 actions (4 sur les batteries, 8 sur l'hydrogène et 2 sur les collaborations internationales) portant sur des briques de systèmes de stockage d'énergie, des démonstrations de systèmes complets ou le déploiement d'infrastructures de distribution d'hydrogène. **Le plan promeut également l'hybridation entre les filières batteries et hydrogène** comme point différenciant des acteurs français dans une perspective du décollage du marché à moyen terme. Enfin, il cherche à mettre en

place des coopérations internationales notamment sur les volants à inertie et les batteries de grande capacité. En 2015, le plan a été intégré à la famille « mobilité écologique » qui regroupe plusieurs plans industriels. Une feuille de route mobilité hydrogène a été rédigée par les industriels de la filière à cet effet et affiche l'ambition de 100 stations de recharge et 1000 véhicules hydrogène d'ici 2020.

Un cadre d'expérimentation prévu dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Plusieurs articles de la loi visent à permettre des **expérimentations en matière de flexibilité des réseaux énergétiques.**

La possibilité **d'expérimentation d'un service de flexibilité locale** est introduite. L'objectif est de permettre à des collectivités de fédérer un ensemble de consommateurs, de producteurs et d'autres acteurs afin de corréler la consommation et la production sur une boucle locale du réseau public de distribution d'électricité et d'offrir ainsi au gestionnaire de réseau de distribution un service de flexibilité local. Les expérimentations menées feront l'objet d'une évaluation avant août 2019 pour déterminer s'il y a lieu de prolonger cette possibilité pour quatre années supplémentaires.

Nouveaux outils et mécanismes de marché

Le mécanisme de capacité et les dispositifs pour l'effacement

Étant donné qu'il est équivalent en termes d'équilibre offre-demande d'électricité d'accroître la production ou de réduire la consommation, **les effacements de consommation peuvent être un levier de flexibilité économiquement efficace.** Les dispositifs relatifs à l'effacement sont détaillés dans la fiche « la production d'électricité et l'effacement de consommation en France ».

Par ailleurs, le **mécanisme de capacité est un nouveau dispositif qui vise à garantir la sécurité d'alimentation électrique à moyen terme.** Le mécanisme est détaillé dans les fiches « la production d'électricité et l'effacement de consommation en France » et « garantir la sécurité du système électrique ».

Renforcement de la flexibilité des réseaux gaziers

Dans le secteur gazier, la loi de transition énergétique pour la croissance verte a prévu des dispositions pour renforcer la flexibilité des réseaux avec des mesures sur l'interruptibilité ou incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation, notamment pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

Installation des systèmes de stockage sur les parcs éoliens et photovoltaïques lauréats des Appels d'Offres dans les zones non interconnectées

Dans les zones non interconnectées (collectivités d'outre-mer + Corse), le seuil technique de puissance

¹ <http://www.rte-france.com/sites/default/files/fdroute.pdf>

injectée par les énergies intermittentes, notamment photovoltaïques et éoliennes, est fixé à 30% de la consommation instantanée. Cette limite technique étant régulièrement atteinte dans **les îles de La Réunion, Guadeloupe et Martinique, des appels d'offres de la CRE sur l'éolien (2010) et les grandes installations photovoltaïques (2012) ont imposé l'installation concomitante de capacités de stockage d'énergie** afin d'apporter des services aux réseaux électriques. Par ailleurs, la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la Corse fait évoluer ce seuil de déconnexion pour le porter à 35% dès 2018 avec un objectif de 45% d'ici 2023. Les zones non interconnectées d'outremer devraient s'en inspirer.

Pour l'éolien, neuf projets totalisant 66 MW ont été retenus en mars 2012 comme lauréats. A ce jour, aucun projet lauréat de l'appel d'offres n'a encore été mis en service.

Pour le photovoltaïque, les lauréats du lot spécifique aux territoires ultramarins de l'appel d'offres de 2012 (17 centrales au sol retenues pour une puissance cumulée de 59 MW) ont commencé l'installation des capacités de stockage, et ont reçu une extension de délai d'un an pour la mise en ligne opérationnelle.

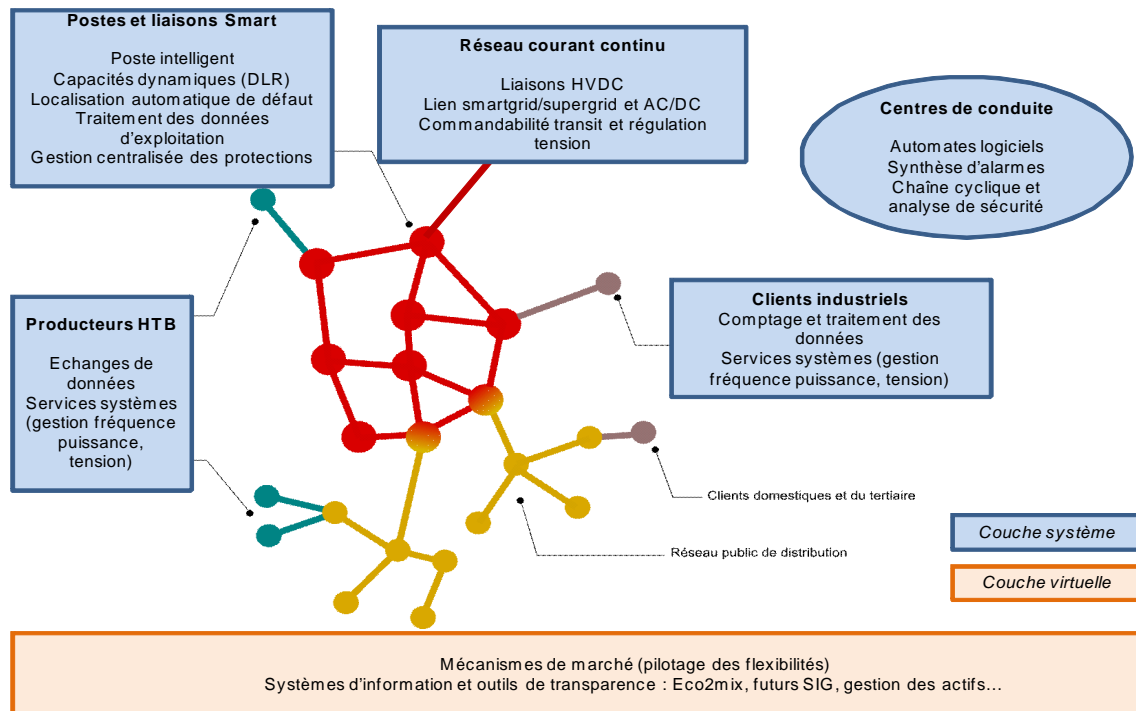
Un nouvel appel d'offres de 50 MW pour des installations photovoltaïque de puissance supérieure à 250 kWc couplées à un moyen de stockage dans les zones non interconnectées (ZNI) a été lancé en mai 2015 pour un volume total de 50 MW. Les lauréats ont été désignés en juin 2016 : 33 projets ont été sélectionnés pour une puissance installée totale de 52 MW et un prix moyen pondéré de 204 €/MWh.

Un tarif d'achat pour les installations éoliennes favorisant le stockage d'énergie dans les zones exposées au risque cyclonique

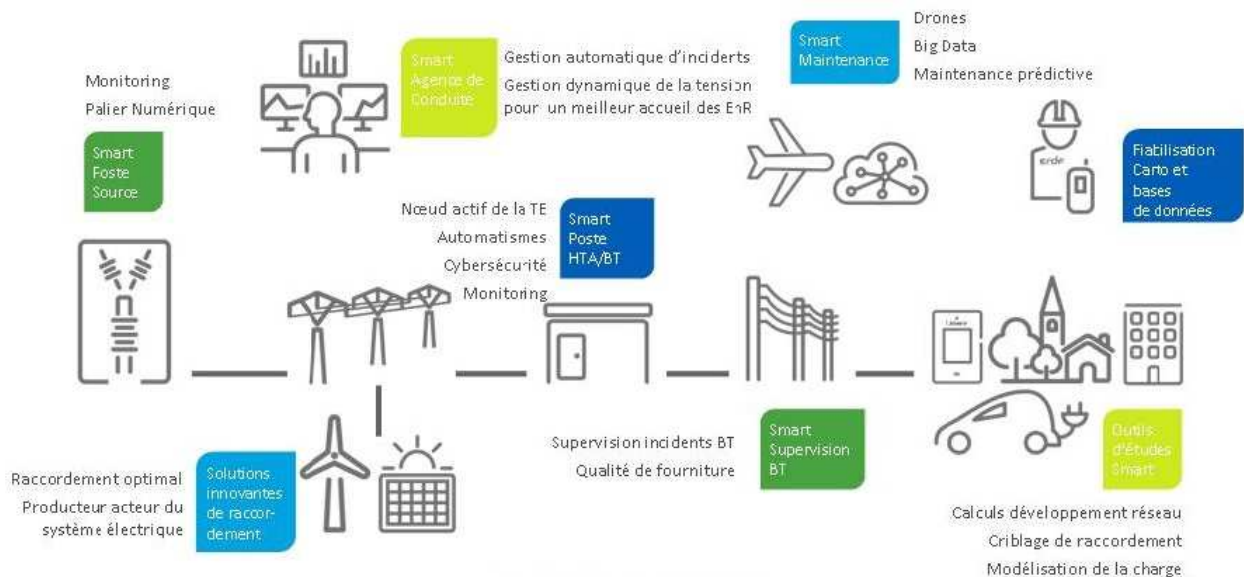
Cet outil est présenté dans la fiche intitulée « éolien ».

- Cédric THOMA, Sabine CORCOS, Louise ORIOL,
Clément ROBERT, David KREMBEL,
Pascal BARTHE.

Les objets et fonctions Smart du RPT



Source : RTE



Source : Enedis

La Biomasse Energie

La ressource énergétique la plus anciennement utilisée et la première filière renouvelable, avec un fort potentiel de développement à un coût compétitif.

La biomasse énergie, comprenant la production d'énergie à partir de biomasse solide, de biomasse gazeuse ou de biomasse liquide/biocarburants (cf. fiche n°23), est la première source d'énergie renouvelable en France. Ces filières sont appelées à prolonger et amplifier leur développement. Mais elles doivent tenir compte du fait que la ressource nationale en biomasse, bien qu'abondante, est complexe à mobiliser. L'atteinte de nos objectifs nationaux de production d'énergie renouvelable à partir de biomasse constitue ainsi un défi ambitieux.

La biomasse : première source d'énergie renouvelable

La filière **Biomasse** représente plus de **55% de la production d'énergie finale renouvelable** en France. Hors biocarburants (cf. fiche n°23), ce pourcentage reste très conséquent, proche de 45%. Le PNA EnR (Plan National d'Actions pour les énergies renouvelables) prévoit une augmentation de cette part de la biomasse dans le mix énergétique renouvelable jusqu'en 2020 : la quantité d'énergie finale produite à partir de biomasse solide ou gazeuse devrait ainsi augmenter de 8,5 Mtep entre 2014 et 2020 (+67%). Ce qui correspond à 60% de l'augmentation prévue de la production d'énergie renouvelable sur cette période.

La biomasse énergie est prépondérante dans la production de chaleur renouvelable (80% environ), la chaleur renouvelable représentant la moitié de la production nationale d'énergie renouvelable.

Ainsi, sans être la plus médiatisée, cette filière est bien la **principale filière de production d'énergie renouvelable** en France.

La part de la biomasse solide est la plus conséquente : il s'agit de la production de chaleur, ou de cogénération chaleur / électricité, à partir de bois principalement, mais aussi de déchets ou de produits agricoles. La production d'énergie à partir de ces ressources augmente rapidement, du fait notamment des politiques de soutien volontaristes mises en place (crédits d'impôts, Fonds chaleur, appel d'offres cogénération biomasse..., voir plus bas).

En dépit de ce dynamisme, la biomasse solide affiche un retard significatif par rapport à l'objectif intermédiaire prévu en 2014 (9,1 Mtep réalisé, contre 12,5 Mtep prévus dans la trajectoire). Ces chiffres traduisent notamment le fait que les températures hivernales ont été particulièrement douces en 2014, impactant fortement à la baisse la consommation de bois énergie des ménages en particulier. Mais quoi qu'il en soit, la tendance observée sur les dernières années indique que l'atteinte de l'objectif 2020 pour la biomasse solide,

17,1 Mtep, va représenter un défi ambitieux (voir les graphiques ci-dessous).

La production d'énergie à partir de biomasse gazeuse se fait, elle, via la récupération de gaz de décharges, mais aussi grâce à la méthanisation de résidus agricoles ou encore de déchets de l'industrie agro alimentaire ou domestiques. Elle progresse au rythme prévu par le PNA EnR, mais son poids dans l'ensemble de la biomasse énergie demeure faible, de l'ordre de 2% – et ne devrait a priori pas dépasser les 5% à horizon 2020.

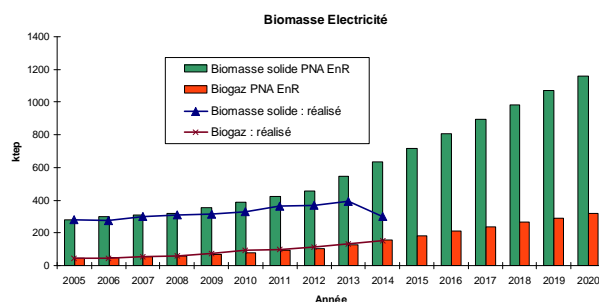


Figure 1 - Trajectoire biomasse électricité (source : DGEC, non corrigé des variations climatiques ; en ktep)

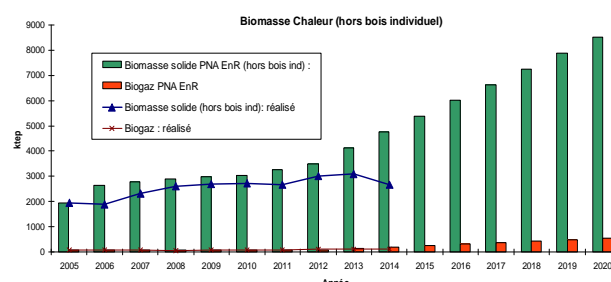


Figure 2 - Trajectoire biomasse chaleur, hors chauffage individuel au bois (source : DGEC, non corrigé des variations climatiques ; en ktep)

Le Chauffage Individuel au Bois

Le chauffage individuel au bois représente la **première source d'énergie renouvelable** en France (devant l'hydraulique, qui arrive en seconde position) ; il représente à lui seul, en 2014, près de 60% de la chaleur renouvelable sur le territoire, et environ deux tiers de la production d'EnR à partir de biomasse solide ou gazeuse.

Il est **en fort développement** en termes de nombre de ménages concernés. Toutefois, il n'est pas prévu d'accroissement significatif de ce poste, en énergie primaire, d'ici 2020 : le PNA EnR prévoit en effet une augmentation du nombre de logements chauffés au bois (de moins de 6 millions en 2005 à 9 millions en 2020), mais pour une augmentation limitée des volumes de bois correspondants, grâce

à l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils et de l'isolation des logements.

C'est bien la tendance qui est constatée. Selon une étude publiée par l'ADEME en 2013, le volume de consommation en bois bûches est relativement stable par rapport à 1999. Cependant, le nombre de ménages utilisateurs a fortement augmenté passant **de 5,9 millions à 7,4 millions de ménages** (et la part de ces ménages pour lesquels le bois est le moyen de chauffage principal est passée de 30 à 50% dans le même temps).

Enfin, il est constaté sur le parc une baisse significative des foyers ouverts et un renouvellement des appareils de chauffage anciens, ce qui contribue à répondre à l'enjeu de la qualité de l'air – car la combustion doit se faire dans les meilleures conditions pour limiter les émissions, ce que permettent les appareils récents et performants. Cette amélioration résulte principalement de l'éligibilité au **crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)** des équipements de chauffage au bois installés chez les particuliers : de l'ordre de **500 000 ventes** sont ainsi **enregistrées chaque année dont 56 % sont éligibles au CITE**. La part des foyers fermés/inserts au sein de ce marché diminue par ailleurs au profit des poêles, qui représentent plus de 60 % des ventes totales.

Le chauffage individuel au bois ne devrait plus représenter en 2020 que 40% environ de la production d'EnR à partir de biomasse solide ou gazeuse. Ceci suppose une augmentation particulièrement conséquente des autres filières – notamment grâce au Fonds chaleur renouvelable.

Le Fonds Chaleur Renouvelable

Ce fonds, géré par l'ADEME, soutient la construction d'installations de production de chaleur renouvelable (à partir de biomasse, biogaz, géothermie, solaire...) dans l'industrie, le collectif, le tertiaire et le secteur agricole ainsi que les réseaux de chaleur. Il a été doté de **1,5 milliards d'euros sur la période 2009-2015**. En ce qui concerne la biomasse énergie, le Fonds chaleur permet l'allocation par l'ADEME d'aides régionales à des installations de chauffage dans les secteurs collectif et tertiaire.

Il existe également chaque année un appel à projets national Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT), qui s'adresse aux entreprises des secteurs industriel, agricole et tertiaire et concerne les installations produisant plus de 1 000 tep/an à partir de biomasse. Un 8^{ème} appel à projets BCIAT lancé en septembre 2015 va permettre de soutenir dix nouvelles installations portant à 120 le nombre d'opérations réalisées ou en cours depuis 2009, pour une production thermique annuelle à partir de biomasse supérieure à 330 000 TEP.

Les projets sont sélectionnés en tenant compte notamment de leur efficacité énergétique, de leurs plans d'approvisionnement prévisionnels, et de leur conformité aux valeurs limites d'émissions de polluants atmosphériques, définies en fonction des

exigences spécifiques des zones d'implantation des installations.

Les critères en matière de « durabilité » ont par ailleurs été renforcés, avec l'exigence d'une certaine proportion de produits certifiés PEFC ou équivalent (label de gestion forestière durable) à intégrer dans l'approvisionnement en biomasse sylvicole.

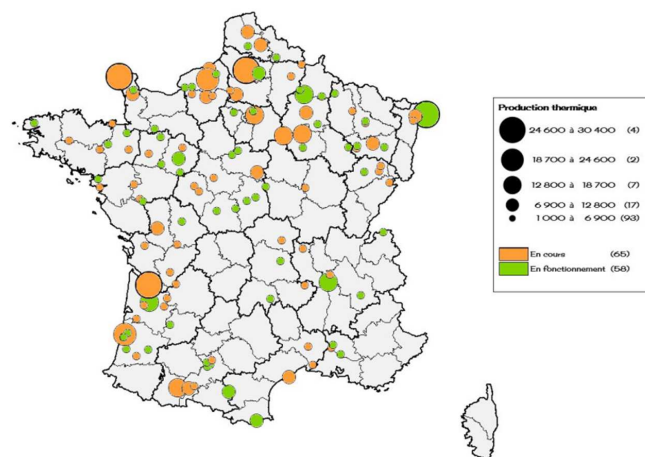


Figure 3 - Carte des projets retenus aux appels à projets BCIAT (Biomasse, Chaleur, Industrie, Agriculture, Tertiaire) du fonds chaleur sur la période 2009-2015

De 2009 à 2015, le **fonds chaleur** a permis le financement de plus de 3400 installations, représentant une production d'énergie de près de **1,8 Mtep/an** – dont **1,2 Mtep/an à partir de biomasse** (incluant le biogaz).

En termes d'installations et d'équipements industriels, on constate que le parc actuel de **réseaux de chaleur** s'est **étendu de près de 1700 km** entre 2009 et 2015 ; au total, **670 réseaux** ont été **soutenus** par le Fonds Chaleur sur cette période.

En termes d'emploi, la première période du fonds chaleur (2009-2013) a permis la création d'environ **10 000 emplois**¹ supplémentaires pérennes. Dans le cadre d'un scénario tendanciel suivant le rythme actuel de développement des installations (budget annuel constant du Fonds Chaleur), la création d'emplois pourrait atteindre **20 000 emplois en 2020**. Environ 50 % de ces emplois sont indirects : les emplois directs sont ceux directement concernés par la chaîne de production et d'exploitation des biocombustibles à l'exemple des travaux forestiers (abattage, débardage, broyage) ou de la fabrication et l'entretien des chaudières, alors que les emplois indirects sont les emplois sous-traités à des acteurs extérieurs à la filière, à l'exemple des achats externes (tôlerie, tubes, fontes, équipements) ou de

¹ L'ensemble de la filière du bois énergie regroupait environ 60 000 emplois en France en 2010 (fabrication du matériel, production et distribution du combustible...), dont 10% d'emplois indirects. (source : *Marché actuel des nouveaux produits issus du bois et évolutions à échéance 2020*, PIPAME, fév 2012).

la fabrication de machines outils (abattage, débardage, broyage).

Enfin, en termes d'impact sur les importations d'énergie fossile, la première période du fonds chaleur (2009-2013) a permis la **substitution annuelle de plus d'un million de tep**. En prenant en compte un prix du baril de pétrole de 50 \$ (1 baril = 0,136 tep) soit 350 €/tep, l'économie nationale annuelle associée à la réduction des importations d'énergies fossiles correspond à environ **350 millions d'euros par an**, pour une mise initiale de l'État de 1,1 milliard d'euros dans le Fonds chaleur. Dans le cadre d'un scénario tendanciel suivant le rythme actuel de développement des installations, la substitution annuelle d'énergie fossile supplémentaire pourrait atteindre plus de **2,5 Mtep en 2020**.

Le caractère **efficace** du fonds chaleur n'est donc plus à démontrer, et a notamment été salué par la Cour des Comptes dans son rapport sur la politique de développement des énergies renouvelables en 2013.

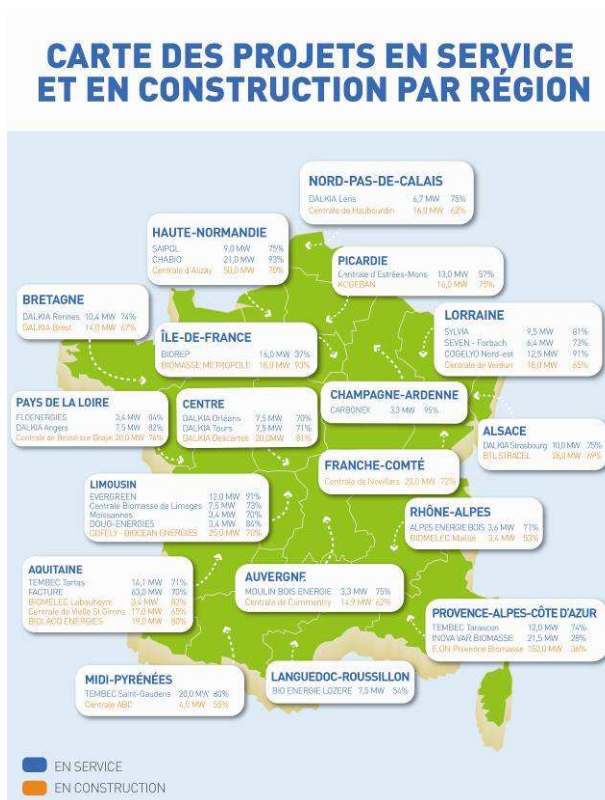
C'est pourquoi le **budget du fonds chaleur sera doublé** d'ici 2017, afin de permettre à la France d'atteindre ses objectifs 2020 en matière d'énergies renouvelables.

La cogénération biomasse

La puissance électrique du parc des installations de production d'électricité à partir de biomasse solide (y compris la part renouvelable de l'électricité produite grâce à l'énergie générée par l'incinération de déchets) a atteint 1 340 MW à fin 2015, contre 1 531 MW prévus par le PNA EnR.

Ce retard devrait être partiellement comblé d'une part grâce à la mise en service ces prochaines années de projets lauréats du dernier appel d'offres biomasse « CRE 4 », aujourd'hui en construction, et d'autre part grâce à l'appel d'offres « CRE 5 » lancé en février 2016.

Les appels d'offres biomasse CRE 1, 2, 3 et 4 ont permis la mise en service de 27 installations à fin 2015, dont une traitant du biogaz. Quelques projets sont encore en construction et devraient entrer en service d'ici un ou deux ans. Les installations remettent annuellement un rapport au préfet démontrant le respect des contraintes relatives au plan d'approvisionnement et à l'efficacité énergétique.



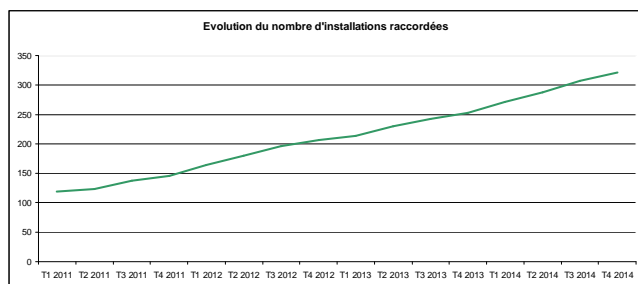
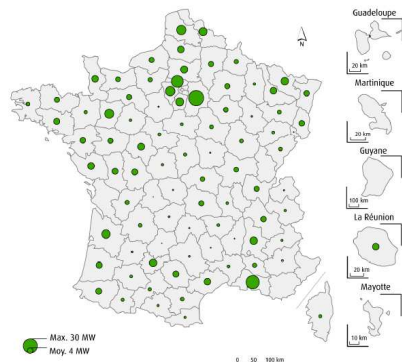


Figure 5 – Évolution du nombre d'installations biogaz raccordées au réseau (source : ERDF)

Puissance totale raccordée par département au 31 décembre 2015

En MW



Champ : métropole et DOM.

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

On peut enfin noter qu'une part croissante du gisement peut être valorisée via **l'injection de biométhane** (du biogaz épuré) dans le réseau de distribution de gaz naturel. Ce mode de valorisation, encouragé par un tarif d'achat du biométhane mis en place en 2011, permet d'obtenir des rendements énergétiques élevés. Il suppose toutefois la présence d'un réseau de gaz à proximité du projet et la capacité de ce réseau à absorber les volumes produits. À ce jour, plus de 300 projets techniquement réalisables se sont déclarés auprès des gestionnaires de réseaux de gaz naturel (et 8 sites sont déjà en fonctionnement aujourd'hui : pour plus de détails, se reporter à la fiche n°18).

Les mesures prises à la suite du plan « Énergie Méthanisation Autonomie Azote », lancé en 2013 conjointement par le Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer et le Ministère de l'Agriculture, de l'Agroalimentaire et de la Forêt ont d'ores et déjà permis d'impulser une bonne dynamique pour le développement de la méthanisation, notamment agricole. En 2014 un appel à projet a été lancé pour le développement de 1500 méthaniseurs en trois ans. Il s'adresse au monde agricole, à l'industrie, à l'agro-alimentaire et aux collectivités territoriales. Afin de consolider ce développement, des mesures complémentaires ont été confirmées :

1. Un « **Comité National Biogaz** », réunissant les parties prenantes, a été mis en place. Dans ce cadre, quatre groupes ont travaillé en 2015 sur :
 - L'évolution des mécanismes de soutien, pour donner de la visibilité aux porteurs de projets sur les nouveaux systèmes de soutien à la filière ;

- Le déroulement des procédures afin de proposer des mesures permettant de faciliter et d'accélérer le développement des projets de méthanisation ;
- Le développement du bioGNV ;
- et l'injection du biométhane.

2. Un **audit de la filière** a mis en évidence les difficultés économiques rencontrées par les installations de méthanisation (la CRE confirme que 15% des installations auditées cette année ont une rentabilité inférieure à 6%). Ceci a conduit à une revalorisation du tarif pour les installations existantes, afin de redonner des bases solides au développement de la filière.

Conformément à la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte, l'expérimentation du permis unique rassemblant les procédures relatives à plusieurs codes (environnement, urbanisme, forestier, énergie), entamée en 2014 dans sept régions pour les éoliennes terrestres et les installations de méthanisation et de valorisation du biogaz, a été généralisée à la France entière.

Par ailleurs, un arrêté revalorisant le tarif d'achat de l'électricité produite en cogénération par les installations de méthanisation existantes a été publié le 30 octobre 2015. Cet arrêté permet d'améliorer l'équilibre économique des méthaniseurs, principalement exploités par des agriculteurs, suite aux difficultés rencontrées par les acteurs de la filière en début d'année.

L'évolution du dispositif de soutien pour les nouveaux sites, annoncée le 13 novembre 2015, doit entrer en vigueur en 2016. Ce nouveau dispositif doit conforter le modèle économique de la méthanisation et assurer une meilleure intégration de cette énergie dans le système électrique conformément aux objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte :

- Les méthaniseurs d'une puissance électrique inférieure à 500kW seront soutenus par un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 20 ans. Un arrêté est prévu les concernant, qui permettra de revaloriser le tarif afin de donner un cadre propice au développement de la filière.
- Les méthaniseurs de plus de 500kW seront soutenus dans le cadre d'appels d'offres ouvrant droit à un complément de rémunération garanti pendant 20 ans. La ministre a lancé, le 5 février 2016, un premier appel d'offres méthanisation qui portera sur un volume de 10 MW par an pendant trois ans.

Une ressource abondante mais difficile à mobiliser

La ressource française en biomasse est importante, et on peut en particulier noter que seule la moitié de l'accroissement forestier annuel est récoltée. Néanmoins, des tensions croissantes sont apparues au cours des dernières années concernant l'accès à

ces ressources, en lien notamment avec le développement de la biomasse énergie ; elles se sont principalement manifestées sur les ressources en bois (qu'il s'agisse de bois forestier ou de produits connexes de scieries par exemple), celles-ci pouvant être difficiles à mobiliser : c'est le cas du bois issu de forêt en France, dont la mobilisation dépend du comportement des propriétaires, mais aussi de la croissance de la filière bois matériau – les bois vendus pour un usage matériau étant nécessaires pour rentabiliser l'exploitation de parcelles forestières.

Une étude réalisée en 2015 par l'IGN et le FCBA montre qu'il serait possible dans un scénario de dynamisation progressive des pratiques sylvicoles de récolter de l'ordre de 15 Mm³/an supplémentaires (par rapport à la récolte actuelle) dans 10 ans, et même 27,6 Mm³/an supplémentaires d'ici 20 ans.

Le programme national de la forêt et du bois, prévu à l'article 67 de la loi d'avenir pour l'agriculture du 13 octobre 2014, doit être adopté en 2016. Il doit préciser les orientations de la politique forestière pour une durée de dix ans. Il devrait ainsi retenir un objectif d'accroissement de 12 Mm³ de la récolte annuelle sur les dix prochaines années. Cet objectif est ambitieux du fait de l'existence de différents freins : la ressource est aux deux tiers feuillue² alors que le marché du bois d'œuvre pour le feuillu décroît régulièrement depuis plusieurs décennies (cf. figure 4 ci-dessous) ; la forêt privée française est très morcelée ; le contexte économique, notamment le coût du renouvellement des peuplements et la fiscalité n'incitent pas suffisamment les propriétaires à gérer activement leurs parcelles.

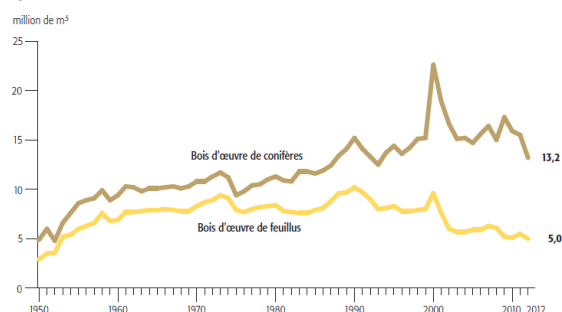


Figure 6 - Récolte de bois d'œuvre de 1950 à 2012 (Agreste, 2013)

Par ailleurs de nouveaux usages du bois seront également amenés à se développer. La production de biocarburants de deuxième génération pourrait, si la filière se développait à une échelle industrielle, nécessiter des volumes de bois conséquents à horizon 2025 ; et d'autres débouchés tels que la xylochimie / bioraffinerie, ou à plus long terme, une filière de gazéification/méthanation, pour conversion de ligno-cellulose en biométhane et injection sur le

² L'étude IGN-FBCA montre d'ailleurs que la ressource supplémentaire mobilisable est principalement constituée de feuillus ; ainsi que de gros ou très gros résineux, pour lesquels il y a là encore un déficit en matière de capacités de sciage

réseau, présentent également un potentiel de développement significatif.

C'est pourquoi, afin de soutenir la mobilisation de biomasse forestière, un appel à manifestation d'intérêt (AMI) « Dynamic bois » a été lancé en 2015, et reconduit en 2016.

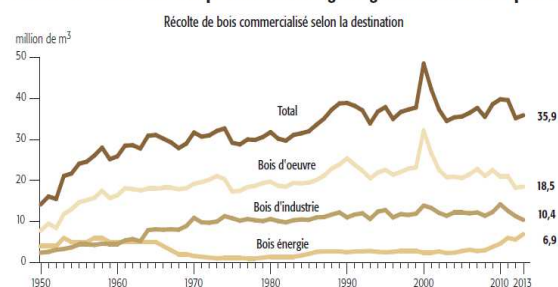
L'AMI Dynamic bois

En 2015, les ministères chargés de l'énergie et de l'agriculture ont lancé un appel à manifestations d'intérêt (AMI), géré par l'ADEME, afin de faire émerger des projets collaboratifs.

Dans le cadre de cet AMI, 24 projets ont été retenus, représentant 30 M€ d'aides pour 90 M€ d'investissements au total par la filière, et qui permettront de contractualiser un volume de bois de 4,1 Mm³ – dont la moitié destinée aux chaufferies soutenues par le fonds chaleur.

Fort du succès de la mobilisation des acteurs de la filière dans le cadre de l'AMI 2015, il a été reconduit en 2016 avec 19 projets retenus et une enveloppe de 20 M€ et la perspective de la mobilisation de 1 Mt de bois par an.

Le volume de bois destiné à la production d'énergie augmente fortement depuis 2009



Source : Agreste - Enquête annuelle de branche exploitation forestière

Figure 7 - Récolte de bois commercialisée, de 1950 à 2013 (Agreste, 2014)

En ce qui concerne la **biomasse d'origine agricole**, là encore le gisement disponible est a priori significatif : de l'ordre de 8 millions de tonnes de matière sèche pour les résidus agricoles, selon l'Observatoire National des Ressources en Biomasse (ONRB) piloté par France AgriMer. Mais ce gisement, extrêmement diffus sur le territoire, peut être complexe à mobiliser. Il est également susceptible de satisfaire différents usages : production de chaleur et/ou d'électricité ; production de biocarburants avancés ; bioraffinerie ; fabrication de nouveaux biomatériaux biosourcés ; à plus long terme gazéification et méthanation... Sachant que la mobilisation des résidus agricoles pourra par ailleurs permettre le développement de la méthanisation, la valorisation de ces résidus agricoles supposera donc de privilégier les usages les plus performants, tout en tenant compte de leurs éventuelles contraintes de mobilisation (nécessaire retour au sol d'une partie des résidus, priorité à l'approvisionnement des élevages en période de sécheresse).

La pleine atteinte des objectifs à horizon 2020 reste un véritable enjeu. Le développement du bois-

énergie dépend notamment du différentiel de prix avec les énergies fossiles concurrentes (fioul, gaz) : la chute du prix des énergies fossiles au cours des derniers mois a ainsi réduit l'incitation à investir dans des projets de biomasse énergie. Afin d'instaurer un signal prix à même de déclencher ces investissements bas-carbone, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit une composante carbone fixée pour 2016 à 22€/t, avec une trajectoire d'évolution à 56€/t en 2020 et 100€/t en 2030. C'est une disposition essentielle pour inciter au développement des énergies renouvelables et contribuer à réduire le coût des subventions qui leur sont dédiées.

La future stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, dont la publication est prévue d'ici fin 2016, et les schémas régionaux biomasse à venir d'ici février 2017 devront améliorer le suivi des différentes catégories de ressources et identifier des mesures permettant leur développement ainsi que leur plus grande mobilisation dans de bonnes conditions de durabilité. Ces documents stratégiques, introduits par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, permettront ainsi de créer les conditions d'un développement des filières de valorisation énergétique de la biomasse sans déstabiliser les secteurs économiques en place (dans le domaine agricole, dans les filières forêt/bois et encore dans les filières de valorisation des déchets), dans le cadre d'une bonne articulation des usages.

Prise en compte des impératifs de « durabilité »

La Biomasse Énergie doit demeurer une ressource énergétique « durable » : cela implique de tenir compte de l'ensemble des impacts potentiels susceptibles d'être générés par son développement.

Pratiques durables en termes de mobilisation de la ressource

Les gisements se situent en grande partie dans des espaces forestiers ou agricoles ; il doit donc être tenu compte de leur multi fonctionnalité, des différents services qu'ils rendent (y compris les services écosystémiques) et des impacts potentiels que pourrait avoir une collecte massive de biomasse dans ces espaces sur l'eau (ressources en eau et qualité des eaux), les sols (leur qualité et leur fertilité), la biodiversité, les stocks de carbone, etc.

Il n'existe cependant pas d'inquiétudes majeures aujourd'hui concernant les pratiques de récolte française de biomasse et leur « durabilité ». En particulier, les pratiques forestières constatées en France sont en très grande majorité des pratiques de gestion durable. La question des impacts potentiels reste néanmoins prioritaire dans un contexte d'intensification de la collecte des matières premières.

La question de la dette carbone

On dit souvent que le carbone biogénique ne compte pas en termes d'émissions (on parle de « neutralité du carbone biogénique »). En effet, quand on brûle de la biomasse pour produire de l'énergie, on libère du carbone dans l'atmosphère ; mais la biomasse pousse, permettant de fixer à nouveau ce carbone. Par ailleurs le bois valorisé représente un levier d'atténuation dans le reste de l'économie, en se substituant à des matériaux dont la fabrication aurait engendré des émissions importantes de gaz à effet de serre, ou lorsqu'il est valorisé énergétiquement en évitant la combustion de ressources fossiles. L'usage du matériau bois dans la construction peut également permettre de fixer du carbone pour plusieurs décennies.

En comparant du point de vue des effets sur le climat un scénario consistant à exploiter une forêt, et un scénario consistant à la mettre « sous cloche », on trouve donc (en considérant l'ensemble des flux de carbone) qu'à moyen terme a minima, le premier est plus vertueux. D'autant qu'une forêt non gérée peut finir par relarguer le carbone qu'elle a stocké dans l'atmosphère – notamment en cas de dépérissements des peuplements, de sécheresses, d'incendies, de tempêtes, d'attaques massives par des ravageurs... autant d'événements extrêmes dont l'occurrence pourrait augmenter du fait des effets du changement climatique.

L'ADEME étudie le sujet activement, afin de déterminer la meilleure manière de prendre en compte l'ensemble des flux de gaz à effet de serre, et d'évaluer au mieux les durées de remboursement de la dette carbone dans le contexte français.

Biomasse énergie et qualité de l'air

En 2013, les émissions des secteurs résidentiels et tertiaire ont représenté 49 % des émissions totales de particules fines (PM_{2,5}). Dans ce secteur, la combustion de biomasse dans des appareils peu performants est le principal émetteur de particules fines.

En effet, la combustion de biomasse émet dans l'air une quantité importante de polluants atmosphériques, notamment les particules fines, si elle n'est pas réalisée dans des conditions adaptées, tandis que le renouvellement du parc d'appareils de chauffage au bois individuels par des appareils plus performants permet des réductions importantes d'émissions de particules.

Cette problématique est prise en compte dans les politiques publiques mises en œuvre : ainsi, les appels d'offres cogénération ou BCIAT, ou encore le crédit d'impôt transition énergétique, comporte des exigences ambitieuses en matière de rejets atmosphériques.

Par ailleurs, l'ADEME a initié un Fonds « air » destiné à mettre en place, avec les collectivités territoriales volontaires, des aides au renouvellement des anciens appareils de chauffage au bois par des appareils performants.

12 candidatures ont été reçues et 3 nouvelles conventions ont déjà été signées en Isère.

Enfin, à plus long terme, le règlement (UE) 2015/1189 du 28 avril 2015 et le règlement (UE) 2015/1185 du 24 avril 2015 imposeront respectivement à partir du 1^{er} janvier 2020 et du 1^{er} janvier 2022, sur l'ensemble du marché européen, des critères sur les rejets atmosphériques des équipements individuels de combustion de bois (particules, NOx, CO et COV) pour leur mise sur le marché.

Sophie DEHAYES,
Gérard DENOYER,
Martine LECLERCQ,
Matthieu LAE,
Joseph LUNET,
Nicolas MICHELOT

Les carburants de substitution

Depuis 2014, l'objectif d'incorporation de biocarburants dans le gazole a été relevé à 7,7%. En 2014 et 2015, cet objectif a été atteint. Pour la filière essence, le taux d'incorporation progresse.

Les objectifs d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels sont fixés en énergie à 7% pour la filière essence et à 7,7% pour celle du gazole. En 2015, comme en 2014, ils ont été atteints seulement dans la filière diesel avec des taux d'incorporation de 6,39% et 7,7% respectivement pour les filières essence et diesel. Depuis 2012, les biocarburants doivent respecter des obligations relatives aux critères de durabilité. Les efforts de développement doivent être maintenus sur la filière GNV qui peine toujours à décoller.

Les biocarburants

Le plan biocarburants français

La France s'est engagée dans un programme de développement des biocarburants et met en œuvre une série de mesures permettant d'encourager leur production et leur mise sur le marché. Ce plan a fixé des objectifs ambitieux d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels d'origine fossile.

Fig. 1 : Objectifs d'incorporation (% énergétique)

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
6,75	7	7	7	7	7 Es 7,7 Go	7 Es 7,7 Go	7 Es 7,7 Go

En 2015, les objectifs étaient de 7,7% pour la filière gazole et 7% pour la filière essence. Ces chiffres sont reconduits pour 2016. Les biocarburants apportent la contribution la plus importante à l'objectif européen de 10% d'énergies renouvelables dans les transports à l'horizon 2020.

Fig. 2 : Les bilans d'incorporation (% énergétique)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Réalisé	6,7	6,84	6,74	6,78	7,45	7,48

En 2015, le pourcentage énergétique (PCI) de biocarburants dans les carburants a été de 7,48% pour l'ensemble des deux filières (6,39% pour les essences et 7,7% pour le gazole), contre 7,45% en 2014 (6,11% pour les essences et 7,72% pour le gazole).

Afin d'atteindre les objectifs fixés, le gouvernement a engagé des actions volontaristes permettant d'encourager la production de biocarburants et leur mise sur le marché.

L'augmentation de la teneur en biocarburants dans les carburants

Le SP95-E10

Depuis le 1^{er} avril 2009, le SP95-E10 (carburant limité à 10% en volume d'éthanol) est vendu en parallèle du supercarburant sans plomb traditionnel (carburant limité à 5% en volume d'éthanol).

En mars 2016, sur l'ensemble des stations-service d'un débit annuel de plus de 500 m³, environ 5 200 proposaient le SP95-E10 à la vente, soit plus de 58% du parc national. Le SP95-E10 représente 36,1% du volume vendu des essences, soit davantage que la part du SP98 (21%) mais moins que le SP95 (45,8%).

Le gazole B8

L'arrêté du 22 juillet 2016 modifiant l'arrêté du 23 décembre 1999 relatif aux caractéristiques du gazole et du gazole grand froid a fait passer de 7% à 8% en volume la teneur maximale en EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras) du gazole.

Les carburants à haute teneur en biocarburants

Le gazole B30

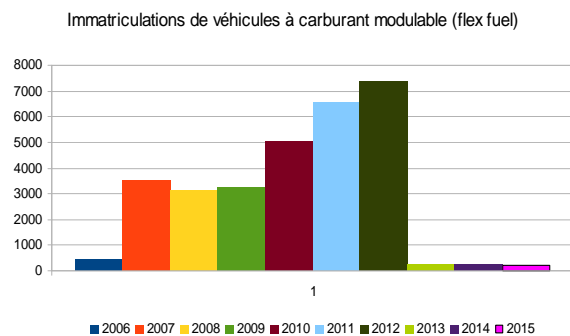
Le gazole B30 contient 30% en volume d'EMAG. Il est autorisé pour les véhicules de flottes captives disposant d'une logistique carburant dédiée. Ce carburant n'est pas disponible à la vente au grand public, dans la mesure où il nécessite sur les véhicules des conditions de maintenance adaptées. Les ventes de ce carburant s'élèvent à 32 000 tonnes pour l'année 2015.

Le superéthanol E85

Destiné aux véhicules à carburant modulable (également appelés « flex fuel »), ce carburant est composé d'éthanol (au moins 65%) et de supercarburant (au moins 15%).

En mars 2016, 743 stations-service commercialisent ce carburant, parmi lesquelles 200 ont ouvert au cours de l'année 2015. Le parc de véhicules prévus pour fonctionner avec ce carburant est de 30 019 unités. En 2015, le nombre de nouvelles immatriculations pour ce type de véhicules est de 232.

La chute des immatriculations observée depuis 2013 s'explique par la suspension des ventes de véhicules de certaines marques. Cette décision fait suite à un durcissement des normes européennes en termes d'émissions polluantes, notamment en condition de fonctionnement à froid des véhicules. Néanmoins, il semblerait que les perspectives pour 2016 soient mieux orientées, car suite à l'annonce d'un constructeur grand public d'un nouveau modèle flex fuel, 500 commandes ont d'ores et déjà été enregistrées depuis le début de l'année 2016.

Fig. 3 : Immatriculations de véhicules flex fuel**Les huiles végétales pures (HVP)**

L'utilisation des HVP comme carburant est autorisée pour certains secteurs professionnels fixés par les articles 265 ter et quater du code des douanes.

L'utilisation des HVP suscite des réserves de la part des constructeurs de véhicules automobiles et de machines agricoles, dont la majorité en déconseille l'usage.

La production de biocarburants

La production issue d'unités agréées pour le marché français a été quasiment stable jusqu'en 2010 et a baissé en 2011. En 2012, cette production de biocarburants s'est redressée du fait de la baisse des importations de biocarburants, qui peut s'expliquer par la modification des mesures de soutien à la filière de certains pays (cas de l'Argentine) et le plafonnement du double comptage. Les années 2014 et 2015 sont toutefois marquées par une baisse d'environ 15% de la production nationale. Cette baisse peut notamment s'expliquer par la diminution du montant du taux de défiscalisation dont bénéficiait la quasi-totalité des unités de production françaises (voir la figure 10).

Fig. 4 : Production issue d'unités agréées en kt

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2919	2 846	2374	2573	2513	2221	2100

ETBE et éthanol

La filière bioéthanol comprend la production d'éthanol et de son dérivé, l'ETBE (Ethyl tertio butyl éther) qui sont incorporés dans l'essence. L'ETBE est produit à partir de 47% en volume d'éthanol (37 % en énergie). Cette fraction bénéficie de la défiscalisation, sous réserve d'une production de l'ETBE dans une unité agréée et dans la limite des quantités fixées.

Fig. 5 : Production d'ETBE (équivalent éthanol) issue d'unités agréées en kt

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
202	188	178	150	86	107	107

En 2015, la production d'éthanol correspond à environ 63,4 % des capacités agréées pour cette filière. Une grande partie (42 %) de cet éthanol sert à la production d'ETBE.

Fig. 6 : Production d'éthanol issue d'unités agréées en kt

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
417	522	469	470	525	487	374

EMAG

Pour la filière oléagineuse, ce sont essentiellement les EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras) qui sont incorporés dans les gazoles. La production de biodiesel issue des unités agréées s'est élevée à 1 606 kt en 2015 contre 1 660 kt en 2014. Compte tenu de la baisse des agréments, la filière a néanmoins produit avec un taux d'utilisation de 96% des capacités agréées en 2015, contre 97% en 2014.

Fig. 7 : Production d'EMAG issue d'unités agréées en kt

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2 095	2 120	1 695	1953	1903	1 608	1606

Les EMHV (Esters Méthyliques d'Huiles Végétales) constituent l'essentiel des volumes d'EMAG mis à la consommation en France. Le tableau ci-dessous reprend les matières premières rentrant dans la composition des EMHV mis à la consommation sur le marché français (d'après les déclarations de durabilité transmises par les opérateurs), ainsi que l'origine de ces matières premières.

Fig. 8 : Matières premières des EMHV mis à la consommation (millions de litres)

MP	Colza+râpes	Palme	Soja	Tournesol	Total
France	1454,2	0	0	0,1	1454,3
Autre	994,2	400,9	66,8	0	1461,9
Total	2448,4	400,9	66,8	0,1	2916,2

La fiscalité**Le principal levier incitatif : la Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP)¹**

Instituée par la loi de finances pour 2005, elle encourage l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure à l'objectif d'incorporation (Fig. 1).

Fig. 9 : Les montants de TGAP acquittés (M€)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
62	104	110	150	156	149	96	59

La baisse du montant de TGAP acquitté entre 2014 et 2015 est due à l'augmentation du taux d'incorporation de biocarburants par les metteurs à la consommation, notamment pour la filière essence. Pour cette dernière,

¹ Voir www.developpement-durable.gouv.fr, "La taxe générale sur les activités polluantes"

ce taux est passé de 6,11% en 2014 à 6,39% en 2015.

Une incitation renforcée pour les biocarburants produits à partir de déchets : le double comptage.

Les biocarburants produits à partir de déchets et de résidus peuvent bénéficier du double comptage au titre de la TGAP. Cela signifie que la part de ces biocarburants est comptée deux fois pour l'atteinte de l'objectif d'incorporation.

Le double comptage donne un avantage compétitif aux produits concernés. Il permet d'encourager le développement de biocarburants n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation tout en contribuant à la valorisation des huiles alimentaires usagées, des graisses animales ou des marcs de raisin et lies de vin.

L'arrêté du 21 mars 2014 fixe les modalités d'application du double comptage. Il limite la quantité énergétique de biocarburants pouvant bénéficier de cet avantage à 0,35% d'incorporation pour la filière gazole et 0,25% pour la filière essence. Ce dispositif permet de limiter les effets d'aubaine qui ont conduit à une importation massive de déchets ou de biocarburants issus de déchets en 2011.

Une TICPE réduite pour les biocarburants²

L'exonération partielle de la TICPE avait pour but de compenser le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile³. L'objectif de cet avantage fiscal devait permettre aux industriels d'amortir leurs unités de production.

Fin 2012, seuls 50% environ des investissements étaient jugés amortis. Une prolongation du dispositif a alors été décidée et de nouveaux agréments ont été attribués pour la période 2013-2015.

Concernant les taux de défiscalisation, ils ont diminué de manière régulière jusqu'à l'extinction du dispositif au 31 décembre 2015.

Fig. 10 : Les taux de la défiscalisation

€/hl	2011	2012	2013	2014	2015
EMAG	8	8	8	4,5	3
ETBE*	14	14	14	8,25	7
Ethanol					
EEHV**	14	14	14	8,25	7
BS***	8	8	8	4,5	3

* seule la part éthanol peut en bénéficier // ** esters éthyliques d'huiles végétales // *** biogazole de synthèse

Les montants de la défiscalisation sont estimés à 97,5 M€ en 2015.

2 Voir www.developpement-durable.gouv.fr, "La défiscalisation partielle des biocarburants en France"

3 Compte tenu de la moindre densité énergétique des biocarburants, la perte de recettes pour l'État est compensée par une plus forte consommation en volume.

Fig. 11 : Les montants de la défiscalisation (M€)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
720	521	425	271	288	280	145	97,5

Depuis 2005, année de la mise en place de la TGAP, le montant cumulé de la défiscalisation se sera élevé à environ 3,9 milliards d'euros.

Les enjeux de la performance énergétique et environnementale des biocarburants

Une politique européenne volontariste

Selon la directive 2009/28/CE - relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables - et la directive 2009/30/CE - portant sur les spécifications relatives à l'essence, au carburant diesel et aux gazoles - seuls les biocarburants et les bioliquides, consommés dans l'Union européenne, répondant à des « critères de durabilité », peuvent être pris en compte pour évaluer le respect de ces objectifs.

2015, quatrième année de mise en œuvre des dispositions sur la durabilité des biocarburants en France

L'année 2015 a été la quatrième année de mise en œuvre des dispositions transposées en 2011. Afin de démontrer le respect des critères évoqués ci-dessus, les opérateurs se sont inscrits dans un schéma volontaire, reconnu par la Commission Européenne, ou dans le système national, géré par la DGEC. Cela leur a permis de démontrer que les critères de durabilité sont respectés.

En l'absence de prise en compte du changement d'affectation des sols⁴, les biocarburants utilisés en France présentent des bilans gaz à effet de serre, du puits à la roue, qui satisfont aux exigences de la directive 2009/28/CE (réduction d'au moins 35 % des émissions de gaz à effet de serre).

Le changement d'affectation des sols

Les directives 2009/28/CE et 2009/30/CE, évoquées ci-dessus, ne prennent pas en compte les émissions de gaz à effet de serre liées au changement d'affectation des sols indirect (CASI).

Le CASI pourrait augmenter considérablement les émissions de gaz à effet de serre des biocarburants issus de denrées alimentaires (huiles et sucres). Ce phénomène peut s'illustrer ainsi : l'usage d'huiles - initialement destinées à l'alimentation - pour faire des biocarburants en France peut entraîner l'importation d'huiles d'Asie ou d'Amérique à destination de l'alimentation. Si ces productions nécessitent la transformation de prairies ou de forêts, la prise en compte de cette transformation viendrait dégrader le bilan d'émissions de GES des biocarburants français.

Afin de répondre à ces préoccupations, l'Union européenne a adopté, le 9 septembre 2015, une

5 Voir www.developpement-durable.gouv.fr, « Les performances environnementales des biocarburants »

directive, modifiant les deux directives précitées. Le texte prévoit notamment :

- un plafonnement à hauteur de 7% en énergie des biocarburants issus de matières premières cultivées sur des terres agricoles au titre de l'objectif de 10% d'énergie renouvelable dans le secteur des transports prévu par la directive énergies renouvelables ;
- un sous-objectif non contraignant de 0,5% de biocarburants avancés dans la consommation finale d'énergie du secteur des transports en 2020 ;
- le reporting par les distributeurs de carburants et les Etats membres à la Commission Européenne des émissions estimatives liées au changement d'affectation des sols indirect.

La recherche en matière de biocarburants⁵

Les limites physiques et économiques de production des biocarburants de première génération, notamment en matière de rendement à l'hectare et de protection des débouchés alimentaires, conduisent les pouvoirs publics à soutenir la recherche et le développement sur les biocarburants avancés de deuxième et troisième générations.

Les biocarburants de deuxième génération sont issus de matières premières qui ne sont pas en concurrence directe avec l'alimentaire, à savoir des déchets ou des résidus (bois, paille, résidus agricoles et forestiers...) ou de cultures dédiées. La liste des matières premières permettant d'élaborer ces biocarburants figure désormais à l'annexe IX de la directive 2009/28/CE.

Les biocarburants de troisième génération seront issus des algues cultivées soit en milieu ouvert, soit en bioréacteur.

Les deux projets principaux dans le secteur des biocarburants soutenus par les pouvoirs publics sont FUTUROL, projet de production d'éthanol lignocellulosique avec un financement de BPI France à hauteur de 29,9 M€, sur un budget global de 76,4 millions d'euros, et BioTfuel, projet de production de carburants de synthèse Fischer-Tropsch, avec un financement de 33,2 M€ via le Fonds démonstrateur ADEME du Programme d'investissements d'avenir et la région Picardie pour un budget total de 112,7 M€. Ces projets regroupent de nombreux partenaires, notamment des instituts publics de recherche, dont IFPEN.

La construction des unités pilotes du projet BioTfuel a démarré en 2014 sur les sites de Dunkerque et de Venette. La mise en production du site de Dunkerque est prévue pour fin 2016.

La phase de validation industrielle du projet FUTUROL, (construit sur la commune de Pomacle dans la Marne), a validé les indicateurs de performance à cette échelle. La dernière étape, déjà en cours, est la mise en production de l'unité de prétraitement sur le site de Bucy-le-Long. L'objectif pour 2016, est de commercialiser un procédé technologique pour produire de l'éthanol de deuxième génération.

Le gaz naturel véhicule (GNV)

On appelle GNV le gaz naturel (méthane), identique à celui qui circule dans les réseaux de distribution et de transport de gaz, destiné à la consommation automobile. S'il est en général issu des gisements fossiles de gaz naturel, il peut aussi être obtenu par épuration du biogaz (biométhane), énergie renouvelable elle-même issue de la collecte et de la méthanisation des ordures ménagères ou de déchets agricoles. Le GNV peut être liquéfié (-161°C), à pression atmosphérique, bien que cette liquéfaction soit aussi consommatrice d'énergie (environ 5 à 10%). Il est alors 600 fois moins volumineux que sous sa forme gazeuse et peut être utilisé dans des camions destinés à parcourir de longues distances, ou dans des navires.

Pour l'usage automobile ou transport courte distance, il est stocké dans les réservoirs sous forme gazeuse à une pression de 200 bars.

Les études menées, notamment par l'ADEME et par les constructeurs de poids lourds, montrent que les émissions (CO, CO₂, NO_x, hydrocarbures imbrûlés, particules) d'un véhicule consommant du GNV sont parmi les plus faibles de tous les carburants issus des énergies fossiles.

Dans le cas du GNV issu du biométhane, le bilan écologique est encore meilleur puisqu'il s'agit de gaz, issu de déchets fermentescibles avec un fort pouvoir de réchauffement global, qui sinon aurait été relâché dans l'atmosphère.

Le GNV est aujourd'hui essentiellement utilisé par des véhicules de flottes captives (autobus, bennes à ordures ménagères, poids lourds et véhicules légers d'entreprises). 16 millions de véhicules GNV fonctionnent dans le monde. En Europe, c'est l'Italie qui en utilise le plus, avec 750 000 véhicules légers, 3500 poids lourds, 850 stations publiques et 50 privées. Les principales villes européennes sont équipées en bus GNV à hauteur de 13 % de leurs flottes.

En France, une agglomération sur deux de plus de 150 000 habitants est équipée de bus fonctionnant au GNV. Fin 2015, le parc français totalise 13 755 véhicules GNV dont 2689 bus, 275 poids-lourds, 1122 bennes à ordures ménagères, 6952 véhicules utilitaires légers (il s'agit généralement de flottes d'entreprises), 1165 véhicules légers. Le parc de véhicules GNV de particuliers est peu développé en France, cette situation s'expliquant par le fait que l'offre de véhicules est faible (pas d'offre de véhicules français - quelques modèles allemands et italiens sont disponibles) et par le constat que le maillage du territoire en stations-service est limité (42 stations accessibles au public, 115 stations privées pour poids lourds et 145 stations privées pour véhicules légers de flottes).

Des initiatives ont été prises en 2015 pour le soutien au développement de flotte GNV et doivent être poursuivies en 2016.

La directive 2014/94 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs devrait permettre, par sa mise en œuvre, d'augmenter le

⁵ Voir www.developpement-durable.gouv.fr, "Enjeux de la recherche en matière de biocarburants"

nombre de stations de ravitaillement en GNV et ainsi de développer le marché du gaz naturel carburant dans son ensemble. Le cadre d'action national pour le développement de ces infrastructures, qui devra être présenté à la Commission européenne au plus tard le 18 novembre 2016 sera construit en cohérence avec la « Stratégie de Développement de la Mobilité Propre » introduit par l'article 40 de la LTECV.

Dans ce contexte, l'ADEME a lancé un appel à projets à l'été 2016 dans le cadre du programme des investissements d'avenir pour favoriser l'émergence sur le marché du transport routier d'offres de mobilité au GNV, associant des flottes de véhicules et des stations de recharge.

Le gaz de pétrole liquéfié-carburant (GPL-c)

Le GPL-c (Gaz de Pétrole Liquéfié carburant) est un mélange de 50% de butane et 50% de propane. Il provient du raffinage du pétrole, ou de gisements de gaz naturel.

Les véhicules alimentés au GPL-c se caractérisent par un rejet relativement faible d'émissions polluantes. Selon le CFBP et, sur la base de différentes études, les véhicules GPL-c consomment, en moyenne à puissance équivalente et par kilomètre parcouru, 20% de plus en volume mais émettent environ 15% de moins en CO₂ que les véhicules essence.

Le réseau français de stations-service GPL-c a légèrement diminué en 2015 mais couvre une grande partie du territoire national. Il compte 1751 (contre 1769 en 2014) points de vente ouverts au public et 53 stations privatives (71 en 2014).

Les capacités actuelles d'approvisionnement et la taille du réseau de distribution permettraient, en théorie, d'alimenter un parc de plus de 1,5 million de véhicules GPL-c en France. Il est en fait de 209 550 véhicules.

Ventes de véhicules neufs en France

Les nouvelles immatriculations de véhicules particuliers concernent 1 498 véhicules GPL-c en 2015 contre 2 232 en 2014 et 75 569 en 2010. Le pic des ventes en 2010 s'explique par :

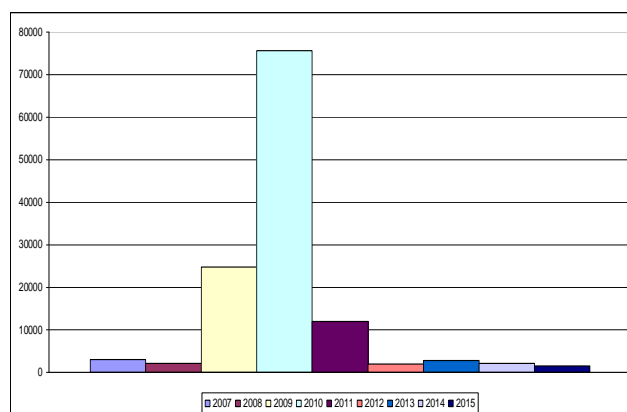
- la commercialisation de nouveaux modèles,
- l'attribution d'un bonus écologique spécifique au GPL-c,
- les avantages fiscaux pour les particuliers et les professionnels.

Suite à l'arrêt du bonus en 2011, les nouvelles immatriculations de véhicules GPL-c ont chuté.

Conformément aux observations des années précédentes, le prix moyen à la pompe est inférieur à celui du SP95 (0,78 €/l en moyenne en 2015). Cette différence de prix reflète les avantages fiscaux consentis au GPL-c.

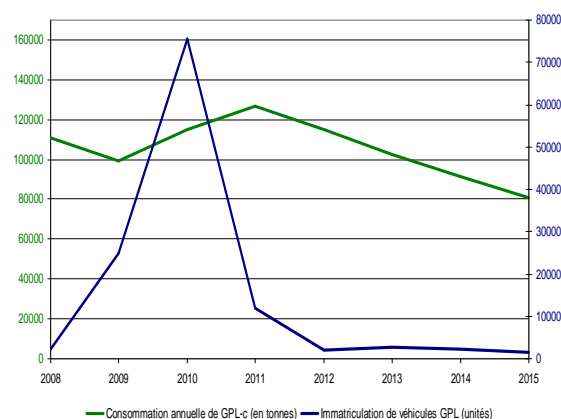
Le repli de la consommation de GPL-c enregistré depuis 2011 a continué en 2015 : 81 023 t de GPL-c ont été consommées contre 91 246 t l'année précédente.

Fig. 12 : Évolution du nombre d'immatriculations de véhicules GPL (mono ou bicarburant)



Source : CFBP

Fig. 13 : Évolution de la consommation de GPL-c



Source : CFBP

Les incitations à l'utilisation du GPL-c et du GNV

Mesures fiscales

- Jusqu'au 1^{er} avril 2014, le GNV utilisé comme carburant était exonéré de Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE). Suite à l'aménagement de la TICPE, le GNV est soumis à une taxe, qui reste néanmoins très faible : 3,99 €/100m³. Un dispositif incitatif additionnel basé sur le système de garanties d'origines⁶, a été mis en place pour le GNV issu du biométhane ;

6 Arrêté du 23 novembre 2011, JORF n°0272

- Le GPL-c bénéficie d'une TICPE réduite (taux réduit de 13 €/100kg, soit 7,24 c€/l contre 62,41 c€/l pour les supercarburants et 46,82 c€/l pour le gazole) ;
- Pour les véhicules de société, la TVA est récupérable à 100% pour les véhicules utilitaires et les voitures particulières fonctionnant au GPLc ou au GNV ;
- Dans certaines régions, il existe une exonération totale ou partielle de la taxe proportionnelle sur les certificats d'immatriculation pour les véhicules roulant au GPL-c ou au GNV. Cette mesure dépend d'une décision annuelle prise au 1^{er} janvier par la région et appliquée par les préfectures concernées.

- Daniel GRINFOGEL, Romain LEBAS

Les objectifs de développement des biocarburants avancés

L'article 43 de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte prévoit qu'il convient désormais d'accorder la priorité au développement des biocarburants avancés tout en préservant les investissements réalisés dans les filières de production des biocarburants conventionnels.

Un groupe de travail dédié aux biocarburants a examiné les conditions nécessaires au développement de la filière et a rendu ses conclusions au premier semestre 2015.

Dans ce cadre, l'arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables introduit des objectifs de consommation de bioGNV et d'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants. Ces objectifs sont appuyés sur les travaux de ce groupe de travail et sont conditionnés à l'inclusion dans la définition des biocarburants avancés des biocarburants issus de matières premières du type huiles acides, amidon résiduel ou mélasse.

La définition des biocarburants avancés est toujours à l'étude actuellement. Ces objectifs d'incorporation pourraient être revus à la baisse si certaines matières premières ne sont finalement pas retenues.

Fig. 14 : Objectifs de consommation de bioGNV et d'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants⁷

	2018	2023
Filière essence*	1,6%	3,4%
Filière gazole*	1%	2,3%
BioGNV	0,7 TWh	2TWh

* Ces objectifs correspondent à une définition des biocarburants avancés qui incluent les matières listées à l'annexe 9, partie A, de la directive 2015/1513 du 9 septembre 2015 modifiant la directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ainsi que les huiles acides, la mélasse et l'amidon résiduel.

⁷ Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables

N°

24

L'éolien terrestre et l'éolien en mer posé

Un marché en croissance continue

La puissance éolienne mondiale raccordée sur un an fait un bond de 22 % en 2015 avec 62,6 GW raccordés dans le monde cette année dont 30,5 GW en Chine. L'Europe consolide sa position sur le marché de l'éolien en mer, en affichant une puissance connectée au réseau de plus de 11GW.

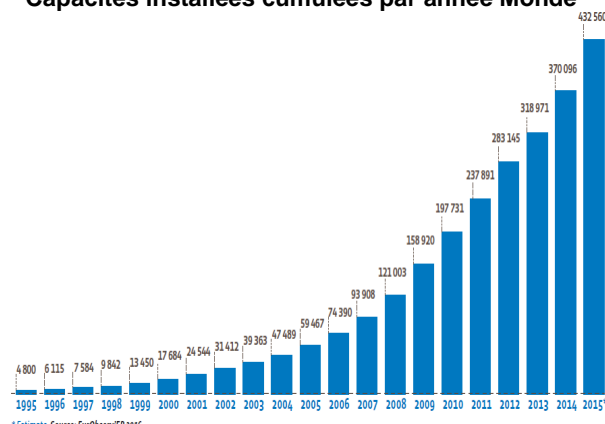
En France, le parc éolien terrestre a franchi le seuil symbolique des 10 GW en fonctionnement. Les actions menées par le Gouvernement depuis 2013 pour consolider et simplifier les procédures administratives et sécuriser le dispositif de soutien à l'éolien terrestre ont conduit à un taux de croissance de la puissance raccordée de 9 % en 2015.

L'évolution du marché mondial en 2015

Un marché de l'éolien en croissance continue

Avec une capacité mondiale installée de 433 GW, l'éolien maintient sa place dans le mix énergétique à long terme, et conserve un niveau de croissance très soutenu.

Capacités installées cumulées par année Monde

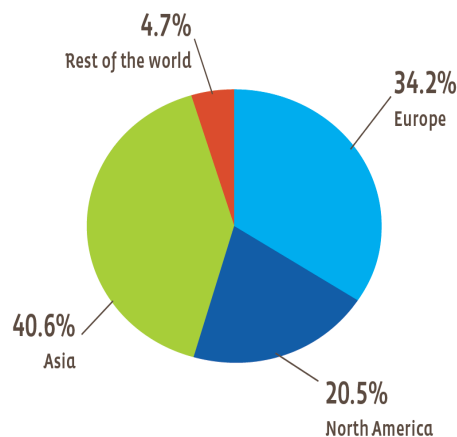


Source : EurObserv'ER 2016

Avec 141,7 GW installés, dont plus de 10 GW en France, l'Europe détient environ 33% de la capacité éolienne mondiale alors que l'Asie – forte de ses 176 GW – confirme sa place de première région mondiale de l'énergie éolienne.

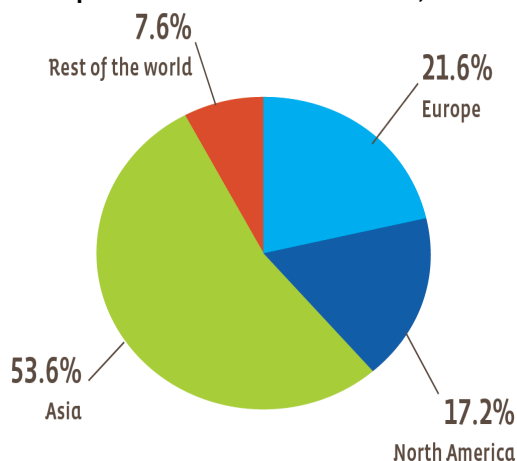
La Chine de son côté reste le grand leader de la l'installation d'éoliennes, puisque environ la moitié de l'accroissement du parc éolien mondial a eu lieu sur son sol, ce qui correspond à 30,5 GW nouvellement implantés, soit une croissance de 27 % de sa capacité. Alors que l'énergie éolienne reste plus marginale en Amérique latine, dans le Pacifique, ou en Afrique, elle connaît une croissance impressionnante dans les autres régions.

Capacités installées cumulées à fin 2015 : 433 GW



Source : EurObserv'ER 2016

Capacités installées en 2015 : 62,6 GW



Source : EurObserv'ER 2016

Croissance du marché annuel en 2015

	GW installés par an			Croissance du marché sur un an	
	En 2013	En 2014	En 2015	2013-2014	2014-2015
Europe	12,1	13,5	12,5	11,6%	-7,4%
Monde	35,6	51,1	62,6	43,5%	22,5%

Source : EurObserv'ER 2016

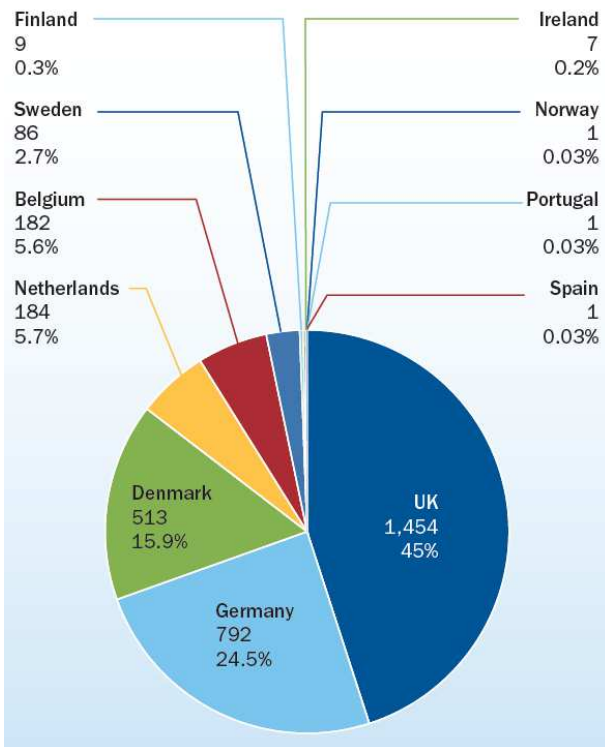
L'Europe consolide sa position sur le marché de l'éolien en mer

Avec un total de plus de 11 GW de capacité installée dont plus de 3 GW en 2015 – le marché de l'éolien en mer en Europe continue à se consolider et a produit en 2015 plus de 1,5 % de la consommation électrique

totale de l'UE. Le marché de l'éolien en mer a en effet fait un bond, en passant de moins de 1,5 GW installés au cours de l'année 2014 à plus de 3 GW installés au cours de l'année 2015.

Cet accroissement spectaculaire est essentiellement dû à l'Allemagne qui a rattrapé son retard dans ses autorisations de connexion au réseau. Par ailleurs, pour la seconde année consécutive, les nouvelles mises en services sont concentrées au Royaume-Uni, Allemagne et Pays-Bas.

Capacités mondiales installées cumulées éoliennes en mer à fin 2015 : 11,03 GW



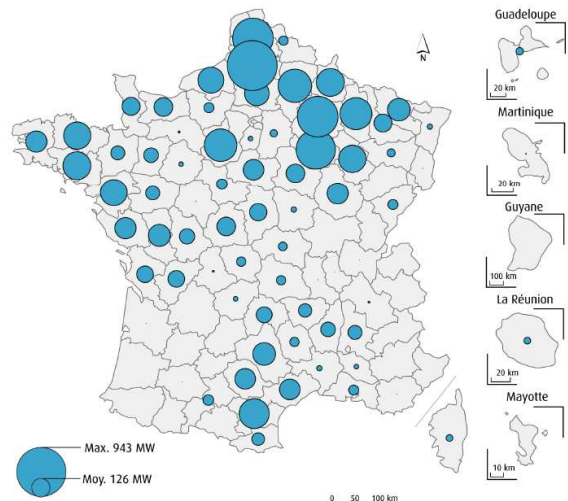
Source : EWEA 2016

L'évolution du marché français de l'éolien terrestre en 2015

Le parc franchit le seuil des 10 000 MW installés

Les actions menées par le gouvernement depuis 2013 pour la simplification des procédures administratives et pour la sécurisation du dispositif de soutien à l'éolien terrestre (cf. sections suivantes) ont permis de confirmer une forte croissance de la capacité du parc éolien terrestre français. Toutefois, la disparité régionale persiste, avec 29 % des nouvelles capacités installées concentrées sur la région Haut-de-France (276 MW), et 23 % concentrées sur la région Alsace-Champagne-Ardenne-Lorraine.

Puissance installée en France par département en 2015

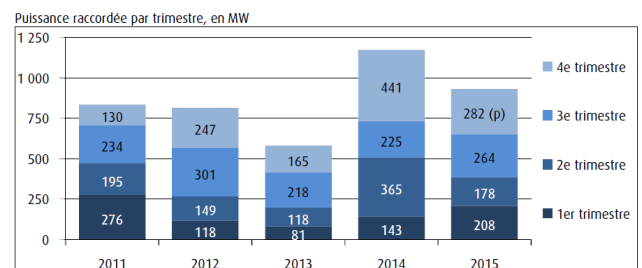


Source : MEEM, SoeS 2015

Avec 944 MW installés (selon les estimations révisées) au cours de l'année 2015, le parc éolien terrestre franchit le seuil de 10 GW installés, et la production éolienne atteint en 2015 les 20,2 TWh, dépassant ainsi le palier symbolique des 20 TWh. Elle progresse de 25 % par rapport à 2014. Ainsi, l'énergie éolienne a permis de couvrir 4,3 % des besoins français en électricité en 2015, contre 3,5 % en 2014.

Fin décembre 2015, les projets d'éolien terrestre en file d'attente représentent une puissance totale de 7,3 GW. Parmi ces projets, la puissance de ceux avec une convention de raccordement signée, et donc amenés à être raccordés dans les trimestres à venir, est en légère augmentation (+ 1 %).

Puissance installée en France par an (MW)



Source : MEEM, SoeS 2015

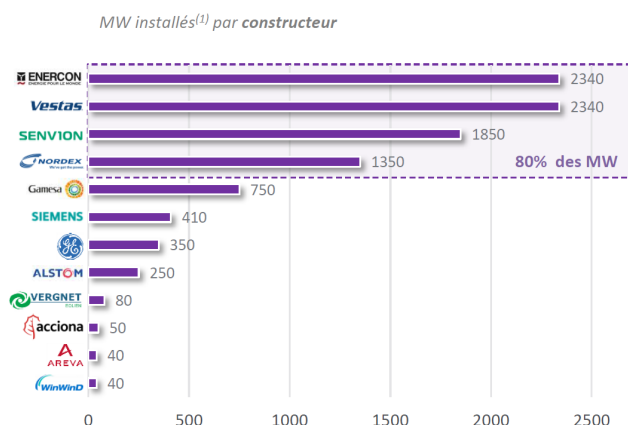
Les acteurs de l'éolien terrestre en France

Une étude¹ réalisée par France Énergie Éolienne (FEE) détaille la situation des acteurs de l'éolien terrestre en France à la mi-2015. Selon cette étude, une dizaine de constructeurs de turbines éoliennes sont présents sur le marché français, dont 4 constructeurs principaux ayant fourni chacun plus de

¹ « Observatoire de l'éolien, Analyse du marché, des emplois et du futur de l'éolien en France », Novembre 2015 ([www.http://fee.asso.fr/](http://fee.asso.fr/))

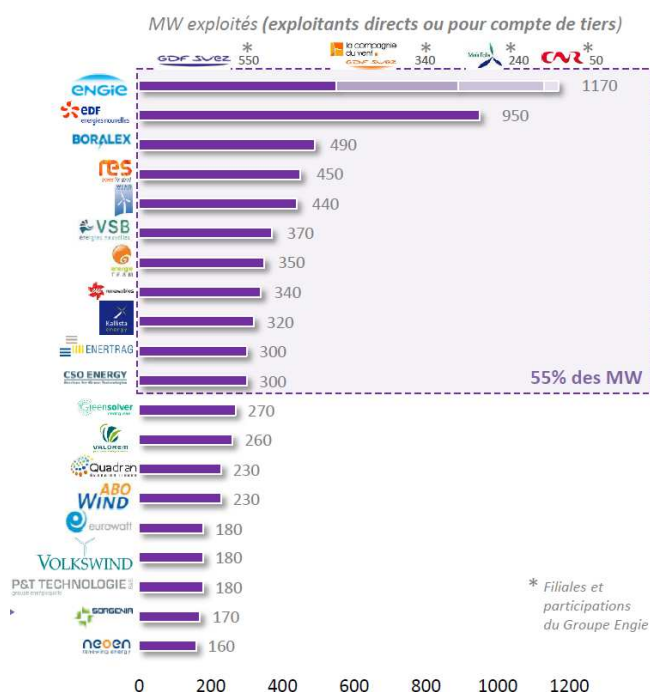
1000 MW et représentant 80% de la puissance éolienne cumulée à mi-2015.

Classement des constructeurs par MW installé en France (cumulé à mi-2015)



Source : FEE - Novembre 2015

Cela contraste avec l'exploitation des parcs éoliens qui reste un marché plus atomisé, avec une centaine d'exploitants actifs, qui peuvent opérer leurs parcs en propre ou pour le compte de tiers via un contrat d'exploitation. Il convient toutefois de noter que 55% du parc éolien est opéré par 11 exploitants. Parmi ces acteurs, le Groupe Engie est le premier producteur éolien en France, avec environ 1170 MW, EDF Energies Nouvelles se classe deuxième avec 950 MW éoliens en France, suivi par Boralex avec 490 MW.



Classement des principaux exploitants par MW installé en France (cumulé à mi-2014)

Source : FEE - Novembre 2015

Les évolutions réglementaires en France en 2015 et début 2016

Généralisation de l'ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014 relative à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'éolien terrestre

Le Gouvernement s'est engagé dans une démarche de sécurisation et de simplification forte des procédures administratives relatives aux projets éoliens terrestres. Dans cette optique, l'ordonnance du 20 mars 2014 a mis en place l'expérimentation d'une autorisation unique délivrée par le préfet de département et qui concerne les parcs éoliens terrestres soumis à autorisation au titre de la procédure des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), dans sept régions expérimentatrices.

Cette autorisation unique regroupe l'autorisation ICPE et, le cas échéant, le permis de construire, l'autorisation de défrichement, l'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie et la dérogation dite « espèce protégées ». D'une durée maximale de trois ans, cette expérimentation doit permettre de relever les modalités de simplification les plus efficaces avant d'éventuellement envisager une consolidation du dispositif. La loi de transition énergétique pour la croissance verte a généralisé cette expérimentation à l'ensemble de la France dès 2015.

Fixation de nouveaux objectifs pour l'éolien terrestre et en mer à l'horizon 2023

Les objectifs de développement de l'éolien ont été révisés dans le cadre de l'arrêté du 24 avril 2016 venant modifier la programmation pluriannuelle des investissements. Cet arrêté fixe désormais un objectif pour 2018 de 15 GW d'éolien terrestre et une fourchette pour 2023 où la capacité éolienne terrestre devra être comprise entre 21,8 et 26 GW. Pour l'éolien en mer posé, l'arrêté fixe un objectif de 500 à 3000 MW de nouvelles capacités engagées d'ici 2023 en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous condition de prix.

Simplification et consolidation du cadre juridique de l'éolien en mer avec la publication du décret n°2016-9

Le Gouvernement s'est engagé dans une démarche de sécurisation et de simplification du cadre relatif aux projets d'énergies renouvelables en mer, dont en particulier l'éolien en mer, et aux ouvrages de raccordement des gestionnaires de réseaux en mer avec la publication du décret n°2016-9 qui fixe plusieurs dispositions :

- Traitement des recours concernant les autorisations administratives des installations éoliennes en mer, des ouvrages de raccordement et des infrastructures portuaires nécessaires à leur construction en premier et dernier recours par la Cour administrative d'appel de Nantes ;

- Allongement à quarante ans de la durée des titres d'occupation du domaine public maritime ;
- Réduction des délais de recours à 4 mois pour les autorisations loi sur l'eau.

L'Eolien en Mer Posé en France

Etat d'avancement des projets éolien en mer actuellement en cours de développement en France

Le programme « Eolien en Mer » a été lancé le 11 juillet 2011 avec un premier appel d'offres. Quatre zones, déterminées à la suite d'une planification concertée, visant à prévenir au mieux les conflits d'usages, ont été attribuées pour une capacité totale de 2 000 MW. Elles sont situées au large des communes de Fécamp, de Courseulles-sur-Mer, de Saint-Brieuc et de Saint-Nazaire.

Les lauréats ont été annoncés le 6 avril 2012. Il s'agit de : Eolien Maritime France pour les lots de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire et Ailes Marines SAS pour le lot de Saint-Brieuc.

Suite à leur désignation, les projets lauréats ont fait l'objet de débats publics menés sous l'égide de la Commission nationale du débat public et d'une phase de levée progressive des risques au cours de laquelle ils ont réalisé des études approfondies. Les porteurs de projets ont entamé la phase de demandes d'autorisations administratives environnementales et domaniales et les enquêtes publiques des parcs de Fécamp, Courseulles et Saint-Nazaire ont eu lieu à l'été 2015. Les arrêtés préfectoraux relatifs à la loi sur l'eau ont été délivrés au premier semestre 2016. L'enquête publique pour le parc de Saint-Brieuc a quant à elle eu lieu à l'été 2016.

Dans la continuité de la démarche initiée par le premier appel d'offres, le gouvernement a lancé un deuxième appel d'offres pour l'installation de 1 GW réparti sur deux zones, au large du Tréport, et des îles d'Yeu et de Noirmoutier.

Les lauréats de cet appel d'offres ont été désignés par la ministre Mme Ségolène Royal en juin 2014. Il s'agit, des sociétés les Eoliennes en mer de Dieppe-Le Tréport et les Eoliennes en mer de Vendée. Depuis, ces projets avancent selon le calendrier initialement prévu : les débats publics ont eu lieu au premier semestre 2015 et la phase de levée des risques à la suite de laquelle les lauréats doivent confirmer la poursuite de leur projet s'est terminée le 3 juin 2016. Les demandes d'autorisation environnementales et d'occupation du domaine public maritime sont en cours de constitution.

Lancement d'un troisième appel d'offres éolien en mer

La ministre Ségolène Royal a engagé le lancement d'un troisième appel d'offres sur la zone de Dunkerque en avril 2016.

Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la poursuite du développement de l'éolien en mer posé, qui contribue à l'atteinte de l'objectif de 40 % d'électricité renouvelable à l'horizon 2030, fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Cette démarche se caractérisera par plusieurs nouveautés, visant à réduire les coûts et à simplifier les procédures :

- Une nouvelle procédure, dite de « dialogue concurrentiel », a été mise en place dans le cadre du décret n°2016-1129 publié le 17 août 2016. Elle est adaptée aux spécificités de l'éolien en mer et vise à permettre d'échanger avec les candidats afin de préciser le cahier des charges ;
- Des études de levée des risques liés au vent, à la houle, à la profondeur et à la composition des sols, seront réalisées par l'Etat avant la remise définitive des offres, afin que les industriels puissent affiner leurs propositions et prendre en compte ces risques à leur juste niveau.

- Victoire LEJZERZON

L'énergie solaire

La croissance du photovoltaïque est toujours portée par l'Asie et l'Amérique du Nord. Le marché français a perdu une place pour s'établir au 7^{ème} rang mondial. Le marché européen s'est stabilisé après plusieurs années de baisse consécutive. L'énergie solaire continue à gagner en compétitivité.

La puissance photovoltaïque installée cumulée dans le monde avoisine à fin 2015 les 230 GW, soit une augmentation de près de 50 GW par rapport à l'année 2014. En 2015, le marché a été principalement tiré par les pays asiatiques (Chine et Japon) et par l'Amérique du Nord. En Europe, le marché s'est stabilisé avec 7 GW supplémentaires installés en 2015. La puissance installée en France s'est établie à près de 0,9 GW installé en 2015 soit proche des niveaux observés en 2014 (950 MW), ce qui en fait le 7^{ème} marché mondial et le 4^{ème} marché européen, le Royaume-Uni étant passé devant la France.

Les grands fabricants de cellules et de modules, tels que Trina Solar, Jinko Solar ou Canadian Solar, continuent à assoir leur position sur le marché mondial avec des capacités de production qui augmentent d'année en année, dépassant pour certains des capacités annuelles de production de 4 GW. La demande importante au niveau mondial couplée à une baisse du coût de production des modules a permis une amélioration de la situation financière et une meilleure rentabilité des grands acteurs du photovoltaïque.

Concernant le solaire thermodynamique, le marché se développe essentiellement en Afrique et au Moyen Orient. Le potentiel de cette technologie étant limité en Europe, peu de nouvelles capacités sont attendues. L'essentiel du marché européen est porté par l'Espagne et l'Italie.

Les différentes technologies solaires

Le photovoltaïque

Les technologies photovoltaïques (PV) reposent sur des cellules qui transforment le rayonnement solaire en courant électrique continu. Ces cellules sont couplées entre elles pour former un module, lui-même relié à différents composants électriques (onduleur, boîtier de raccordement, etc.). **L'ensemble constitue un système photovoltaïque.**

Il existe aujourd'hui différentes technologies de cellules à des stades différents de maturité technologique :

- **Silicium cristallin (1^{ère} génération) :** les cellules sont constituées de fines plaques de silicium, élément que l'on extrait du sable ou du quartz. Selon la méthode de cristallisation utilisée on obtient du silicium monocristallin (de meilleure qualité mais plus cher à produire) ou du silicium multi-cristallin (moins cher à produire mais offrant des rendements moins élevés). La durée de vie des modules

photovoltaïques fabriqués à partir de ces cellules est estimée entre 25 et 30 ans.

- **Couches minces (2^e génération) :** ces cellules sont obtenues en déposant des couches de matériaux semi-conducteurs et photosensibles sur un support en verre, en plastique, en acier, etc. Différents matériaux peuvent être utilisés, le plus répandu étant le silicium amorphe, mais d'autres matériaux intègrent des éléments chimiques rares (indium, sélénium, gallium) et parfois sujets à controverse (comme le tellure de cadmium, composé toxique). Cette technologie permet de baisser les coûts de production mais les cellules ont un rendement moindre que dans le cas du silicium cristallin. Elle a connu un développement important ces dernières années.
- **Cellules organiques (3^e génération) :** ces modules sont constitués de molécules organiques. Les capteurs solaires se présentent sous forme de films de type photographique, souples, légers et faciles à installer. Il y a actuellement trois types de cellules photovoltaïques organiques : les moléculaires, celles en polymères et les organiques hybrides. L'intérêt potentiel de ces technologies est d'offrir une énergie solaire à un prix significativement inférieur aux technologies de première et de deuxième génération mais elles sont encore au stade de la recherche et développement. Ces cellules sont toutefois déjà utilisées dans certaines applications spécifiques à faible consommation et forte valeur ajoutée comme les calculatrices ou le rechargement des appareils nomades.
- **Cellules à concentration (technologie dite CPV) :** cette technologie utilise des lentilles optiques qui concentrent la lumière sur de petites cellules photovoltaïques à haute performance. Leur rendement est plus élevé que pour la filière silicium mais il est toutefois nécessaire d'être toujours positionné face au soleil, ce qui est rendu possible avec l'installation d'un « tracker » (support mobile pivotant). Cette technologie n'est actuellement intéressante économiquement que dans les zones où l'ensoleillement direct est très important.
- **Cellules perovskites hybrides :** encore au stade de développement en laboratoire, il s'agit d'une filière très prometteuse, dont les progrès en termes de rendement ont été spectaculaires ces dernières années. Cette filière est apparentée à la technologie des couches minces et repose sur le méthylammonium iodure de plomb. Des rendements de l'ordre de 22% ont été atteints en laboratoire, cependant ces cellules ne sont pas encore stables.

Tableau 1 : Aperçu des technologies de cellules PV

Filière	Rendement	Maturité
Silicium cristallin Sous famille : Monocristallin Multi-cristallin	16 à 21% 14 à 15%	Environ 90% du marché mondial dont 60% pour le multi-cristallin
Couches-minces	5 à 15%	Environ 10% du marché mondial
Cellules à concentration	20 à 30%	Stade de démonstrateur en fonction du pouvoir concentrateur
Cellules organiques	5 à 10% (cellule)	Stade expérimental
Cellules pérovskites hybrides	22% (cellule)	Stade expérimental

Source : DGEC, ADEME, DGRI

Le solaire thermique et le solaire thermodynamique

Les technologies associées à ces filières visent à convertir le rayonnement solaire en énergie thermique.

Le solaire thermique

Ces équipements permettent d'utiliser directement l'énergie thermique du soleil (à relativement basse température). La chaleur produite peut être utilisée pour le chauffage domestique ou la production d'eau chaude sanitaire.

Les 3 types d'équipements les plus courants sont :

- **les chauffe-eaux solaires individuels (CESI)**, qui permettent la production d'eau chaude à usage sanitaire pour les particuliers, pour une productivité de l'ordre de 400 à 450 kWh/an/m² selon la zone climatique ;
- **les systèmes solaires combinés (SSC)**, qui assurent à la fois la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage à l'usage des particuliers. La surface de capteurs correspond à 10% environ de la surface à chauffer. La production conventionnelle retenue pour un système optimisé est ici de 450 kWh/an/m² ;
- **le marché de l'eau chaude solaire collective**. L'équipement est en général dimensionné pour fournir 40 à 60% des besoins ; pour chaque installation, l'équipement est conçu et dimensionné préalablement par un bureau d'études.

Un équipement solaire n'assure jamais 100% des besoins d'eau chaude ou de chauffage et nécessite un complément.

Les systèmes photovoltaïque/thermique (PVT)

Une nouvelle filière hybride est en train d'émerger sur les bâtiments, combinant à la fois solaire photovoltaïque et solaire thermique. Cette filière repose sur des panneaux solaires hybrides, qui produisent simultanément de l'électricité et de la chaleur utile.

Un panneau solaire hybride utilise la chaleur dégagée par les cellules photovoltaïques pour chauffer un fluide

caloporteur (liquide ou air), ce qui améliore le rendement des cellules PV tout en valorisant de la chaleur solaire utile pour l'eau chaude sanitaire ou le chauffage.

Dans un panneau solaire hybride vecteur eau (PV/T à eau), le fluide caloporteur est à base d'eau. Ce procédé est généralement utilisé pour contribuer à la production d'eau chaude sanitaire (ECS). Dans un panneau solaire hybride vecteur air (PV/T à air), le fluide caloporteur est de l'air. Ce procédé est généralement utilisé pour apporter une contribution au chauffage de locaux.

Le solaire thermodynamique à concentration

Le principe de ces technologies est de concentrer suffisamment le rayonnement solaire de façon à pouvoir chauffer un fluide caloporteur (de l'huile ou des sels fondus) à haute température (250°C à 2000°C).

La chaleur ainsi emmagasinée par le fluide peut être utilisée directement pour des usages industriels ou utilisée pour produire de l'électricité via une turbine à vapeur. Par rapport au photovoltaïque où la production s'arrête dès qu'il n'y a plus de soleil, la production au-delà de la période d'ensoleillement peut continuer dans les cas où il existe un réservoir de stockage du fluide chauffé.

On distingue plusieurs types de technologies :

- **Centrales solaires cylindro-paraboliques** : des auge paraboliques d'un rayon de courbure de 2 à 2,5 m et d'environ 20 m de longueur concentrent les rayons du soleil sur un tube à fluide caloporteur.
- **Les réflecteurs linéaires de Fresnel** qui peuvent être considérés comme une technologie dérivée des centrales cylindro-paraboliques et qui mettent en œuvre des miroirs quasi-plans disposés à plat et près du sol et concentrant les rayons sur des tubes récepteurs fixes. Ces miroirs peuvent pivoter de façon à suivre la trajectoire du soleil tout au long de la journée.
- **Centrales solaires à tour** : une multitude de miroirs orientables, appelés héliostats, concentrent l'énergie solaire sur une chaudière unique située sur une tour
- **Paraboles solaires Dish-Stirling** : cette technologie met en œuvre un miroir parabolique d'une dizaine de mètres de diamètre sur un moteur Stirling à combustion externe dont la source chaude est du sodium, le gaz moteur de l'hélium ou de l'hydrogène.

Dans les conditions connues à ce jour, ces technologies nécessitent un ensoleillement direct important, ce qui rend limité leur potentiel en France métropolitaine.

Le soutien à la R&D et à l'innovation

Il existe différents outils de soutien à la R&D et à l'innovation dans le domaine des énergies renouvelables, qui dépendent du niveau de maturité technologique du projet (voir fiche « Développer les technologies pour le système énergétique de demain »). Sont ici décrits les projets soutenus dans le cadre du programme Investissements d'avenir (PIA) sur la thématique solaire.

Projets de démonstration financés par l'ADEME

Depuis 2009, l'ADEME a lancé successivement plusieurs appels à manifestation d'intérêt (AMI) ayant permis de soutenir de nombreux projets dans le domaine de la production d'électricité et de chaleur renouvelable dans le cadre de l'action « Démonstrateurs et plate-formes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte » du PIA. Sur la thématique solaire, près d'une vingtaine de projets ont été soutenus, la plupart sur des technologies photovoltaïques.

En 2011, un AMI centré sur le solaire thermodynamique et sur le solaire thermique a donné lieu à la contractualisation de 6 projets.

3 projets concernent le solaire thermique : **SGST** (Smart Grid Solaire Thermique), **SysSTHEff** et **SCRIB**. Sur le solaire thermodynamique, les 4 projets lauréats étaient les projets **MICROSOL**, **STARS**, **eCARE** et **LFR 500**. Le premier portant sur une microcentrale à capteurs cylindro-paraboliques et les 3 derniers portant sur le développement de technologies Fresnel. Le projet STARS a toutefois été arrêté en août 2014 suite à l'abandon des activités AREVA sur le solaire thermodynamique à concentration. Le projet LFR 500 est actuellement à l'arrêt suite aux difficultés financières rencontrées par la société Solar Euromed et le projet eCare est en passe d'être terminé avec toutefois un changement de périmètre par rapport au projet initialement prévu, la société CNIM n'ayant plus besoin d'un démonstrateur.

Un autre AMI centré sur le photovoltaïque a donné lieu à la contractualisation de 8 projets :

- Sur la filière silicium : **ISOPeM**, **LABFAB HET**, **PV800Export** et **DEMOS** ;
- Sur la filière couches minces : **PVCIS** (qui s'est achevé en 2013) ;
- Sur le PV à concentration : **HCPV1024Soleils** et **GUEPARD** ;
- Sur les procédés d'encapsulation : **ISOCeL**.

L'ensemble des fiches descriptives des projets lauréats est disponible sur le site de l'ADEME.

L'AMI Energies Renouvelables qui s'est clôturé en octobre 2015 a permis la sélection de deux nouveaux projets dont la contractualisation est en cours.

Un nouvel AMI a été lancé en décembre 2015 et comprend comme le précédent les axes suivants :

- Hybridation des solutions renouvelables,
- Solaire photovoltaïque,
- Solaire thermique,
- Eolien.

La création des Instituts pour la transition énergétique (ITE)

Les ITE sont des plateformes publiques-privées regroupant sur un même site des établissements de formation, des laboratoires de recherche appliquée, des acteurs économiques dans un domaine en lien avec les énergies décarbonées. **Les ITE visent ainsi le développement industriel d'une filière complète, depuis l'innovation technologique jusqu'au démonstrateur et au prototype industriel.** Les premiers projets ont été labellisés en 2011 et 2012. Le suivi des ITE est assuré par l'Agence nationale de la recherche (ANR), dans le cadre du PIA.

Dans le domaine de l'énergie solaire, un ITE a été labellisé, il s'agit de l'**Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France (IPVF)** qui a reçu une dotation de 18,1 M€. L'axe de recherche principal de cet ITE est le développement de la technologie « couches minces » à des coûts compétitifs.

Un autre projet a été soutenu, sans toutefois avoir reçu le label ITE : il s'agit de l'**Institut National Energie Solaire 2 (INES2)** qui a reçu 39 M€. Les axes de recherches d'INES 2 sont eux orientés autour de la technologie silicium de nouvelle génération et de l'intégration des technologies solaires au système électrique.

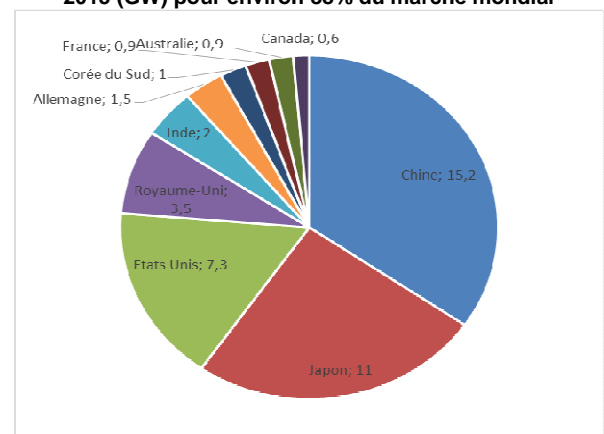
L'état du marché photovoltaïque en 2015

Le marché mondial

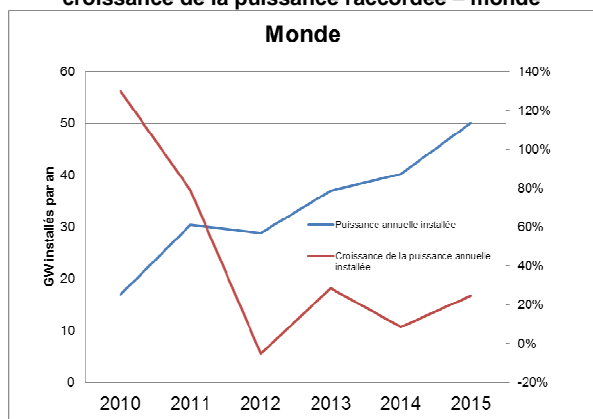
La puissance photovoltaïque (PV) installée dans le monde s'élève en 2015 à **227 GW** (source : PVPS-IEA, chiffres provisoires). Près de **50 GW** de PV ont ainsi été raccordés au réseau électrique en 2015 contre 40 GW en 2014.

Le marché annuel mondial du PV reste concentré sur 10 pays qui ont centralisé 88% de la puissance installée en 2014 : la Chine (près de 30% du marché), suivie par le Japon (environ 22% du marché) et les Etats Unis (environ 15% du marché), loin devant respectivement le Royaume-Uni, l'Inde, l'Allemagne, la Corée du Sud, l'Australie, la France et le Canada.

Figure 1 : Puissances crêtes PV raccordées par pays en 2015 (GW) pour environ 88% du marché mondial



Source : chiffres IEA-PVPS (provisoires)

Figure 2 : Puissances crêtes PV raccordées, et croissance de la puissance raccordée – monde

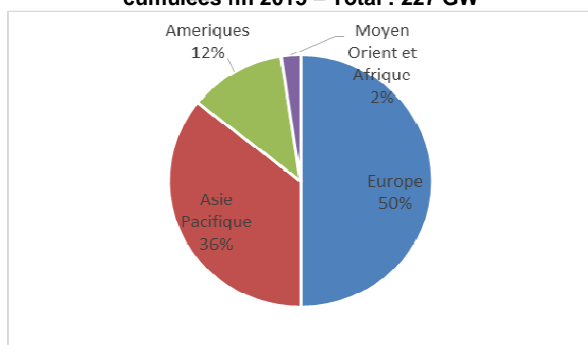
Source : chiffres EPIA (provisoires)

En termes de capacité installée cumulée, **le marché est pour le moment toujours dominé par l'Europe** avec près de 100 GW installés à fin 2015 mais la part du PV européen poursuit logiquement sa baisse.

Tableau 2 : Evolution de la part du PV européen dans la capacité mondiale

	2011	2012	2013	2014	2015
Part du PV européen	75%	70%	60%	50%	43%

De nouvelles opportunités montent en puissance pour la technologie photovoltaïque au-delà de ses marchés traditionnels (Europe, Amérique du Nord, Asie), notamment en Amérique du Sud (Brésil, Chili, Pérou) et au Mexique. La baisse des coûts du matériel, couplée aux évolutions réglementaires et au fort potentiel d'ensoleillement de certaines régions, offre de nouvelles opportunités – et de nouveaux défis – pour les fournisseurs de solutions technologiques. Des prix très compétitifs ont ainsi été observés au Pérou et au Mexique (40 \$/MWh) au cours de procédures d'appels d'offres.

Figure 3 : Puissances crêtes PV raccordées par région cumulées fin 2015 – Total : 227 GW

La dynamique industrielle poursuit son évolution:

- **Les surcapacités de production de panneaux photovoltaïque**, à l'origine d'un effondrement des prix en 2011-2012, **se résorbent progressivement**. Selon EurObserv'ER, la situation financière des grands acteurs du

photovoltaïque s'est améliorée depuis 2014 grâce une demande importante au niveau mondial couplée à une baisse du coût de production des modules (qui a été plus importante que la baisse des prix des modules sur le marché, d'où une meilleure rentabilité pour les industriels).

- **Les capacités de production des principaux fabricants de modules s'accroissent**, avec des capacités de production dépassant pour certains les 4 à 5 GW (cf. Tableau 3). Celles-ci devraient toutefois rester en adéquation avec la demande. Pour 2016, les analystes anticipent ainsi une demande de l'ordre de 60 à 70 GW.
- **La volonté de certains pays de s'assurer des retombées locales** impose aux acteurs de jouer entre la concentration et les implantations locales.

En 2015, comme les années précédentes, **la majorité du marché mondial des modules était détenue par des fabricants basés en Asie**. La capacité de production des dix plus gros fabricants s'accroît ainsi d'année en année. Ils sont désormais sept à avoir des capacités de production supérieures à 2 GW en 2015 (contre cinq en 2014) et cinq à dépasser 3 GW (contre trois en 2014). En comparaison, les fabricants français présentent des capacités de production de l'ordre de 800 MW annuels. Les 10 principaux fabricants (voir Tableau 2) détiennent ainsi plus de 60% du marché en 2015.

Tableau 3 : Principaux fabricants de modules PV- Production entre 2012 et 2015

Fabricant	Pays de fabrication	Type de Cellule	Livraison de modules (MW)			
			2012	2013	2014	2015
Trina Solar	Chine	Mono	1590	2580	3660	5740
Jinko Solar	Chine	Mono Multi	912	1765	2944	4512
Canadian Solar	Canada Chine	Mono Multi	1543	1894	3105	4384
JA Solar	Chine	Mono Multi	1700	1200	2407	3673
Hanwha Q-cells	Chine, Allemagne	Mono Multi	830	1280	n.c.	3306
First Solar	Malaisie USA	CM CdTe	1875	2000	1500	2900
Yingli	Chine	Mono Multi	2297	3234	3361	2400
ReneSola	7 pays (surtout Asie)	Multi	713	1729	1970	1600
Solar World	Allemagne, USA	Mono Multi	nc.	nc.	nc.	1159
Sunpower	USA, Philip.	Mono Multi	936	1134	1254	969

Mono : mono-cristalline, Multi : multi-cristalline, CM : couche mince

Source : EurObserv'ER, avril 2015

Le marché européen

En Europe, la puissance installée totale s'élève à fin 2015 à environ **95 GW** et la production s'élève à **100,5 TWh**. La puissance installée sur l'année 2015 a légèrement augmenté par rapport à 2014 avec l'ajout de **7,2 GW installés** contre 6,9 GW installés en 2014 (+3%). Ce niveau reste significativement inférieur aux niveaux observés sur le passé : 17-18 GW par an entre 2010 et 2012, et 10,3 GW en 2013 (source EurObserv'ER).

Ce ralentissement s'explique par des **politiques nationales de soutien beaucoup moins favorables**, notamment dans les pays où des capacités très importantes ont déjà été installées. De nombreux pays ont ainsi décidé de revoir leurs politiques de soutien afin de mieux maîtriser l'impact sur la facture des consommateurs et de permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système électrique. A titre d'exemple, les marchés italiens et grecs sont quasiment à l'arrêt après avoir fait partie des marchés européens les plus dynamiques (même si l'Italie se situe encore en 5^e position, le marché est passé de 9,3 GW installés en 2011 à 0,3 GW en 2015).

En 2015, le marché européen est porté essentiellement par le Royaume-Uni, l'Allemagne et la France qui représentent 80 % des nouveaux raccordements. Pour la deuxième année consécutive, le Royaume-Uni est le pays européen où la plus grande capacité PV a été raccordée sur le réseau avec 3,5 GW (en hausse par rapport à 2014). Il est suivi par l'Allemagne, avec 1,3 GW, dont la capacité installée en 2015 a diminué par rapport à 2014 (+1,9 GW). La France arrive en 3^e position avec près de 0,9 GW suivie des Pays-Bas (un peu plus de 350 MW) et de l'Italie (environ 300 MW). Au total, seuls 7 pays européens ont installé une capacité supérieure à 100 MW.

Tableau 4 : Puissances crêtes PV raccordées, et croissance de la puissance raccordée – Europe

	2011	2012	2013	2014	2015 (p)
Puissance annuelle installée (GW)	18,4	17,5	10,3	7,0	7,2
Croissance de la puissance annuelle installée	4 %	-7 %	-39 %	-32%	+3%

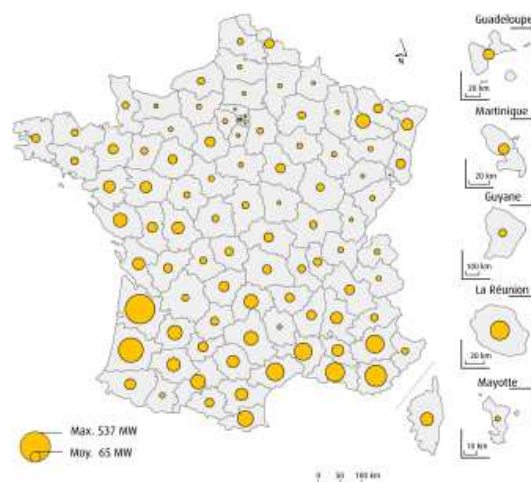
Source : chiffres EPIA, EurObserv'ER

Le marché français en 2015

En 2015, **879 MW** de nouvelles capacités photovoltaïques ont été raccordés en France. Le parc photovoltaïque a ainsi atteint une puissance de **6,5 GW** en fin d'année 2015 dont 6,2 GW en métropole. Selon le bilan électrique de RTE pour 2014, la production photovoltaïque en métropole s'élève à **7,4 TWh** en

2015, soit 25 % de production supplémentaire par rapport à 2014, et représente **1,6 % de la consommation d'électricité** à l'échelle de la France métropolitaine.

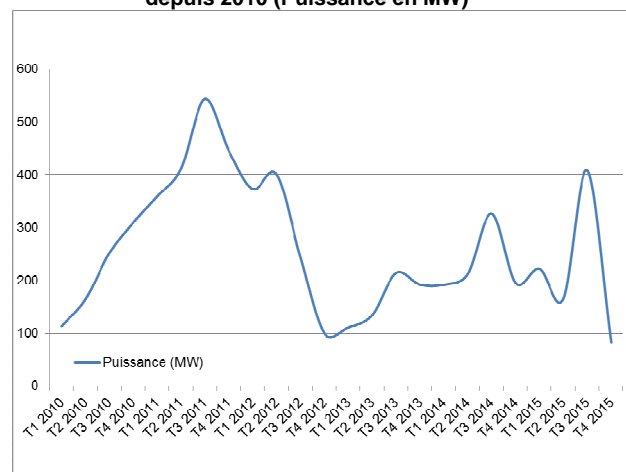
Figure 4 : Puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2015 (MW)



Source : SOeS – Tableau de bord photovoltaïque – quatrième trimestre 2015

Concernant la typologie des projets, à fin 2015, la part des installations de moins de 100 kW dans la totalité du parc s'est stabilisée en 2014 et 2015 à 35 % (contre 50 % à fin 2013). Les installations de plus de 250 kW représentent 50% de la capacité installée en France. Par ailleurs, la puissance globale des projets censés aboutir au cours des prochains mois, pour lesquels la convention de raccordement est déjà signée, s'élève à 559 MW à fin 2015.

Figure 5 : Evolution des raccordements par trimestre depuis 2010 (Puissance en MW)



Source : D'après SOeS – Tableau de bord photovoltaïque – quatrième trimestre 2015

En ce qui concerne le photovoltaïque à concentration, dans le cadre des appels d'offres CRE lancés en 2011 et 2013, **24 projets de solaire photovoltaïque à haute concentration ont été retenus**.

Les dispositifs de soutien au photovoltaïque en France

Le dispositif de soutien au photovoltaïque repose sur trois mécanismes distincts selon la puissance de l'installation :

1/ Des tarifs d'achat, ajustés chaque trimestre, pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kWc (seuil équivalent à une surface de 1 000 m² de panneaux photovoltaïques). Les tarifs sont auto-ajustables chaque trimestre en fonction des demandes de raccordement déposées au cours du trimestre précédent pour tenir compte du progrès technologique. Les tarifs diminuent de 10 % par an si le nombre de demandes de raccordement est conforme à la trajectoire cible. Pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc, la trajectoire cible annuelle s'élève à 400 MW/an.

Sur l'année 2015, les tarifs ont décliné de 4% sur le segment des installations « intégrées au bâti » de moins de 9 kWc. Début 2016, ce tarif s'établissait à 250,1 €/MWh. Sur la même période, les tarifs ont été revalorisés de 10% pour les installations « intégrées simplifiées au bâti » et le mécanisme de dégressivité des tarifs a été atténué pour le deuxième semestre 2015. Début 2016, le tarif s'établissait ainsi à 138,2 €/MWh pour les installations de puissance inférieure à 36 kWc et à 131,3 €/MWh pour les

installations de puissance comprise entre 36 et 100 kWc.

En 2015, l'arrêté tarifaire « photovoltaïque » a également été modifié de façon à ne plus pénaliser les installations en cas de retard sur les travaux de raccordement qui ne leur serait pas directement imputable. De plus, cet arrêté vient préciser les conditions permettant de bénéficier du tarif « intégré au bâti ».

2/ Des appels d'offres « simplifiés » pour les installations sur bâtiments entre 100 et 250 kWc (seuil équivalent à une surface de toiture comprise entre 1 000m² et 2 500 m²).

Depuis 2011, 3 appels d'offres ont été lancés dans cette catégorie permettant de contractualiser respectivement 155 MW et 120 MW sur les 2 premiers, le dernier ayant été lancé mars 2015 pour une puissance de 120 MW séparé en 3 tranches de 40 MW. En septembre 2015, le volume de cet appel d'offres a été doublé passant à 240 MW. Un lot spécifique de 40 MW pour les projets agricoles (bâtiments qui servent aux exploitations rurales ou affectés à un usage agricole) a été ajouté.

Résultats de la 1^{ère} tranche de l'appel d'offres « simplifié » CRE 3

En mars 2016, 349 projets photovoltaïques, représentant un volume total de 80 MW, ont été désignés lauréats de la première tranche et pourront bénéficier de tarifs d'achat garantis à un prix pondéré de l'électricité de 139 €/MWh. Les niveaux des tarifs d'achat proposés par les candidats poursuivent ainsi leur baisse, au bénéfice du consommateur final (9 % de baisse par rapport à la dernière tranche de l'appel d'offres de 2013, portant sur le même type d'installations).

La remise des offres de la deuxième tranche s'est clôturée le 21 mars 2016.

3/ Des appels d'offres pour les installations sur très grandes toitures au-delà de 250 kWc et les centrales au sol (plus de 2 500 m² de panneaux). Ces appels d'offres privilégient le développement des centrales au sol sur les sites dégradés (friches industrielles, anciennes carrières ou décharges...) pour éviter les conflits d'usage, notamment avec les terres agricoles.

Pour ces installations, 2 appels d'offres ont été lancés en 2011 et en 2013, permettant de contractualiser respectivement 443 MW et 380 MW. Le second appel d'offres visait à part égale les technologies innovantes au sol (photovoltaïque à concentration ou avec suivi du soleil) et les technologies matures sur ombrières de parking et sur toitures.

Un troisième appel d'offres, ne comportant plus de lots réservés à des technologies prédéfinies (telles que le photovoltaïque à concentration ou le solaire thermodynamique), a été lancé en novembre 2014 pour une capacité de 400 MW répartie en trois familles (installations sur bâtiments, centrales au sol et installations sur ombrières) de technologies matures dans une perspective de réduction des coûts, avec des exigences accrues en termes d'intégration au système électrique. Les technologies innovantes sont, quant à elles, valorisées dans cet appel d'offres via le critère d'innovation, révisé à cette occasion, de même que le critère relatif au bilan carbone.

Les lauréats de cet appel d'offres ont été désignés en décembre 2015. Compte-tenu du nombre d'offres déposées et des faibles prix observés, **le volume appelé pour les lots de centrales au sol a été très fortement augmenté, portant le volume total de l'appel d'offres à plus de 1100 MW.** 212 lauréats ont ainsi été désignés.

Un appel d'offres de 50 MW pour des installations photovoltaïques de puissance supérieure à 250 kWc couplées à un moyen de stockage dans les zones non interconnectées (ZNI) a été lancé en mai 2015 pour un volume total de 50 MW. Les lauréats ont été désignés en juin 2016 : 33 projets ont été sélectionnés pour une puissance installée totale de 52 MW et un prix moyen pondéré de 204 €/MWh.

Les évolutions pour 2016

L'objectif fixé à 5 400 MW en 2020 dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (2009) pour la filière solaire a été dépassé en 2014. Du fait de la baisse des coûts du photovoltaïque, désormais compétitifs comparés à ceux d'autres technologies comme l'éolien, et du gisement important de cette technologie sur le territoire national, l'objectif à 2020 a été relevé à 8 GW au cours de l'année 2015. Cet objectif a de nouveau été revu à la hausse en avril 2016 dans le cadre d'un arrêté venant modifier la programmation pluriannuelle des investissements. Cet arrêté fixe désormais un objectif pour 2018 de 10,2 GW et une fourchette pour 2023 où la capacité solaire devra être comprise entre 18,2 et 20,2 GW.

Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la **mise en place d'un complément de rémunération**, qui viendra se substituer aux tarifs d'achat pour les installations de plus de 500 kWc. Cette évolution s'inscrit dans le cadre des lignes directrices relatives à la protection de l'environnement et à l'énergie adoptées par la Commission Européenne en avril 2014 (voir fiche n°30) et entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016.

Deux appels d'offres tri-annuels portant sur la période 2016-2018 seront lancés au cours de l'été 2016 :

- un appel d'offres pour des grandes centrales au sol de 1000 MW en deux tranches par an ;
- un appel d'offres pour des installations sur toitures de 450 MW en trois tranches par an.

Ces appels d'offres prévoiront un soutien sous forme de complément de rémunération pour les installations de puissance supérieure à 500 kWc.

L'évolution des coûts de production photovoltaïque

Depuis 2009, le prix moyen des modules a diminué de plus de 70%. Pour rester compétitifs, les différents maillons de la chaîne de valeur ont ainsi adapté leurs prix au fur et à mesure que le marché s'est développé, entraînant une baisse du coût des projets. Ainsi, grâce à la chute du prix des modules, à l'augmentation des rendements des cellules mais également grâce à la diminution des coûts de financement, **l'énergie solaire est de plus en plus compétitive.**

En France, la part liée au prix des modules dans les coûts d'investissement des centrales photovoltaïques est passée d'environ 50 % pour les centrales qui ont été mises en service en 2011 à moins de 40 % pour

les centrales qui seront mises en service en 2015-2016¹.

Dans ce contexte, le prix moyen des offres retenues dans le cadre des appels d'offres « simplifiés » CRE concernant les installations d'une puissance comprise entre 100 et 250 kWc a ainsi chuté de 40 % entre 2012 et 2015 passant de 229 €/MWh en moyenne à 139€/MWh. **Sur la première période de l'appel d'offres CRE 3, le prix le plus bas observé s'élève à 110 €/MWh, à comparer à un minimum de 165 €/MWh observé lors du premier appel d'offres CRE 1.**

Tableau 5: prix moyen des offres retenues aux appels d'offres CRE "simplifiés" de 2011 et 2015

Date de dépôt des offres							
01/12	03/12	06/12	09/12	10/13	02/14	06/14	09/15
Prix moyen pondéré (€/MWh)							
229	217	220	197	168	165	153	139

En 2015, les résultats de l'appel d'offres CRE 3 portant sur des puissances supérieures à 250 kWc ont montré que la baisse des coûts du photovoltaïque se poursuivait.

Ainsi, par rapport à l'appel d'offres précédent (lancé 20 mois plus tôt) :

- pour les installations sur grandes toitures « ISB », le tarif moyen passe de 158 à 129 €/MWh, **soit une baisse de 18 %**. Sur cette famille, les prix les plus bas observés s'élèvent aux alentours de 110 €/MWh ;
- pour les installations au sol, le tarif moyen passe de 107 à 82 €/MWh, **soit une baisse de 23 %**. Un minimum de prix à 70 €/MWh a pu être observé sur certains projets de cette catégorie ;
- pour les installations sur ombrières, le tarif moyen passe de 146 à 124 €/MWh, **soit une baisse de 15 %**. Sur cette famille, les prix les plus bas observés s'élèvent aux alentours de 110 €/MWh.

Au niveau mondial, des prix de plus en plus bas sont également observés : l'enchère la plus basse a été proposée aux Emirats Arabes Unis à 30 \$/MWh contre 60 \$/MWh il y a 15 mois.

L'état du marché solaire thermodynamique en 2014-2015

Le marché mondial

Le solaire thermodynamique requiert de très bonnes conditions d'ensoleillement direct (>1900 kWh/m²/an), ce qui limite le potentiel à certaines zones géographiques : pays méditerranéens en Europe, Etats-Unis, Inde, Afrique du Nord et sud de

l'Afrique, Moyen-Orient, Chine, Australie, Amérique du Sud.

Les centrales solaires thermodynamiques représentent **4,3 GW** installés dans le monde à fin 2014, la majorité des capacités étant installée en Espagne (2,3 GW) et aux Etats-Unis (1,8 GW). 1,2 GW seraient en construction dans le monde. En 2015, la puissance installée aux Etats-Unis devrait s'établir à 1,9 GW et il y aurait environ 1,1 GW de projets planifiés.

Au niveau mondial, le solaire thermodynamique a un vrai potentiel de développement. Ainsi, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit à l'horizon 2050 **une contribution du solaire thermodynamique à hauteur de 7 à 11 % de la production électrique globale**. Les marchés concernés sont principalement l'Afrique du Sud, l'Inde, le Moyen-Orient, l'Afrique du Nord, la Chine et le Chili. Ainsi, l'Arabie Saoudite envisagerait le déploiement de 25 GW de centrales solaires thermodynamiques d'ici 2032. Par ailleurs, les objectifs ambitieux de développement du solaire en Chine (50 GW en 2030) et en Inde (100 GW à l'horizon 2030) peuvent laisser penser que le solaire thermodynamique y aura sa place, ces pays ayant déjà des projets commerciaux de centrales solaires thermodynamiques. **Les entreprises françaises cherchent donc à se positionner sur les appels d'offres internationaux.**

En 2016, le Maroc a inauguré, près de Ouarzazate, sa première centrale solaire thermodynamique (technologie cylindro-parabolique), appelée Noor, pour une puissance de 160 MW et une capacité de stockage thermique de 3 h. Elle a été construite par un consortium mené par le groupe saoudien ACWA Power pour un coût de l'ordre de 600 M€. Le Maroc a annoncé son intention de disposer, à terme, de cinq centrales solaires similaires dont deux pour lesquelles les lauréats ont été désignés début 2015 pour respectivement 200 MW (centrale cylindro-parabolique) et 150 MW (centrale à tour). Le saoudien ACWA a de nouveau remporté les appels d'offres en partenariat avec une entreprise espagnole (Sener). La mise en service de ces deux centrales sont attendues pour 2017.

En comparaison avec le solaire photovoltaïque, le solaire thermodynamique reste encore cher (de l'ordre de 170 \$/MWh) mais pourrait se situer à terme, selon les prévisions de l'AIE, dans une fourchette comprise entre 80 et 110 \$/MWh en 2030.

Le marché européen

En Europe, à fin 2014 **2,31 GW** de centrales solaires thermodynamiques ont été installés, quasiment toutes ces centrales étant situées en Espagne (2 304 MW). Il s'agit principalement de centrale cylindro-paraboliques. En 2014, aucune nouvelle capacité n'a été installée en Europe. Selon EurObserv'ER, plus de 600 MW de projets seraient en développement en Europe.

L'Espagne est suivie de très loin par l'Italie, avec 5 MW installés. On dénombrait toutefois près de 350 MW

¹ Rapport de la Commission de régulation de l'énergie sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine – Avril 2014

en cours de développement en Italie, 145 MW en Grèce et environ 50 MW, à Chypre.

Le marché français

On dénombre actuellement deux sites exploitant le solaire thermodynamique en France : une centrale solaire à Odeillo (1 MW) et une centrale solaire à La Seyne-sur-Mer (0,01 MW), pour une capacité totale installée de 1,01 MW.

Le potentiel de cette technologie reste limité en France compte-tenu du faible ensoleillement direct. En France, le solaire thermodynamique pourrait toutefois être utilisé pour des procédés industriels nécessitant de la chaleur à haute température. Il existe également un potentiel important de développement à l'export, sur les marchés cités précédemment, sous réserve que les industriels français arrivent à se positionner.

Dans le cadre des appels d'offres portant sur les installations solaires de plus de 250 kWc, deux projets d'installations solaires thermodynamiques pour une puissance cumulée de 21 MW ont été retenus à l'issue du premier appel d'offres portant sur les installations de grande taille lancé en 2011 :

- Centrale solaire d'Alba Nova (12 MW), portée par Solar Euromed et située en Corse ;
- Centrale solaire de Llo (9 MW), portée par le groupe CNIM et située dans les Pyrénées-Orientales.

Dans les 2 cas, il s'agit de centrales solaires exploitant la technologie Fresnel. La mise en service du projet de CNIM est attendue pour 2016-2017.

Sur le solaire thermodynamique, des acteurs français sont positionnés sur l'ensemble de la chaîne de valeur : fabrication d'équipements (chaudières, échangeurs, machines thermodynamiques, alternateurs, miroirs, trackers, etc.), électrotechnique, ingénierie thermique, etc.

Les leaders industriels sont toutefois espagnols (Abengoa), allemands ou américains mais il reste de la place pour de nouveaux entrants car peu de sociétés sont capables de répondre aux appels d'offres internationaux. Le défi pour les industriels français est donc de parvenir à structurer une offre à l'export.

L'état du marché solaire thermique

Le marché européen du solaire thermique en 2014, filière dédiée à la production d'eau chaude et au chauffage, accuse une nouvelle baisse, avec une superficie de capteurs installés sous la barre des 3 millions de m² (soit l'équivalent de 2150 MWth), en baisse de 3,7 % par rapport à 2013 selon EurObserv'ER. Il s'agit de la sixième année consécutive de baisse, avec un niveau d'installation comparable à celui de 2007.

Le parc de capteurs solaires thermiques européen s'élèverait ainsi à 47 000 000 m², soit l'équivalent de 32,9 GWth.

Cette baisse s'observe en France depuis plusieurs années. Le marché s'établit à environ 150 000 m² capteurs installés en 2014, soit une baisse de 20 % par rapport à 2013. Le parc solaire thermique français représente une surface de capteurs installés d'environ 2,5 millions de m² dont 73 % en métropole.

La diffusion des chauffe-eau solaires individuels est principalement soutenue par le crédit d'impôt pour la transition énergétique qui a été simplifié au 1^{er} janvier 2015, avec la mise en place d'un taux unique de 30 %, sans condition de ressources et sans bouquet de travaux.

Dans les autres secteurs, **le fonds chaleur a permis de financer depuis 2009 plus de 1500 installations** (environ 125 000 m² de capteurs) dont la majorité est constituée de petite et moyenne tailles. Moins de 15 % des installations dépassent la superficie de 100 m² de capteurs, alors que des économies d'échelles doivent être plus prégnantes pour les installations de plus grande taille.

Un certain nombre d'applications sont identifiées comme des cibles à fort potentiel de développement (industrie et réseaux de chaleur) pour leur niveau élevé de consommation annuelle d'eau chaude. C'est pourquoi un appel à projets a été lancé par l'ADEME le 25 février 2015 dans le but de développer la filière solaire thermique grâce à la réalisation de grandes installations permettant de dégager des économies d'échelle et viser la réalisation de réductions de coûts de l'installation au m² de capteur installé. Cet appel s'adresse aux maîtres d'ouvrages publics et privés dont les activités requièrent des besoins en eau chaude significatifs, notamment dans les secteurs de l'habitat, de la santé, de l'industrie, du tertiaire et de l'agroalimentaire.

Les deux projets lauréats, portés par un bailleur social en Rhône-Alpes et une municipalité en Pays de la Loire représentent un total de 2 800 m² de capteurs solaires pour un investissement de l'ordre de 2,3 M€. Le montant de l'aide accordé est d'environ 1,3 M€. La réalisation de ces opérations de grande taille permettra aux maîtres d'ouvrage de bénéficier d'économies d'échelle importantes, qui se traduiront par une diminution du coût de la chaleur pour les usagers. Ces projets solaires contribueront également à la diminution des émissions de gaz à effet de serre, la production d'eau chaude solaire permettant de réduire le recours à des énergies fossiles.

Les perspectives pour 2016

Un nouvel appel à projets a été lancé pour des installations qui permettent de mutualiser un certain nombre de coûts (notamment les coûts de suivi et de maintenance). Les dossiers candidats ont été déposés le 5 avril 2016.

Enfin, il est à noter que le marché français des systèmes hybrides photovoltaïque/thermique est en pleine progression (plus de 100 000 m² installés en 2015), avec des PMI qui ont développé et industrialisé

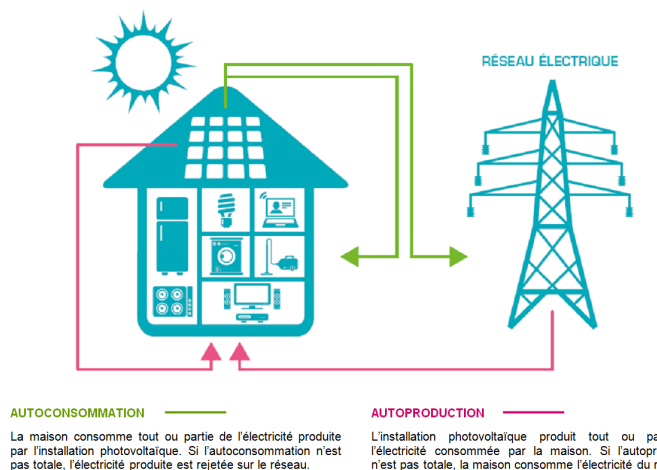
des procédés parmi les plus performants sur le marché européen et mondial.

Ces installations peuvent bénéficier d'un tarif d'achat pour la partie photovoltaïque qui produit de l'électricité et du crédit d'impôt pour la transition énergétique s'agissant de la partie qui produit de la chaleur utile.

Un plafonnement par mètre carré et par équipement a été mis en place dans le dispositif fiscal pour éviter les abus liés à la commercialisation de ces produits tout en évitant de pénaliser l'innovation française dans ce secteur.

L'autoconsommation / autoproduction électrique

L'autoconsommation peut se définir comme le fait de **consommer sa propre production d'électricité**. Elle est associée à la notion d'autoproduction, qui est le fait de **produire sa propre consommation**.



Il convient de garder à l'esprit qu'une situation d'autoconsommation / autoproduction ne signifie pas être en autarcie énergétique. Les sites de consommation auront en effet toujours besoin, à quelques exceptions près, de recourir pendant certaines périodes au réseau électrique traditionnel soit pour se fournir en électricité, soit pour injecter l'électricité produite en excédent.

Cette pratique se développe dans un contexte où les coûts de production des installations d'électricité renouvelable diminuent et où les prix de l'électricité augmentent.

Ainsi, alors que le déploiement des petites installations renouvelables était porté depuis 2006 quasi-intégralement par les tarifs d'achat, les professionnels font état d'une multiplication des offres commerciales en « autoconsommation » auxquelles le public est très réceptif.

Enfin, l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a habilité le gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure permettant un développement maîtrisé et sécurisé de

l'autoconsommation. Cette ordonnance a été publiée le 27 juillet 2016, elle crée un cadre légal pour l'autoconsommation, encadre cette pratique et prévoit l'établissement par la CRE d'une tarification spécifique.

Les perspectives pour 2016

Un appel d'offres « pilote » permettant d'octroyer un soutien à l'autoconsommation a été publié à l'été 2016. Il porte sur des installations de 100 à 500 kW et le volume alloué est de 40 MW (soit 100 à 500 projets lauréats). Un appel d'offres similaire pour les zones non interconnectées (Corse et Outre-mer) pour 10 MW sera lancé en 2016.

Cet appel d'offres s'adresse plus particulièrement à des consommateurs des secteurs industriels, tertiaires et agricoles, en particulier des centres commerciaux, acteurs économiques pour lesquels l'autoconsommation peut apporter les bénéfices les plus importants. Toutes les technologies renouvelables seront admises (solaire, petite hydroélectricité, moulins, etc.)

Les lauréats bénéficieront d'une valorisation financière pour l'électricité autoconsommée selon les modalités permises par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Par ailleurs, les lauréats de l'appel d'offres pour installations solaires avec stockage dans les ZNI pourront valoriser de façon préférentielle l'énergie autoconsommée. Les lauréats seront désignés courant 2016.

- Louise ORIOL, Martine LECLERCQ, Philippe D'ARGENLIEU

N°

26

Les énergies marines renouvelables

Des filières émergentes prometteuses, pour la plupart encore au stade de la recherche et de l'expérimentation

Les énergies renouvelables en mer (EMR) recouvrent l'ensemble des technologies permettant de produire de l'électricité à partir de différentes forces ou ressources du milieu marin (hydrolien, houlomoteur, énergie marémotrice, éolien en mer, etc.). Deuxième puissance maritime mondiale, avec 11 millions de kilomètres carrés de zone maritime et quatre façades maritimes métropolitaine, la France bénéficie d'une situation géographique privilégiée pour le développement de ces technologies.

Filières émergentes, les technologies renouvelables en mer sont pour la plupart au stade de la recherche et de l'expérimentation, hormis de l'éolien en mer posé. Aujourd'hui, à l'exception notable de l'usine marémotrice de la Rance, il n'y a pas encore de parc de production en France, mais de nombreux projets de démonstration sont en cours de déploiement.

Évolution du marché mondial et perspectives pour les années à venir

L'énergie des océans se réfère à toutes les technologies de production d'énergie grâce à des phénomènes océaniques naturels comme les marées, les courants, les vagues, la conversion de l'énergie thermique des mers, ou les gradients de salinité. Aujourd'hui, les technologies les plus matures profitent de l'énergie marée-motrice. En 2014, la capacité totale installées des énergies marines hors éolien flottant a été estimée à 0,53 GW, dont deux projets d'énergie marémotrice à grande échelle en France et en Corée, selon l'AIE.

La route vers la commercialisation est rude et quelques fournisseurs de technologie ont choisi de sortir du marché, à l'image de Pelamis (houlomoteur) et de Siemens (hydrolien) qui s'est désengagé financièrement dans sa filiale Marine Current, qui a été rachetée par Atlantis Resources en Avril 2015.

Le futur déploiement industriel est encore conditionné par la levée de certains verrous technologiques et économiques, et les perspectives concrètes de déploiement recensées par l'Agence internationale de l'Energie à horizon 2020 sont de l'ordre de 1000 MW, comprenant les 500 MW d'énergie marémotrice actuellement opérationnels.

Une récente étude de l'AIE (AIE-OES, 2015b) tend à prouver que si les projets de démonstration sont encore extrêmement chers, il est possible d'envisager une économie d'échelle de l'ordre de 50 à 70 % lors de la commercialisation pour les énergies houlomotrices et marémotrices pour les amener à un coût

d'installation légèrement supérieur au coût actuel de l'éolien en mer.

Les évolutions réglementaires en France en 2015 et 2016

Généralisation de l'expérimentation d'une autorisation unique en matière de loi sur l'eau

Le Gouvernement s'est engagé dans une démarche de sécurisation et de simplification forte des procédures administratives. Dans cette optique, le Gouvernement a pris l'ordonnance du 12 juin 2014 qui met en place l'expérimentation d'une autorisation unique délivrée par le préfet de département et qui concerne les installations soumises à la loi sur l'eau, dont les projets d'énergies renouvelables en mer. Cette procédure unique intégrée, testée dans les régions Languedoc-Roussillon et Rhône Alpes, conduit à une décision unique du préfet de département regroupant l'ensemble des décisions de l'État relevant (i) du code de l'environnement : autorisation au titre de la loi sur l'eau, au titre des législations des **réserves naturelles nationales** (sauf quand une autorisation d'urbanisme est requise), des **sites classés** (sauf quand une autorisation d'urbanisme est requise), et dérogations à l'interdiction d'atteinte aux **espèces et habitats protégés** et (ii) du code forestier : autorisation de **défrichement**.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte a généralisé cette expérimentation à l'ensemble de la France dès 2015.

Fixation de nouveaux objectifs pour les énergies renouvelables en mer (hors éolien posé) à l'horizon 2023

Les objectifs de développement des énergies renouvelables en mer ont été révisés dans le cadre de l'arrêté du 24 avril 2016 venant modifier la programmation pluriannuelle des investissements. Cet arrêté fixe un nouvel objectif de 200 à 2000 MW (incluant l'éolien flottant) de nouvelles capacités engagées d'ici 2023 en fonction des retours d'expérience des fermes pilotes et sous condition de prix.

Simplification et consolidation du cadre juridique applicables aux EMR avec la publication du décret n°2016-9

Le Gouvernement s'est engagé dans une démarche de sécurisation et de simplification du cadre relatif aux projets d'énergies marines renouvelables et aux ouvrages de raccordement des gestionnaires de réseaux en mer avec la publication du décret n°2016-9 qui fixe plusieurs dispositions :

- Traitement des recours concernant les autorisations administratives des installations

éoliennes en mer, des ouvrages de raccordement et des infrastructures portuaires nécessaires à leur construction en premier et dernier recours par la Cour administrative d'appel de Nantes

- Allongement à quarante ans de la durée des titres d'occupation du domaine public maritime
- Réduction des délais de recours à 4 mois pour les autorisations loi sur l'eau.

Soutien à la R&D en France

Depuis 2009, plusieurs Appels à Manifestations d'Intérêt (AMI) et Appels à Projets (AAP) sur les énergies marines ont été lancés dans le but de lever des verrous à la fois technologiques et non technologiques (impacts environnementaux, économiques...) dans les différentes filières contribuer ainsi au financement de nombreux projets : AMI énergies marines (2009), AMI Navires du futur (2011), AMI énergies marines briques technologiques (2013), AMI fermes pilotes hydroliennes (2014), AAP Energies Renouvelables (2015), AAP Énergies renouvelables en mer et fermes pilotes hydroliennes fluviales (2015), AAP fermes pilotes éoliennes flottantes (2015).

Zoom sur les lauréats de l'Appel à projets de R&D « instituts de la transition énergétique – énergies marines renouvelables » 2015

L'Agence nationale de la recherche a lancé en 2015 un cycle d'appels à projets « instituts de la transition énergétique – énergies marines renouvelables » en partenariat avec France Energies Marines.

Les premiers lauréats ont été désignés en décembre 2015. 10 projets ont été retenus pour 10 M€ d'investissement total dont 4 M€ d'aides du PIA :

- HYD2M/PHYSIC/THYMOTE : caractérisation et modélisation de différents aspects complémentaires de la ressource hydrolienne au Raz Blanchard.
- TROPHIK : modélisation du rôle des éoliennes offshore dans la modification du fonctionnement des réseaux trophiques côtiers et dans le cumul d'impacts.
- BENTHOSCOPE2: surveillance des impacts des énergies marines renouvelables sur le compartiment benthique.
- INDUSCOL : durabilité des structures multi matériaux collés dans les énergies marines renouvelables.
- EOLINK : nouveau concept d'éolienne flottante de grande taille (structure, flotteur et système d'ancrage).
- OMDYN : développement de câbles ombilicaux dynamiques.
- 3MDDTA : modélisation 3D de parcs hydroliens marins.
- HYFLOELFLU : développement d'une technologie innovante d'hydrolienne fluviale

Ces projets visent la caractérisation des sites, la modélisation et l'évaluation des impacts environnementaux et le développement des technologies.

La deuxième édition est en cours pour 2016. Un total de 10 M€ d'aides est prévu sur 3 ans.

Zoom sur les lauréats de l'AMI Fermes Pilotes Hydroliennes marines

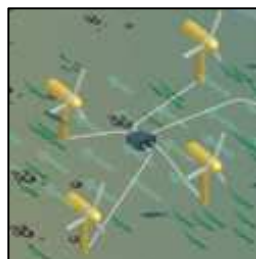
L'énergie hydrolienne marine tire sa ressource des courants de marée et constitue une source renouvelable inépuisable et prédictible.



Source : Engie

L'exploitation de fermes pilotes de quelques hydroliennes en conditions réelles est une étape indispensable pour confirmer la viabilité technico-économique de l'énergie hydrolienne avant un développement à plus grande échelle, tout en alliant compétitivité, performance, sécurité, et respect de l'environnement et des usagers de la mer

NEPTHYD :



Durée : 25 ans

Montant total projet : 101 M€ (investissement et fonctionnement sur 20 ans)

Dont aide PIA : 51 M€

Forme de l'aide PIA : subventions et avances remboursables

Localisation : Raz Blanchard (Manche)

Source : Engie

Le projet consiste à réaliser et exploiter pour 20 ans une ferme pilote composée de 4 hydroliennes OCEAD de 1.4MW, développées et fabriquées par General Electric. Il se décompose en 3 phases principales :

- La conception, qui consiste à finaliser le contenu technique, lancer le suivi environnemental et obtenir les autorisations nécessaires à sa réalisation ;
- La réalisation, qui marque la fabrication, l'installation et le raccordement des différents éléments constituant le parc ;
- L'exploitation, pendant laquelle les installations sont exploitées jusqu'à leur démantèlement et la remise en état du site.

Les hydroliennes du parc seront interconnectées au moyen d'une boîte de jonction électrique sous-marine (ou subsea hub) qui permet d'acheminer à terre

l'électricité générée par le parc via un câble unique, et préfigure l'architecture électrique des futurs parcs industriels. Cette technologie novatrice est développée par GE et permettra de simplifier les opérations maritimes.

NORMANDIE HYDRO :



Durée : 24 ans
Montant total projet : 112 M€ (investissement et fonctionnement sur 20 ans)
Dont aide PIA : 52 M€
Forme de l'aide PIA : subventions et avances remboursables
Localisation : Raz Blanchard (Manche)

Source : DCNS

Le projet consiste en l'installation et l'exploitation pendant 20 ans d'une ferme de 14 MW, équipée de 7 hydroliennes OpenHydro (filiale de DCNS).

Avec cette ferme pilote, il sera en effet possible de :

- confirmer les méthodes de construction, les moyens et méthodes d'installation dédiés des hydroliennes et l'architecture électrique d'une ferme, dans une zone à très forts courants et dans une logique préindustrielle ;
- vérifier et contrôler la production d'une ferme complète en conditions réelles ;
- mettre en place et réaliser la maintenance d'un parc hydrolien.

Les phases de construction et de mise en service sont prévues entre 2016 et 2018.

Zoom sur l'appel à projet « fermes pilotes éoliennes flottantes »

Le Gouvernement a lancé en août 2015 dans le cadre du programme des investissements d'avenir un appel à projets portant sur la réalisation de fermes pilotes éoliennes flottantes (constitués de 3 à 6 éoliennes) au large de 4 zones situées en Bretagne et en Méditerranée. Cette phase de démonstration et de pré-commercialisation doit permettre d'avancer sur :

- l'identification des technologies les plus prometteuses et leur rythme de maturation ;
- la réduction des coûts de ces technologies, notamment concernant le design et la construction des machines et des flotteurs, l'architecture électrique, les moyens et méthodes d'installation et de maintenance ;
- l'amélioration de leur intégration dans l'environnement ;
- l'évaluation des gisements au regard de la ressource, des enjeux environnementaux, d'acceptabilité et de conflits d'usages.

Les lauréats de l'appel à projets bénéficieront d'une aide à l'investissement (sous la forme de subvention et d'avances remboursables) du programme Investissements d'Avenir et d'une aide au

fonctionnement (sous la forme d'un tarif d'achat de l'électricité injectée sur le réseau public).

L'appel à projets a été lancé en août 2015 et les candidats avaient jusqu'au 4 avril 2016 pour candidater. 10 dossiers de candidature ont été reçus, portant sur l'ensemble des zones ouvertes à l'appel à projet. L'instruction des offres présélectionnées est en cours.

Cette étape de développement pré-industriel vise à accompagner la filière vers la maturité technologique et économique en amont d'un déploiement commercial.

Les deux premiers lauréats de cet appel à projets ont été désignés le 22 juillet 2016. Il s'agit :

- du projet porté par Quadran sur la zone de Gruissan en Méditerranée qui se compose de 4 éoliennes Servion de 6 MW et de flotteurs Bouygues Travaux Publics et Ideol ;
- du projet porté par Eolfi et CGN Europe Energy sur la zone de Groix en Bretagne, qui se compose de 4 éoliennes General Electric de 6 MW et de flotteurs de conception DNCS fabriqués en collaboration avec VINCI.

L'instruction des projets se poursuit avec l'objectif de désignation de nouveaux lauréats à l'automne 2016.

Année 2016

Le 13 mai 2016, la ministre de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer, en charge des Relations Internationales sur le Climat a annoncé le lancement d'un premier appel d'offres commercial portant sur la réalisation de fermes hydroliennes marines et éoliennes flottantes. Cet annonce vise à poursuivre l'accompagnement de ces technologies vers la maturité et la compétitivité économique dans la poursuite du développement des fermes pilotes.

- Victoire LEJZERZON

La Géothermie

Une énergie à faibles émissions de GES pour produire de l'électricité, du froid et de la chaleur

Les trois principales filières de géothermie continuent en 2015 d'être fortement soutenues par les pouvoirs publics et les opérateurs associés. Des initiatives à l'international émergent progressivement dans le secteur de la géothermie électrogène. La filière de l'usage direct de la chaleur inaugure en 2016 la première utilisation mondiale de ce procédé à des fins industrielles (projet ECOGI). Enfin, dans le secteur de la très basse énergie, les services de l'Etat ont achevé la modernisation du régime déclaratif pour la géothermie de minime importance : les opérations qu'elle concerne peuvent en particulier équiper le résidentiel individuel, ainsi que le tertiaire et l'habitat collectif, dont le potentiel est encore largement sous-exploité.

Les marchés – état des lieux et perspectives

Très basse température

Dans un marché des pompes à chaleur géothermique (PACg) en déclin constant en France et plus généralement en Europe, se heurtant en particulier à la concurrence des pompes à chaleur aérothermiques pour lesquelles les coûts de mise en œuvre sont réduits, le décret n°2015-15 du 8 janvier 2015 qui définit et réglemente les activités de géothermie dite "de minime importance" (GMI) offre un cadre réglementaire facilitant la réalisation de projets et en particulier les opérations dans le tertiaire et le résidentiel collectif.

La géothermie de très basse température est une énergie renouvelable, disponible 24h/24, qui a toute sa place dans le cadre de la transition énergétique pour la croissance verte. Cette énergie doit participer à l'objectif de porter la part de chaleur renouvelable à 38 % de la chaleur consommée en 2030. Le décret n°2015-15 du 8 janvier 2015 et ses arrêtés d'application simplifient certaines procédures en substituant une procédure de télédéclaration à une obligation d'autorisation.

Ce régime déclaratif simplifié s'applique depuis le 1er juillet 2015 aux ouvrages de profondeur de plus de 10 mètres et de moins de 200 mètres, aux équipements de moins de 500 kW. Cette puissance est suffisante pour chauffer plus de 100 logements répondant aux exigences thermiques de la réglementation RT 2012 pour les bâtiments neufs ou disposant du label « bâtiment basse consommation énergétique rénovation » dit BBC Réno pour les bâtiments existants.

La réforme s'appuie sur la qualification des professionnels dont la compétence est reconnue pour s'assurer de la qualité et de la fiabilité des ouvrages appelés à fonctionner potentiellement sur plusieurs décennies. Elle s'appuie également sur des dispositions qui visent à s'assurer que l'implantation projetée de l'installation géothermique ne puisse pas présenter de risques pour l'environnement et les bâtiments à proximité.

Des aides publiques sont mises en place pour accompagner le développement de la filière. Les particuliers disposent depuis le 1er septembre 2014 d'un crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) simplifié et renforcé avec un taux unique de 30 % sans condition de ressources. Par ailleurs, le fonds chaleur permet d'apporter un soutien aux opérations de géothermie dans les secteurs collectifs et tertiaires.

Basse température : développement et diversification des réseaux de chaleur géothermiques et des usages directs industriels

Le marché des réseaux de chaleur géothermiques (RCg) continue à se développer en Europe. Le regain d'intérêt constaté à partir des années 2009/2010 se confirme. L'association européenne de la géothermie basée à Bruxelles, l'EGEC (European Geothermal Energy Council) dénombre 257 RCg en fonctionnement à fin 2015 représentant une puissance installée supérieure à 4.7 GWth (dont 177 dans l'UE pour une puissance installée de 1.6 GWth).

Avec 52 RCg en fonctionnement en 2015, la France reste le premier marché européen en matière de nombre de RCg. Selon les projections de l'EGEC, elle le resterait en 2019 avec 99 RCg.

Révéléateur de cette forte croissance, 15 forages profonds ont été réalisés au Dogger en Ile-de-France cette année (source AFIGE).

Cependant, une attention accrue sera portée à compter de 2016 sur l'optimisation de l'exploitation des ressources déjà connues et la mise en œuvre de la prospection tant dans le bassin parisien, qu'en région Alsace et en région Aquitaine, et ceci afin d'accompagner cette forte croissance.

Electricité : croissance stable à l'international, dynamisme de la filière en France

Le marché mondial de la production d'électricité issue de la géothermie poursuit sa croissance (selon le GEA, 2016 Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report, mars 2016) pour atteindre plus de 13.3 GW à début 2016. En 2015, 18 exploitations géothermiques ont été raccordées dans le monde accroissant de 313 MW la puissance installée dont une part significative en Europe. Ce rythme de croissance annuelle est en léger retrait par rapport aux années précédentes mais il devrait retrouver les niveaux antérieurs dès l'année prochaine. Les projections à

court terme font état d'un parc installé totalisant 18.4 GW à l'horizon 2021.

Pour l'Europe, l'EGEC comptabilise, à fin 2015, 88 exploitations géothermiques totalisant une puissance installée de 2285 MW contre 2000 MW à fin 2014. Cette croissance est largement due à la forte expansion du secteur de la géothermie électrogène en Turquie, appuyée notamment par la Banque Européenne de reconstruction et de développement (BERD).

Fin 2015, la France, se situant au 20ème rang mondial, comptabilise une puissance installée électrique de 16 MW, répartie sur 2 sites :

- la centrale géothermique de Bouillante, en Guadeloupe - 14,5 MW ;
- le site de Soultz-Sous-Forêts, en Alsace - 1,5 MW.

Plusieurs projets de géothermie à haute température sont à l'étude, à la fois en métropole et dans les DOM, ce qui devrait permettre un décollage de la capacité électrique de cette filière dans les années à venir.

Le potentiel de développement de la filière en métropole se traduira par la définition d'objectifs au sein de la programmation pluriannuelle de l'énergie, instituée par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, et dans l'immédiat par la programmation des capacités de production d'énergie renouvelable. Ces objectifs sont fixés à 8 MW installés en 2018 et 53 MW installés en 2023.

L'activité d'exploration et production de chaleur et électricité par géothermie haute température (> 150 °C) en France

La géothermie profonde regroupe trois types de réservoirs géothermiques :

- les réservoirs dans des couches géologiques poreuses et perméables comme dans le bassin parisien ;
- les réservoirs en milieu fracturé de type bassin d'effondrement comme dans le fossé rhénan ;
- les réservoirs en milieu fracturé de type volcanique comme le site de Bouillante.

Les gîtes géothermiques à haute température relèvent du code minier (article L112-1). Les procédures d'exploration et d'exploitation sont régies par les dispositions du décret n°2006-648 du 2 juin 2006 et du décret n°78-498 modifié par le décret n°2015-15 du 8 janvier 2015.

A fin 2015, il existe 2 concessions, 16 permis exclusifs de recherche et 7 demandes sont en cours d'instruction.

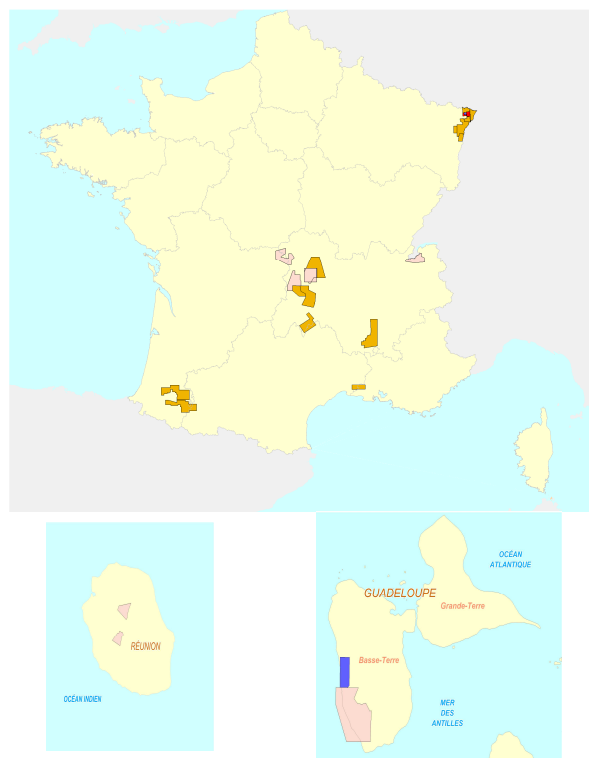
En 2015, les dépenses d'exploration ont été de 5,4 M€ en métropole. Les dépenses de production en région Alsace, d'un montant de 29,9 M€ concernent la construction de la nouvelle centrale de production de chaleur, avec une mise en production effective en juin 2016 pour le site de Soultz ainsi que la construction de la canalisation pour le site de Benheim.

En métropole, pour l'année 2016, les prévisions de dépenses en exploration sont de l'ordre de 23 M€, principalement pour des forages, et celles pour les investissements de production de l'ordre de 2 M€.

Les superficies des permis d'exploration de haute température couvrent 8265 km². Les demandes en cours d'instruction couvrent une superficie totale de 3813 km² supplémentaires.

Par décret du 22 septembre 2015, le groupement européen d'intérêt économique (GEIE) « Exploitation minière de la chaleur » a obtenu le droit d'exploiter pendant 25 ans la concession de gîtes géothermiques dite « concession de Soultz » (Bas-Rhin). Cela constitue la première concession de géothermie haute température accordée en France métropolitaine. Cela marque l'entrée dans une phase industrielle du projet expérimental de géothermie profonde de Soultz-sous-Forêts et témoigne de l'émergence de la filière industrielle.

Même si la filière bénéficie d'une image favorable, elle est parfois confrontée localement à des problèmes d'acceptabilité du grand public comme les autres activités liées à l'exploitation du sous-sol.



Source : DGEC janvier 2016 – Titres miniers en France métropole et Outre-Mer - <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-titres-miniers-en-cours-de.html>

En orange, les titres miniers attribués en première période

En rouge, les titres miniers attribués en deuxième période

En rose, les demandes de titres miniers en cours

En bleu, les concessions

Les outils contribuant au développement de la géothermie

Le fonds chaleur

Le fonds chaleur a accompagné près de 400 projets de géothermie entre 2009 et 2015 pour un montant d'aides de 106 M€ et une production de 115 ktep/an. Les projets accompagnés concernent les opérations de géothermie sur aquifère profond, et la géothermie intermédiaire avec pompe à chaleur. Les réseaux de chaleur associés à ces opérations sont également accompagnés.

Enfin, l'ADEME soutient également, à travers le fonds chaleur, le fonds de garantie géothermie pour les aquifères profonds.

Zoom sur le projet ECOGI

Le projet ECOGI (Exploitation de la Chaleur d'origine Géothermale pour l'Industrie) initié en 2011, a été inauguré en juin 2016 par Ségolène Royal. C'est la première centrale de production d'énergie thermique issue de la géothermie profonde à finalité industrielle. Les partenaires sont Roquette Frères (40 %), associé au groupe Electricité de Strasbourg (40%) et à la Caisse des dépôts (20%). L'ensemble a reçu le soutien de l'ADEME, de la Région Alsace et de SAF Environnement (filiale de la Caisse des dépôts).

Ce projet utilise les techniques déjà expérimentées à Soultz-sous-forêt par le GEIE Exploitation minière de la Chaleur. C'est une première mondiale et la traduction d'une technologie émergente, l'EGS (ou Enhanced Geothermal System) dans l'industrie. La réalisation technique du projet a nécessité un investissement de 44 M€, assorti d'un dispositif spécifique de garanties à court terme et long terme des risques géologiques et industriels.

L'opération comprend un doublet de deux forages (2500 - 2600 m de profondeur à Rittershoffen) pour puiser une eau à 170 °C à un débit d'exploitation par pompage de 250 m³/h environ et la ré-injecter à une température inférieure, de l'ordre de 80°C. Cet ensemble est relié par deux canalisations à l'usine Roquette Frères de Beinheim, lieu de consommation de la chaleur, distante de 15 km de la plate-forme des puits. La production d'énergie renouvelable d'origine géothermique fournira 24 MWth à l'usine sur un total de 90 MW de puissance énergétique nécessaire, soit une substitution de 16 ktep/an d'origine fossile entraînant une réduction de 39000 t/an des émissions de CO₂.

Appui public (chiffage initial) :

- L'ADEME, au travers du "Fonds Chaleur" contribue au financement du projet à hauteur de 25 M€ et à la garantie du risque géologique associé au chantier pour 4,2 M€.
- La Région Alsace complète le dispositif de couverture du risque géologique par une garantie maximale mobilisable de 2 M€.

- SAF Environnement, société auxiliaire de financement, a apporté, au travers du « Fonds géothermie », le socle de la couverture du risque géologique associé au chantier pour un montant mobilisable de 4,7 M€.

Les acteurs de la filière

La France, via le BRGM, participe aux travaux du « Geothermal Implementing Agreement » de l'Agence Internationale de l'Energie. La France collabore plus directement à l'Alliance géothermique (ou GGA : Global Geothermal Alliance).

L'Alliance géothermique globale (GGA)

Lancée conjointement par la France, l'Islande et l'IRENA à la COP21 le 8 décembre 2015, l'Alliance géothermique compte à début 2016, 40 pays membres et 23 institutions partenaires dont les acteurs les plus importants : Etats-Unis, Islande, Indonésie, Japon, Nouvelle-Zélande, Philippines et les bailleurs de fonds multilatéraux les plus en pointe sur le soutien par l'investissement des projets de géothermie : la Banque mondiale, la Banque interaméricaine de développement (BID), la Banque africaine de développement (AfDB) et l'Agence française de développement (AFD). L'Alliance géothermique regroupe aussi un grand nombre de pays cibles à fort potentiel de production d'électricité issue de la géothermie.

Elle a pour ambition, dans la dynamique de la COP, d'accélérer le développement de la géothermie avec comme objectif de multiplier par 5 la production d'électricité dans le monde et doubler la production de chaleur ou de froid à l'horizon 2030 par rapport à 2014. Prioritairement, l'Alliance entend centrer son action sur la levée des verrous faisant obstacle au développement des potentiels en géothermie et soutenir des projets qui sont dans des stades avancés de développement.

La filière industrielle française de la géothermie poursuit sa structuration et s'organise pour l'export

Réunie au sein de la Commission Géothermie du Syndicat des Energies Renouvelables et de l'Association Française des Professionnels de la Géothermie (AFPG) la filière française poursuit sa structuration et multiplie les activités de promotion, formation et sensibilisation à l'utilisation des différentes formes de géothermie. L'AFPG comptait 101 membres fin 2015 dont 24 partenaires, universités ou syndicats professionnels.

Le [cluster GEODEEP](#), créé en 2014 a notamment pour vocation de promouvoir les compétences françaises à l'export dans le cadre d'une offre industrielle groupée. Il s'est d'ailleurs rapproché en 2015 du Cluster islandais et de nombreux contacts ont été établis au niveau des entreprises, des organismes de recherche et des universités.

La filière s'implique dans les travaux européens menés par l'EGEC et est présente lors des principaux congrès européens et internationaux en particulier le congrès mondial 2015 (WGC2015) qui s'est tenu à Melbourne et qui regroupe tous les 5 ans l'ensemble des acteurs de la géothermie dans le monde et plus récemment fin avril en Islande (IGC2016). En 2016 auront lieu à Strasbourg du 19 au 23 septembre, à la fois les [journées de la Géothermie](#) et le congrès de l'EGEC (dont le dernier s'était tenu à Pise en Italie en 2013).

Recherche et innovation

Poursuite des travaux de RD&D, en France et à l'échelle européenne

Initiatives nationales

Le Programme des Investissements d'Avenir a permis de soutenir la création d'un laboratoire d'excellence [G-EAU-THERMIE](#) et le lancement de 2 projets de démonstrateurs sur le territoire métropolitain et en Outre-mer : FONGEOSEC et [GEOTREF](#).

Egalement soutenu par le Programme des Investissements d'Avenir, le groupement d'intérêt scientifique [GÉODENERGIES](#), regroupe 18 partenaires de l'industrie et de la recherche. Cette structure entend fédérer les acteurs scientifiques et économiques pour constituer un cœur de compétence spécifiques commun afin d'accélérer la croissance des filières consacrées à l'exploitation et la gestion des ressources du sous-sol et notamment la géothermie.

Initiatives européennes

La filière française est bien représentée au sein des programmes et des instances européens oeuvrant pour la recherche et l'innovation en géothermie.

Une ETIP (European Technology and Innovation Platform) géothermie profonde a ainsi vu le jour le 6 avril 2016 à Bruxelles. Il vient compléter la thématique "Basse énergie" qui était déjà représenté en Europe au travers de la plate-forme technologique européenne RHC (« renewable heating and cooling »). Elle devrait permettre de dégager des synergies européennes tant sur le plan des thématiques de recherche et d'innovation que sur la réalisation de démonstrateurs où par ailleurs les français sont bien représentés :

- FP7 : projet [IMAGE](#),
- NER 300 : projet démonstrateur GEOSTRAS,
- H2020 : projets DEEPEGS et GEOWELL.

Formation

Un diplôme universitaire dédié à la « gestion de projets en géothermie » sera lancé au premier semestre 2016. Ce diplôme de l'Université de Strasbourg s'inscrit dans le cadre d'un partenariat entre l'ENGEE, ES-Géothermie et l'EOST permettra aux candidats de se former de manière continue à la géothermie profonde. L'acquisition d'une culture générale sur le cycle de vie d'un projet de géothermie, d'un savoir-faire industriel, et d'une compétence opérationnelle en conduite de projet est l'un des points centraux du diplôme universitaire « Gestion de projet ».

La compréhension du modèle économique des projets de géothermie, dans leur complexité et leur aspect pluridisciplinaire, est également un aspect important de cette formation (source AFPG).

Année 2016

Né à l'initiative de l'ADEME et de l'AFPG, le fonds **GEODEEP** dont la CDC sera actionnaire apportera une solution de financement de la phase à risque des projets de géothermie à plus grande profondeur que les opérations actuellement couvertes par le fonds géothermie mis en place pour le Dogger dans le bassin parisien. Sa phase d'élaboration est en cours de finalisation par les acteurs de la filière géothermie profonde en France métropolitaine. Initialement prévu pour couvrir également les zones volcaniques dans les DOM et à l'international, les acteurs réfléchissent à un deuxième dispositif distinct permettant de couvrir ce marché.

Le pôle interministériel de prospective et d'anticipation des mutations économiques (**Pipame**) a réalisé une [étude](#) de grande ampleur sur les enjeux et perspectives des filières industrielles de la valorisation énergétique du sous-sol. Elle a mobilisé les acteurs de la filière en 2015, dont l'ADEME, l'AFPG et le pôle de compétitivité des géosciences pour l'énergie et l'environnement (AVENIA). Sa restitution en mars 2016 a réuni près de 200 personnes. Cette étude, dont la DGEC a assuré le co-pilotage, visait à établir un diagnostic, donner une vision prospective des secteurs concernés dont celui de la géothermie profonde, pour dégager des mesures opérationnelles afin de développer les transferts inter-filières et consolider leur compétitivité.

- Paul BONNETBLANC, Sophie DEHAYES, Suzelle LALAUT, Martine LECLERCQ, Muriel THIBAUT

N°
28

Hydroélectricité

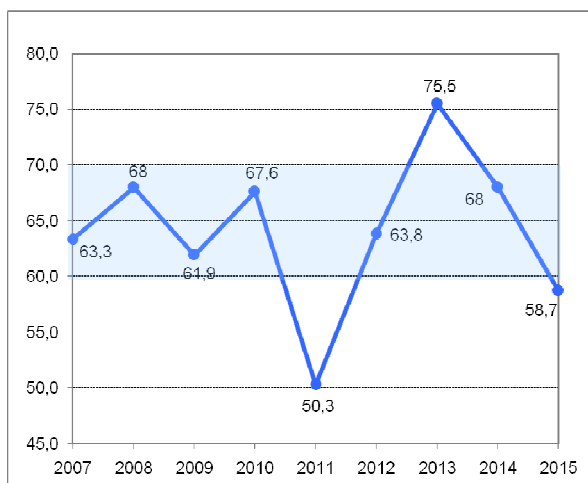
La première source d'électricité renouvelable en France

La filière hydroélectrique regroupe les centrales produisant de l'électricité à partir de la force des cours d'eau. Ses capacités de modulation rapide, les 7 500 milliards de litres de retenues sur le territoire national et la dimension renouvelable et non émettrice de CO₂ de son énergie font de l'hydroélectricité un atout majeur pour le réseau électrique français. Avec 25,4 GW de puissance installée et une production de 58,7 TWh en 2015, l'hydraulique reste la deuxième source de production d'électricité derrière le nucléaire, et la première source d'électricité d'origine renouvelable en France.

Bilan de la production hydroélectrique en France métropolitaine

La production hydroélectrique a été relativement faible en 2015, avec un total de 58,7 TWh, en raison d'une pluviométrie défavorable. Elle est en baisse de 13,7 % par rapport à l'année précédente, qui était plus représentative d'une année moyenne. Sur l'année, l'hydroélectricité a représenté 10,8 % de la production totale injectée sur le réseau, contre 12,6 % en 2014.

Evolution de la production hydroélectrique (en TWh) en France métropolitaine sur 2007 – 2015



Source : RTE

Différentes façons d'exploiter la force hydraulique

Un aménagement hydroélectrique transforme l'énergie potentielle entre deux points d'un cours d'eau en énergie cinétique. Au niveau de la centrale de production, l'eau actionne une turbine qui récupère cette énergie sous forme mécanique. L'arbre de la turbine est relié à un alternateur qui produit de l'électricité.

On distingue généralement trois grandes familles d'ouvrages hydroélectriques : les ouvrages de production au fil de l'eau, les ouvrages de lac ou d'éclusée, et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

Les centrales au fil de l'eau

Les centrales au fil de l'eau ne disposent pas de possibilité de stockage et produisent au gré des débits du cours d'eau. Ces ouvrages produisent donc de façon continue et fournissent une électricité de base. Il en existe plus de 2 000 en France, donc 85 % sont des sites de petite puissance (inférieure à 10 MW). L'hydraulique au fil de l'eau constitue une puissance installée d'environ 7 600 MW, et on considère que la moitié de cette puissance est garantie toute l'année. Sa production représente en moyenne 37 TWh par an, soit plus de la moitié de la production hydroélectrique française. Certains de ces ouvrages peuvent atteindre des puissances importantes, comme ceux disposés sur le Rhône et le Rhin, qui produisent près des deux-tiers de la production au fil de l'eau pour seulement une trentaine d'ouvrages.

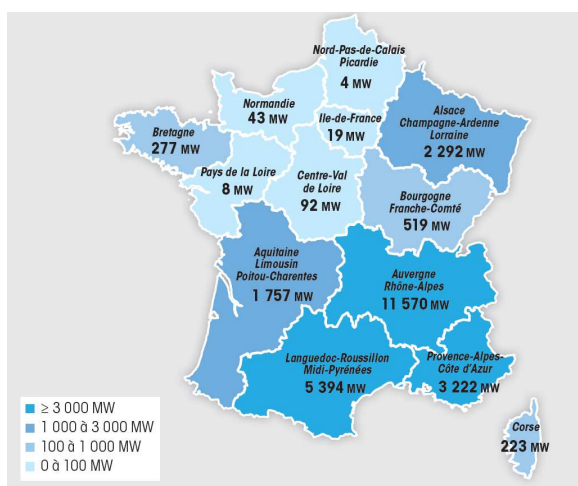
Les centrales de lac et d'éclusée

Les centrales de lac ou d'éclusée disposent d'une retenue d'eau leur permettant de stocker celle-ci afin de la turbiner aux périodes de plus forte demande. Ces deux catégories de centrales se distinguent en fonction de la durée de remplissage de leur réservoir : moins de 400 heures pour les centrales d'éclusée, au delà pour les centrales de lac. Les centrales d'éclusée ont donc des durées d'accumulation assez courtes et modulent leur production au niveau journalier, voire hebdomadaire, là où les centrales de lac peuvent assurer une modulation saisonnière de leur production.

Ces ouvrages sont primordiaux pour la sécurité du réseau électrique, en concentrant leur production sur les périodes de plus forte demande. Ils sont capables de mobiliser en quelques minutes plusieurs milliers de MW sur l'ensemble du réseau, assurant ainsi l'équilibre offre – demande qui doit en permanence être maintenu.

En France, on dénombre une centaine de centrales de lac pour une puissance installée de 9 000 MW et une production annuelle d'environ 17 TWh. Les centrales d'éclusée sont au nombre de 140 pour 4 000 MW de puissance et 14 TWh de production annuelle moyenne.

Répartition régionale du parc hydraulique raccordé au 31 décembre 2015



Source : RTE

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les STEP sont des centrales de pompage – turbinage fonctionnant avec une retenue supplémentaire à l'aval. Pendant les heures creuses, l'eau est pompée de la retenue inférieure vers la retenue supérieure, pour être ensuite turbinée dans le sens inverse pendant les heures de pointe. La dizaine d'installations que compte la France totalise une puissance de 4 500 MW, mobilisables en quelques minutes. La STEP de Grand'Maison est la centrale hydroélectrique la plus puissante de France. Elle est capable à elle seule de générer 1 800 MW, soit la puissance équivalente de deux réacteurs nucléaires, en trois minutes, contre plusieurs heures pour certaines centrales de production thermique.

Toutefois, les STEP ne sont pas considérées comme des moyens de production d'énergie renouvelable. En effet, l'énergie nécessaire pour remonter l'eau de la retenue aval vers l'amont est prélevée sur le réseau et dépend donc de

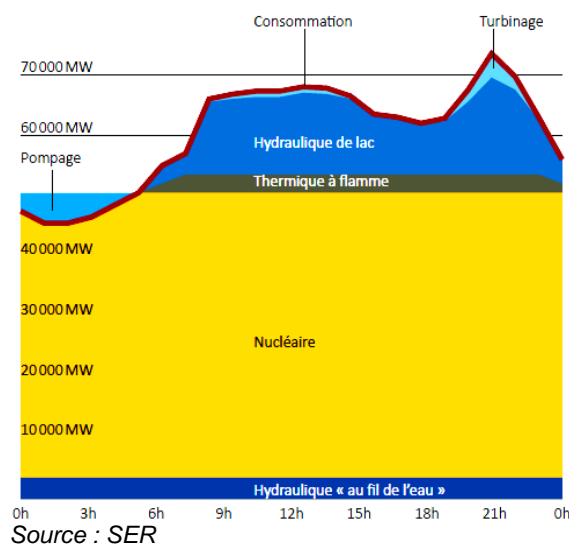
l'ensemble du parc de production électrique. Les STEP permettent de contourner la problématique intrinsèque de non stockage de l'électricité, avec un rendement de l'ordre de 70 à 80 % : le bilan Production - Consommation d'une STEP est donc négatif au final. L'électricité produite par ces ouvrages reste néanmoins une énergie à forte valeur ajoutée, et chaque heure de fonctionnement à pleine charge de la centrale de Grand'Maison permet d'économiser 142 tonnes d'équivalent pétrole, évitant ainsi l'émission dans l'atmosphère de 990 tonnes de CO₂.

Une énergie fondamentale pour la stabilité du réseau

Des solutions de stockage de l'électricité n'étant pas encore disponibles à grande échelle et à des conditions économiques compétitives, il faut donc à tout moment, et en temps réel, ajuster la production et la consommation. Pour ce faire, le réseau a besoin de centrales capables de moduler leur production rapidement. En plus d'être la principale énergie renouvelable dont on peut maîtriser la production électrique, l'hydroélectricité est la technologie la plus rapide à démarrer en cas de besoin, et la plus facile à moduler en temps réel.

L'énergie hydroélectrique représente donc un enjeu majeur pour la sécurité du réseau, en fournissant une réserve de puissance rapidement mobilisable en cas de nécessité, et en modulant sa production de manière à fournir des services systèmes au réseau, tels que le réglage de fréquence ou de tension. En ce sens, elle favorisera aussi l'accueil de capacités croissantes d'énergies renouvelables intermittentes.

Production électrique schématisée d'une journée d'hiver en France



Source : SER

Un régime juridique adapté aux enjeux selon la taille des centrales

La loi prévoit deux régimes distincts en fonction de la puissance des aménagements.

En dessous de 4,5 MW, les installations sont soumises à une autorisation préfectorale qui permet notamment d'assurer la bonne prise en compte de la réglementation et des enjeux environnementaux.

Au delà de cette puissance, les centrales hydroélectriques ne peuvent être exploitées que sous le régime de la concession, ce qui signifie qu'elles restent la propriété de l'Etat. Ce régime permet un contrôle public fort, au travers notamment des contrats signés entre l'Etat et le concessionnaire. Il permet ainsi d'assurer la réalisation des investissements souhaités par l'Etat, tout en garantissant la bonne exécution des obligations du concessionnaire et le partage équitable des bénéfices de l'exploitation. Les concessions sont attribuées pour une durée limitée mais relativement longue, à l'issue d'une procédure concurrentielle permettant de sélectionner les meilleurs projets des points de vue énergétique, environnemental et économique.

Relance de la petite hydroélectricité

Le ministère a conduit en 2015 une concertation avec les professionnels et les associations de défense de l'environnement, en vue de définir le cahier des charges d'un nouvel appel d'offres pour le développement de la petite hydroélectricité sur les zones propices et sur les seuils existants.

Cet appel d'offres a été lancé le 2 mai 2016. Il inclura un lot destiné à soutenir la micro hydroélectricité, qui concernera notamment les moulins.

Cette réflexion s'inscrit dans le cadre de la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, qui prévoit un recours accru aux appels d'offres pour les installations de plus de 1 MW. En dessous de ce seuil, les centrales hydroélectriques nouvelles ou devant faire l'objet de rénovation pourront bénéficier d'un soutien sans mise en concurrence, sur la base de nouveaux tarifs réévalués pour tenir compte des différentes situations existantes.

Evolution des règles applicables aux concessions

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit différentes dispositions en vue de moderniser le cadre juridique des concessions hydroélectriques. Le regroupement de différentes concessions formant une chaîne d'aménagements hydrauliquement liés permettra de circonscrire des objets plus cohérents. Les sociétés d'économie mixte concessionnaires pouvant être mises en place impliqueront davantage les collectivités territoriales ou leurs groupements dans la gestion des usages de l'eau, et renforceront le contrôle public sur ces concessions. Enfin des prolongations pourront être négociées lorsque certains investissements nécessaires non prévus dans le contrat initial sont réalisés.

Le décret précisant les modalités d'application de ces mesures a été publié le 30 avril 2016.

- Grégory FONTAINE
- Joseph HAJJAR

N°29

L'industrie nucléaire

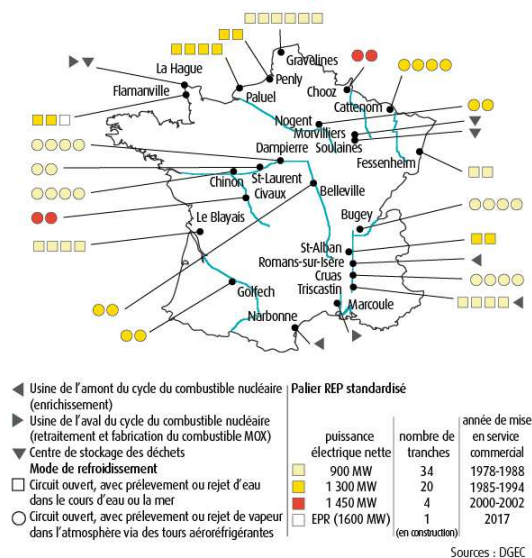
2015 marque un tournant pour la filière nucléaire française
dont la restructuration a été engagée

L'énergie nucléaire représente 76,3% de la production électrique en France en 2015, soit 416,8 TWh.

C'est la troisième filière industrielle de l'économie française, regroupant 2 600 entreprises employant près de 220 000 salariés, réalisant un chiffre d'affaires de 50 milliards d'euros, dont 7,2 milliards à l'export (en 2014)..

Figure 1 : Carte des sites nucléaires en France au 30 juin 2015

Les sites nucléaires en France : situation au 30 juin 2015



Une diversification du mix électrique est prévue par la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte adoptée en août 2015, qui prévoit de faire passer la part du nucléaire de 75 à 50 % dans la production d'électricité française à l'horizon 2025.

L'année 2015 a également été marquée par la décision du président de la République d'engager, le 3 juin 2015, la refondation de la filière nucléaire française, articulée autour du rapprochement entre EDF et AREVA, afin d'en renforcer la cohérence et la performance, y compris à l'export.

Le nucléaire en France et à l'international

Avec 438 réacteurs en service dans le monde, début 2015, la capacité totale de production d'énergie nucléaire était de 376,2 GWe. L'Asie, particulièrement la Chine, et l'Europe à un degré moindre, portent majoritairement les perspectives de croissance à court

et moyen termes, avec 40 des 70 réacteurs en cours de construction.

Le Japon redémarre, depuis l'automne 2015, ses réacteurs mis à l'arrêt depuis 2011. Au 31 décembre 2015, 2 réacteurs de la centrale de Sendai ont redémarré, sur un total de 42 réacteurs. La Russie et la Chine développent le nucléaire dans leur mix électrique. Une trentaine de pays envisagent, planifient ou démarrent un programme électronucléaire : Turquie, Emirats Arabes Unis, Arabie Saoudite, Vietnam, etc. En Europe, le Royaume-Uni avec notamment le projet Hinkley Point C, la Pologne, la République Tchèque et la Finlande envisagent la construction de nouveaux réacteurs.

En France, fin 2015, 58 réacteurs, soit 63,2 GW sont exploités par EDF, et un EPR, réacteur de génération III conçu par Areva, est en construction sur le site de Flamanville.

Trois autres réacteurs EPR sont actuellement en construction dans le monde : un en Finlande à Olkiluoto et deux en Chine à Taishan.

Le parc historique français entre dans une phase de rénovation

Le parc historique a atteint 30 ans de moyenne d'âge en 2013. La question de son remplacement par d'autres technologies, son renouvellement ou sa prolongation se pose dès aujourd'hui au regard de l'échéance technique importante des 40 ans, hypothèse de durée d'exploitation prise en compte initialement dans les études de conception.

De lourds investissements de maintenance sont d'ores et déjà en cours sur le parc, notamment pour prendre en compte les prescriptions faisant suite à l'accident de Fukushima et aux évaluations complémentaires de sûreté (ECS) menées par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), et améliorer la performance industrielle du parc.

L'ASN considère, suite aux ECS, que les réacteurs français présentent un niveau de sûreté suffisant pour pouvoir continuer d'être exploités mais que leur résistance face à des situations extrêmes doit être renforcée. Elle a par conséquent pris le 26 juin 2012 dix-neuf décisions réglementaires fixant, pour l'essentiel des installations examinées en 2011, l'ensemble des mesures imposées aux exploitants pour renforcer les exigences de sûreté relatives à la prévention des risques naturels, à la gestion des situations de pertes des alimentations électriques et des moyens de refroidissement et à la gestion des accidents graves.

Sont exigées notamment la mise en place d'un « noyau dur » permettant d'assurer les fonctions de sûreté vitales en cas d'agressions ou d'aléas notablement

supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement général de l'installation et, pour les centrales nucléaires, une « force d'action rapide nucléaire » (FARN), dispositif national d'urgence rassemblant des équipes spécialisées et des équipements permettant d'intervenir en moins de 24 heures sur un site accidenté.

Les échéances fixées par les prescriptions de l'ASN commençaient dès 2012 et s'étendent sur plusieurs années pour la mise en œuvre des mesures les plus complexes. Certains travaux sont en cours, et EDF a intégré ces éléments dans son programme de maintenance.

Des projets innovants sont en cours de réflexion en France et à l'international

Par ailleurs, la France contribue au développement de nouveaux concepts de réacteurs au travers de plusieurs partenariats internationaux.

La France mène en particulier des travaux de recherche sur les réacteurs de quatrième génération, avec notamment des études sur les réacteurs à neutrons rapides et caloporteur sodium. Les réacteurs de quatrième génération présentent l'avantage d'une utilisation plus efficace de la ressource en uranium (augmentation d'un facteur 150 environ), mais posent encore des défis technologiques liés notamment à l'utilisation du caloporteur sodium, qui par exemple ne permet pas l'inspection en service du réacteur avec les technologies actuelles.

La France étudie le développement de réacteurs de faible puissance (100 à 350 MWe), dits SMR (*Small modular reactors*). EDF et ENGIE prévoient de développer des projets de SMR, en coopération avec le CEA, AREVA et DCNS. Le projet d'EDF vise à construire et exploiter des SMR terrestres de 150 MWe au Royaume-Uni, en confiant à AREVA le développement d'une chaudière nucléaire innovante. Le projet d'ENGIE vise à développer des SMR immergés de 160 MWe en coopération étroite avec DCNS, sur la base d'une chaudière classique. Conformément à la demande du Conseil de politique nucléaire de 2013, il est souhaitable que les porteurs de ces projets mutualisent au maximum leurs efforts. La mutualisation pourrait se faire à l'avenir autour du développement d'une chaudière commune. Les premières mises en service pourraient intervenir à l'horizon 2030.

La France est de plus fortement impliquée dans la recherche sur la fusion nucléaire, en tant que pays hôte du projet ITER. Ce projet associe l'Union Européenne, les États-Unis, la Chine, la République de Corée, l'Inde, le Japon, et la Russie. Il a pour objectif de démontrer la faisabilité scientifique et technologique de l'énergie de fusion, et d'en tester les technologies fondamentales avant de pouvoir aborder la construction d'un démonstrateur pilote capable de produire de l'énergie de fusion à l'échelle commerciale.

Le chantier de construction de l'installation est en cours à Cadarache, et a déjà généré dans la région de l'ordre de 1200 emplois depuis 2007, et des retombées

économiques importantes pour les entreprises françaises. On estime que dans les années qui viennent, le nombre d'emplois liés à ITER de manière directe, indirecte ou induite sera de l'ordre de 6 500 à 7 000.

Parallèlement à la poursuite des travaux de construction des bâtiments d'accueil d'ITER et à l'arrivée sur le site de Cadarache des premiers éléments de la machine (segments du cryostat), un programme de travail pour l'année 2016-2017 a été élaboré par l'organisation internationale et validé par le Conseil ITER. La validation d'un nouveau planning consolidé du projet et une mise à jour de son coût sont prévues dans le courant de l'année 2016.

La réorganisation de la filière nucléaire

Le Président de la République a validé le 3 juin 2015 un rapprochement entre EDF et AREVA, afin d'en renforcer la cohérence et la performance, y compris à l'export.

Le plan de redressement d'Areva est désormais bien articulé autour de plusieurs axes :

- un plan de performance, ainsi que des cessions d'actifs non stratégiques,
- la cession d'une part majoritaire d'Areva NP à EDF,
- la création d'une société dédiée aux nouveaux réacteurs entre AREVA NP et EDF,
- une augmentation de capital dans le nouvel AREVA à laquelle l'Etat souscrira en tant qu'investisseur avisé,
- un partenariat stratégique global entre AREVA et EDF.

Ce plan de redressement préservera la viabilité du «nouvel AREVA» dont l'activité sera recentrée sur le cycle du combustible.

La direction d'AREVA a conduit en 2015 le plan de performance conformément aux engagements du Président de la République sur le dialogue social avec des départs sur la base du volontariat.

Le Gouvernement appuie par ailleurs AREVA et EDF dans le renforcement de leurs partenariats avec des acteurs internationaux pour accroître les coopérations industrielles. Elles pourront notamment inclure des prises de participation minoritaires dans le nouvel AREVA et AREVA NP.

Le Gouvernement restera attentif à l'évolution de ces différents dossiers et prendra toutes ses responsabilités pour assurer la pérennité du nouvel AREVA, mais aussi de la filière nucléaire française dans son ensemble.

Les évolutions du contexte réglementaire

Provisions de démantèlement du parc nucléaire en exploitation d'EDF

Le principe « pollueur payeur » concerne particulièrement les charges nucléaires de long terme, qu'il s'agisse du démantèlement des installations nucléaires ou de la gestion des déchets radioactifs. Il est essentiel de ne pas transférer ces charges aux générations futures, alors que nous tirons bénéfice de la filière nucléaire aujourd'hui. C'est l'objet des articles L. 594-1 et suivants du code de l'environnement qui définissent les obligations incombant aux exploitants d'installations nucléaires. Leur mécanisme fait en sorte que les montants engagés par les exploitants (actifs financiers) soient supérieurs aux charges prévues (passifs).

Le contrôle de ces dispositions est effectué conjointement par la DGEC et la DG Trésor, en leur qualité de représentants de « l'autorité administrative » désignée par l'article 15 du décret n°2007-243 du 23 février 2007 et créée par l'article 20 de la loi n°2006-739 du 28 juin 2006.

Dans le cadre de leurs prérogatives, les représentants de l'autorité administrative ont lancé en 2014 un audit portant sur le périmètre des charges de démantèlement du parc en exploitation d'EDF qui permettra d'affiner l'évaluation des montants à provisionner. Ce rapport a été finalisé à l'été 2015, et la synthèse du rapport est publique, disponible sur le site du Ministère.

Au 31 décembre 2014, EDF évaluait les coûts du démantèlement de son parc de 58 réacteurs à 19,3 Mds€.

Cet audit a été étroitement piloté par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat. Ces travaux renforcent la transparence sur le coût de démantèlement du parc d'EDF.

L'audit a permis d'approfondir l'analyse des hypothèses et méthodes retenues par EDF. Bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit conforte globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire.

L'audit formule également un certain nombre de recommandations, dont l'administration suivra la mise en œuvre.

L'administration prévoit par ailleurs de lancer en 2016 un audit du même type sur les coûts de démantèlement de l'usine d'enrichissement d'uranium Georges Besse 1, définitivement arrêtée, et exploitée par Eurodif, filiale du groupe AREVA.

Responsabilité civile nucléaire

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a anticipé l'application de certaines dispositions du protocole de 2004 modifiant la convention de Paris, ratifié par la France en 2006, en portant le plafond de responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire à 700 M€ en cas d'accident (contre 91,5 M€ précédemment). La France poursuit parallèlement ses efforts au plan européen pour accélérer l'entrée en vigueur du protocole et prépare également les conditions de sa mise en œuvre en droit interne.

Ordonnance du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire

Cette ordonnance, prise sur le fondement de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, renforce les moyens de contrôle et les pouvoirs de sanction de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui se voit dotée d'une commission des sanctions.

Par ailleurs, afin d'améliorer la sécurité et la transparence en matière nucléaire, l'ordonnance :

- achève la transposition dans le droit français de la directive européenne n°2011/70 relative aux déchets radioactifs ;
- étend les obligations de transparence des exploitants nucléaires, et renforce leur responsabilité première ;
- réaffirme l'importance de la protection de la santé des travailleurs du secteur nucléaire ;
- instaure une obligation d'informer les acquéreurs ou locataires de biens immobiliers situés dans des zones à potentiel radon par le vendeur ou le bailleur de l'existence de ces risques ;
- autorise la mise en place de servitudes d'utilité publique sur les terrains et bâtiments pollués par des substances radioactives.

Décret relatif à la modification, à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations nucléaires de base, ainsi qu'à la sous-traitance

Ce décret, pris pour l'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, précise les règles applicables aux modifications des installations nucléaires de base ou de leurs conditions d'exploitation, modifie les dispositions applicables à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations en distinguant désormais plus précisément ces deux phases de procédure, et encadre les conditions de recours à des prestataires et à la sous-traitance.

Il a été publié fin juin 2016¹.

La gestion des déchets radioactifs

Pour 90 % du volume des déchets radioactifs produits, il existe des filières de gestion définitive. Ce n'est pas encore le cas pour les déchets de Haute Activité (HA)

¹ Décret n° 2016-846 du 28 juin 2016 publié au Journal Officiel du 29 juin 2016

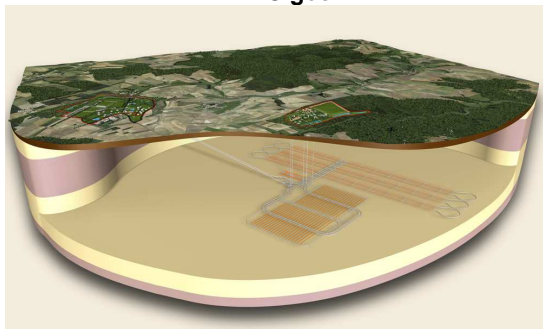
et Moyenne Activité à Vie Longue (MA-VL) et pour les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FA-VL), qui sont actuellement entreposés de façon sûre en attente d'un exutoire final.

Haute activité - Moyenne activité à vie longue (HA-MAVL)

La loi du 28 juin 2006 définit le stockage réversible en couche géologique profonde comme la solution de gestion à long terme des déchets ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur. C'est le cas des déchets HA et MAVL. Le projet de stockage correspondant est dénommé Cigéo. Il est étudié par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) au moyen d'un laboratoire souterrain creusé en 2000 en Meuse/Haute-Marne, où il est prévu d'être implanté. Sa mise en service est prévue en 2025, sous réserve d'autorisation. Suite au débat public de 2013, une phase industrielle pilote est intégrée au projet par l'Andra.

Le 15 janvier 2016, conformément à la procédure prévue par le Code de l'environnement, la Ministre chargée de l'énergie a fixé à 25 Mds€₂₀₁₁ le coût du projet Cigéo pour la période 2016-2156. Cette décision, qui ne correspond pas à une autorisation du projet, constitue un objectif pour l'Andra et est intégrée au calcul des provisions financières constituées par les producteurs de déchets radioactifs. Les documents relatifs à cette décision sont en ligne sur le site internet du MEEM, dans la rubrique énergie et du climat.

Figure 2 : Vue du projet de stockage géologique Cigéo



Le PNGMDR 2016-2018

Au cours de l'année 2015, la Direction générale de l'énergie et du climat et l'Autorité de sûreté nucléaire ont piloté l'élaboration de la nouvelle version du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs couvrant la période 2016-2018. Ces travaux, menés par un groupe de travail pluraliste associant les exploitants nucléaires, les autorités de sûreté, les administrations et les associations de protection de l'environnement, s'appuient sur l'ensemble des rapports techniques remis dans le cadre du PNGMDR 2013-2015 et orientent la poursuite des études sur la gestion des matières et déchets radioactifs. Le projet de PNGMDR 2016-2018 demande la prise en compte de la loi de transition énergétique dans les scénarios de référence sur la production future de matières et de déchets radioactifs, l'optimisation notamment

environnementale de la filière de gestion des déchets de très faible activité (TFA) et la consolidation des perspectives de valorisation des matières radioactives. Il demande la poursuite des travaux sur les filières de gestion en projet pour les déchets HA-MAVL et FA-VL. Il fait l'objet pour la première fois d'une évaluation environnementale stratégique et sera soumis à l'avis de l'Autorité environnementale.

Une fois soumis à l'avis de l'Autorité environnementale, le PNGMDR 2016-2018 sera rendu public et transmis à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

- Laëtitia HOVINE, Antoine CARON, Francis IGLESIAS, Hélène BRUNET-LECOMTE, Louis DU PASQUIER, Louis-Marie GARD

N°
30

Les dispositifs de soutien à la production d'énergies renouvelables

Un soutien adapté à la maturité des différentes filières et technologies

Le développement des énergies renouvelables (EnR) bénéficie d'un soutien de l'Etat soit en amont dans le domaine de la recherche et développement, soit en phase d'industrialisation en soutien à la demande et au déploiement commercial (par exemple par le biais de tarifs d'achat, d'appels d'offres ou de dispositifs fiscaux).

Le choix entre les différents outils de soutien dépend de la maturité technologique, de la compétitivité et des retombées en termes de valeur ajoutée en France et en Europe, au regard des caractéristiques de la chaîne de valeur de chaque énergie et de nos avantages comparatifs.

Les énergies renouvelables ne sont pas toutes compétitives dans l'état actuel du marché

Le degré de maturité est spécifique à chaque filière

Une technologie n'est pas figée. Elle fait l'objet de recherches permanentes lors de sa conception ou de son déploiement industriel. Avant d'arriver à maturité, son processus de développement peut durer plusieurs dizaines d'années, depuis la recherche en laboratoire pour la conception d'un produit innovant et performant à la production industrielle permettant la réduction des coûts par effet d'échelle, en passant par le développement de pilotes de recherche, de démonstrateurs et par les débuts de la commercialisation.

Une technologie peut être considérée comme mature lorsqu'on ne peut attendre une baisse significative de ses coûts du fait d'améliorations techniques ou de gains de productivité importants.

La compétitivité s'évalue par rapport à l'ensemble des technologies

Il faut bien distinguer maturité et compétitivité. Une filière peut en effet être mature sans pour autant être compétitive.

La compétitivité d'une technologie s'évalue par rapport aux technologies (existantes ou nouvelles) auxquelles elle se substitue en tenant compte de leurs externalités positives et négatives (production ou élimination de déchets, besoins en capacités de secours, émissions de gaz à effet de serre, de polluants atmosphériques...).

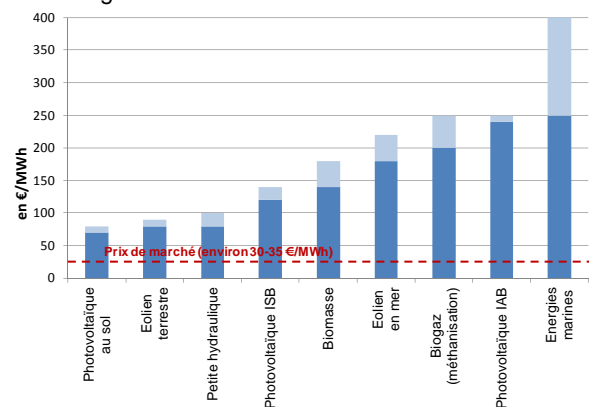
La compétitivité des énergies renouvelables est hétérogène suivant les filières

Certaines filières ont des coûts proches des prix de marché ou du même ordre que les coûts des nouvelles centrales thermiques (éolien terrestre, centrale solaires

au sol), d'autres beaucoup ont des coûts plus élevés (solaire résidentiel, énergies marines).

Dans le cas des énergies renouvelables électriques, les tarifs d'achat (hydraulique, biomasse, biogaz, éolien terrestre, photovoltaïque intégré au bâti, etc.) ou les appels d'offres (éolien off-shore, photovoltaïque au sol, etc.) reflètent les coûts de production, soit par le biais d'estimations moyennes pour les tarifs, soit directement par les niveaux proposés par les candidats dans les appels d'offres.

Le graphique n°1 compare les différentes estimations disponibles à l'heure actuelle pour la France métropolitaine. Il en ressort une compétitivité très variable des énergies renouvelables électriques. Outre l'hydraulique qui est l'énergie renouvelable la moins chère, l'éolien terrestre et le solaire au sol sont les technologies les plus compétitives (coût de production de l'ordre de celui de nouvelles centrales thermiques voire inférieur et de l'ordre de 2 fois le prix de marché qui est actuellement très bas), alors que le photovoltaïque résidentiel ou l'éolien en mer en sont plus éloignés. Les coûts des filières les moins matures qui sont à des stades plus amont de développement, de la recherche au prototype industriel sont plus difficilement mesurables. C'est en particulier le cas du solaire thermodynamique, des biocarburants avancés, des énergies marines.



Graphique 1 : Comparatif des estimations de coûts de production des principales énergies renouvelables électriques (estimation 2014)

ISB : Intégré Simplifié au Bâti - IAB : Intégré au Bâti

Les histogrammes indiquent les fourchettes hautes et basses des prix estimés grâce aux tarifs de rachat ou aux appels d'offres pour de nouvelles installations des différentes technologies.

Des outils de soutien public sont encore nécessaires au déploiement de filières d'énergies renouvelables

Compte tenu du coût de nombreuses énergies renouvelables, leur déploiement ne peut pas encore se faire sur le seul critère de compétitivité dans un fonctionnement de marché. Ainsi, des outils de soutien

sont nécessaires pour permettre à la France d'atteindre ses objectifs de politique énergétique. Les objectifs en vigueur sont issus du cadre européen (cf. fiche n°10) et national (le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables, pour la période 2009-2020 et la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte pour les objectifs à l'horizon 2030).

De nouveaux objectifs de développement ont été définis en avril 2016

Sans attendre la publication de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévue par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, de nouveaux objectifs ont été fixés en avril 2016 dans les programmations pluriannuelles des investissements de production d'électricité et de chaleur.

Ces programmations fixent désormais des objectifs pour chaque filière à l'horizon 2018 et 2023, allant donc au-delà de leur horizon initial qui était 2020. Ces actualisations permettent de tenir compte du développement observé entre 2009 et 2015 pour chacune des filières renouvelables.

Les mécanismes incitatifs mis en place sont spécifiques à chaque filière et doivent faire l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques. Ils sont guidés par le principe d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement.

Le soutien de l'Etat tient compte du niveau de maturité et de compétitivité des filières

Plus les filières sont à un stade précoce de développement plus les verrous sont d'ordre technologique. Leur levée nécessite des actions de R&D qui sont également soutenues par l'Etat dans le cadre de programmes spécifiques. Il peut s'agir d'aides ciblées (fonds démonstrateurs) ou d'aides transverses (crédit d'impôt recherche par exemple) (cf. fiche n°6 de ce rapport).

Lorsque les filières sont au stade du déploiement commercial, les verrous peuvent être davantage d'ordre technico-économique : optimisation industrielle, modèle d'affaire. Le soutien de l'Etat au déploiement des EnR a vocation à répondre à cet objectif, ainsi qu'à l'atteinte des objectifs nationaux en termes de pénétration des EnR dans le mix énergétique. Compte tenu des perspectives d'amélioration de la compétitivité de ces filières, le coût du soutien public, rapporté à l'énergie produite par ces technologies, a vocation à se réduire.

Les outils dans le secteur électrique

La Commission européenne a adopté des nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'Etat à l'énergie et à l'environnement le 28 juin 2014. Elles prévoient les principes suivants pour le soutien aux énergies renouvelables ou à la cogénération :

- Possibilité de recourir à des tarifs d'achat garantis pour les installations d'une puissance inférieure à

500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne ;

- Obligation de recourir à des mécanismes de rémunération sur le marché avec prime pour les installations de puissance supérieure à 500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne, depuis le 1er janvier 2016 ;
- Obligation de passer par des appels d'offres technologiquement neutres pour les installations de puissance supérieure à 1MW, ou 6 MW ou 6 unités de production pour la filière éolienne, à compter du 1^{er} janvier 2017. Des exemptions au critère de neutralité technologique sont prévues.

Au regard des objectifs ambitieux affichés par l'Union européenne en matière de développement des énergies renouvelables, cet encadrement communautaire vise une plus grande intégration des énergies renouvelables électriques au marché européen.

Les appels d'offres

Le soutien au travers d'appels d'offres est particulièrement adapté aux filières renouvelables présentant l'une des caractéristiques suivantes :

- besoin de pilotage du fait du risque de conflits d'usage (cas de la biomasse de grande puissance) ;
- rareté des zones propices (cas de l'éolien en mer) ;
- forte asymétrie d'information sur les coûts ;
- enjeu de démonstration technologique et de développement industriel.

Les procédures de mise en concurrence telles que les appels d'offres permettent d'améliorer la compétitivité du développement des énergies renouvelables par la mise en concurrence des projets et constituent des outils adaptés pour piloter les trajectoires de développement des ENR conformément aux objectifs fixés par la PPE. En effet, lorsque les objectifs en termes de puissance installée fixés par la PPE ne sont pas atteints le ministre en charge de l'énergie a la possibilité de lancer des appels d'offres pour développer de nouvelles capacités de production.

Les lauréats des appels d'offres pourront bénéficier soit d'un tarif d'achat soit d'un complément de rémunération, en fonction de la puissance installée des projets et du cahier des charges des appels d'offres.

Une visibilité accrue pour 2016-2018

Un calendrier à trois ans (2016-2018) a été publié pour le lancement des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques afin de donner de la visibilité aux acteurs.

Par ailleurs, l'article 119 de la loi de transition énergétique habilite le gouvernement à prendre par ordonnance des mesures permettant de recourir à d'autres procédures de mise en concurrence que l'appel d'offres, telles que la procédure de dialogue compétitif, qui peut s'avérer plus adaptée que l'appel d'offres à l'émergence de nouvelles technologies innovantes. Cette ordonnance a été publiée le 3 août 2016. La procédure de dialogue concurrentiel, régie par le décret n°2016-1129 du 17 août 2016, trouvera en particulier à s'appliquer pour l'éolien en mer.

Calendrier prévisionnel	2016				2017				2018				2019	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Solaire (sol)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (500 MW)		Échéance 2 (500 MW)		Échéance 3 (500 MW)		Échéance 4 (500 MW)		Échéance 5 (500 MW)		Échéance 6 (500 MW)
Solaire (bâtiments)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (150 MW)	Échéance 2 (150 MW)	Échéance 3 (150 MW)		Échéance 4 (150 MW)	Échéance 5 (150 MW)	Échéance 6 (150 MW)		Échéance 7 (150 MW)	Échéance 8 (150 MW)	Échéance 9 (150 MW)
Biomasse	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (50 à 100 MW)				Échéance 2 (50 à 100 MW)				Échéance 3 (50 à 100 MW)			
Méthanisation	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (10 MW)				Échéance 2 (10 MW)				Échéance 3 (10 MW)			
Eolien en mer		Lancement d'un appel d'offre et des études techniques mutualisées												
Petite Hydro-électricité		Lancement AO1		Échéance AO1	Attribution AO1		Lancement AO2 éventuel		Échéance AO2		Attribution AO2			

Les guichets ouverts sous obligation d'achat ou sous complément de rémunération

A contrario, le dispositif de l'obligation d'achat ou celui de complément de rémunération qui va être mis en place en 2016, avec guichet ouvert, sont mieux adaptés aux filières matures, pour lesquelles les coûts de production sont relativement connus et stables et pour lesquelles les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usages limités.

Par leur plus grande simplicité, les dispositifs en guichet ouvert, et notamment le dispositif d'obligation d'achat, sont également plus adaptés aux installations de petites tailles.

Le complément de rémunération, introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, est une prime versée à un producteur d'énergie renouvelable en complément de la vente sur le marché de l'électricité qu'il a produite. Cette prime est proportionnelle à l'énergie produite et calculée comme la différence entre un tarif de référence, assimilable au tarif d'achat actuel, et un prix de marché de référence. Cette prime, tout comme le tarif d'achat, doit permettre de donner à ce producteur un niveau de rémunération permettant de couvrir les coûts de son installation tout en assurant une rentabilité normale de son projet.

Le niveau des tarifs d'achat, et à l'avenir du complément de rémunération, sont et seront revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production.

L'obligation d'achat est contractée pour une durée de 12 à 20 ans selon les technologies et leur degré de maturité. Il en sera de même pour le complément de rémunération.

Les organismes responsables de l'obligation d'achat sont EDF, qui sera également responsable du versement du complément de rémunération, ou les entreprises locales de distribution sur leur territoire. Le surcoût lié à l'achat de l'électricité et les coûts liés au complément de rémunération sont et seront financés

par la contribution au service public d'électricité (CSPE) payée par les consommateurs d'électricité ainsi que par les contributions des autres consommateurs d'énergie et par le budget de l'Etat.

L'évolution des mécanismes de soutien en 2016

Le dispositif de complément de rémunération, prévu par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, sera pleinement effectif en 2016, dès la publication des nouveaux arrêtés tarifaires pour chaque filière. Les deux décrets d'application, qui viennent définir l'architecture et les modalités d'accès à ce nouveau dispositif et qui viennent préciser l'éligibilité de chacune des filières à ce dispositif ou à l'obligation d'achat ont été publiés respectivement les 28 et 29 mai.

Il viendra se substituer au dispositif d'obligation d'achat pour les installations renouvelables de grande puissance (puissance installée supérieure à 500 kW). Il vise à améliorer l'intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité en permettant au producteur de vendre directement son électricité sur le marché tout en limitant les risques liés à la volatilité des prix de marché. L'obligation d'achat est maintenue pour les installations de petite taille et pour la filière éolienne.

Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu la possibilité, pour les producteurs qui le souhaitent, de voir leur contrat d'achat cédé à des organismes agréés, en lieu et place des acheteurs obligés (EDF et les entreprises locales de distribution). Cette disposition pourra s'appliquer à tout nouveau contrat signé à partir de mi-2016, sous réserve que les organismes intéressés se soient fait agréer par le ministère en charge de l'énergie. Ces organismes auront dès lors les mêmes responsabilités que les acheteurs obligés (à l'exception de la démarche de demande de contrat d'achat qui restera à effectuer auprès de l'acheteur obligé) et se verront compensés par la CSPE de leurs surcoûts d'achat de la même manière.

A titre informatif, le tableau ci-après résume les principales caractéristiques des tarifs d'achat actuellement en vigueur. Le détail des conditions d'attribution figure dans les arrêtés tarifaires.

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mises en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	1er mars 2007	20 ans	- 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production - 15 c€/kWh pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
Hydraulique (arrêté rénovation)	14 mars 2011	20 ans	Une installation rénovée peut être réputée mise en service pour la première fois et bénéficier des tarifs ci-dessus à condition que le cumul des investissements satisfasse les conditions suivantes : 1000 €/kW installé pour les installations d'une puissance supérieure à 300 kW, 800 €/kW installé pour les installations d'une puissance inférieure à 100 kW. Les valeurs intermédiaires en €/kW sont obtenues par interpolation linéaire.
Géothermie	23 juillet 2010 (abrogé fin mai 2016)	15 ans	- Métropole : 20 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 8 c€/kWh - DOM : 13 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
Energie éolienne	17 juin 2014	15 ans (terrestre)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites.
Energie éolienne terrestre en zones soumises à un risque cyclonique	8 mars 2013	15 ans	- 23 c€/kWh pendant 10 ans puis entre 5 et 23 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites
Photovoltaïque	4 mars 2011 modifié	20 ans	Tarifs en vigueur au deuxième trimestre 2016 : - installations intégrées au bâti : 24,63 c€/kWh - installations intégrées simplifiées au bâti : 13,27 ou 12,61 c€/kWh selon la puissance de l'installation - autres installations : 5,80 c€/kWh
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	- 6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001 (abrogé fin mai 2016)	15 ans	- 4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Cogénération et déchets ménagers sauf biogaz (arrêté rénovation)	14 décembre 2006	12 ans ou 15 ans	Une installation rénovée peut être réputée mise en service pour la première fois et bénéficier des tarifs ci-dessus à condition que le cumul des investissements soit d'au moins 350 €/kW installé au début de la période de rénovation pour les installations de cogénération et 720€/kW installé au début de la période de rénovation pour les installations qui valorisent les déchets ménagers.
Combustion de matières non fossiles végétales et animales (biomasse)	27 janvier 2011 (abrogé fin mai 2016)	20 ans	- 4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
Biomasse issue de la canne à sucre dans les départements d'outre-mer et à Mayotte	20 novembre 2009	25 ans	- installations nouvelles : 17 c€/kWh pour une puissance installée inférieure ou égale à 10 MW, tarif défini par interpolation linéaire entre 10 et 30 MW installés, 15,5 c€/kWh pour une puissance installée supérieure ou égale à 30 MW.
Biogaz (issu de décharge)	19 mai 2011 modifié	15 ans	- entre 8,121 et 9,745 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh .
Méthanisation	19 mai 2011 modifié	15 ans	- entre 11,19 et 13,37 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	13 mars 2002 (abrogé fin mai 2016)	15 ans	- 7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques

Les outils dans le secteur de la chaleur

Les outils de soutien aux EnR thermiques dans le secteur résidentiel individuel

Les outils réglementaires

Pour les constructions neuves, la loi Grenelle 1 a fixé comme objectif la généralisation des bâtiments basse consommation en 2012 et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020. La réglementation thermique a ainsi été renforcée (RT2012) afin que toutes les constructions neuves à partir du 1^{er} janvier 2013 présentent une consommation d'énergie primaire conventionnelle inférieure à un seuil de 50 kWh/m².an en moyenne (niveau de performance énergétique équivalent au niveau « bâtiment basse consommation »), avec au moins 5 kWh/m².an provenant d'une source d'énergie renouvelable. Plusieurs décrets d'application de la loi de transition énergétique pour la croissance verte sont en cours de préparation pour le secteur du bâtiment, dont un décret qui fixera en 2018 la nouvelle réglementation construction qui succèdera à la RT 2012.

Les outils incitatifs

Pour les logements individuels existants, le développement des ENR thermiques passe principalement par trois outils de soutien : le crédit d'impôt pour la transition énergétique, l'éco-prêt à taux zéro et le dispositif des certificats d'économies d'énergie.

▪ Le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)

La loi de finances pour 2005 a créé un crédit d'impôt dédié au développement durable et aux économies d'énergie. Afin de renforcer son caractère incitatif, cette mesure a été ciblée sur les équipements les plus performants au plan énergétique ainsi que sur les équipements utilisant les énergies renouvelables. Cette mesure vise à permettre une diffusion large des équipements énergétiques durables afin de contribuer à l'atteinte des objectifs ambitieux de la France en matière d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables.

Les lois de finances successives ont fait évoluer le dispositif. La loi de finances pour 2015 a simplifié et renforcé le crédit d'impôt devenu crédit d'impôt pour la transition énergétique : un taux unique de 30 % sans conditions de ressources et sans obligation de bouquet de travaux applicable également en 2016. Pour que cette mesure reste également efficace et continue à promouvoir les équipements et matériaux les plus performants auprès des particuliers, les critères d'éligibilité sont régulièrement révisés.

Près de 10 millions de logements ont été bénéficiaires du dispositif entre 2005 et 2013, qui a également des impacts en termes de stimulation de l'innovation de structuration des filières et de soutien à l'activité économique et à l'emploi.

▪ L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)

Mis en place dans la loi de finances pour 2009, ces prêts d'un montant maximal de 30 000 € alloués aux ménages sans condition de ressources permettent de financer les travaux lourds de rénovation énergétique en résidence principale (acquisition d'équipement de production d'énergie renouvelable notamment) de sorte que les mensualités de remboursement de prêt soient commensurables avec les économies d'énergie issues de la rénovation.

Sous condition de ressources, ce dispositif est cumulable avec le crédit d'impôt pour la transition énergétique. À partir de mars 2016, la condition de ressources est levée.

▪ Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie impose aux fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, fioul, carburant, etc.) de développer les économies d'énergie. Ces derniers choisissent librement les actions qu'ils mettent en place (prime pour l'acquisition d'un équipement, bon d'achat, diagnostic gratuit, etc.) afin d'atteindre leur objectif d'économies d'énergie (proportionnel à leurs ventes d'énergie). Ils reçoivent en contrepartie des certificats d'économies d'énergie.

La mise en place d'équipements de production d'ENR thermiques peut également donner lieu à délivrance de certificats sous certaines conditions. Ainsi, entre son instauration le 1^{er} juillet 2006 et le 31 décembre 2013, le dispositif a contribué à la mise en place de 5,8 TWh de production annuelle de chaleur renouvelable, soit 10 % de l'accroissement de consommation des énergies renouvelables depuis 2005.

Les outils de soutien aux EnR thermiques hors secteur résidentiel

Le principal outil de soutien aux EnR thermiques est le fonds chaleur : lancé en 2009, le fonds chaleur a pour vocation le financement de projets dans les secteurs de l'habitat collectif, du tertiaire et de l'industrie à hauteur de 5,5 millions de tonnes équivalent pétrole (tep) à l'horizon 2020. Il a été doté de près de 1,5 milliard d'euros sur la période 2009-2015 et sa gestion est déléguée à l'ADEME. Il permet de garantir que le prix de la chaleur d'origine renouvelable produite est inférieur d'environ 5 % à celui obtenu avec des énergies conventionnelles, en apportant des aides sous forme de subvention à l'investissement ou au kilowatt-heure renouvelable produit, voire par un mix des deux. Les aides ne sont cumulables ni avec les certificats d'économies d'énergie ni avec les projets domestiques.

Le fonds chaleur intervient à deux niveaux :

- sous forme d'appels à projets Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT). Ces consultations sont nationales, de périodicité annuelle et concernent les installations biomasse de grande taille (production de chaleur supérieure à 1 000 tep/an).

- sous forme d'aides régionales gérées par les directions régionales de l'ADEME pour les autres filières (géothermie/ hydrothermie, solaire thermique, énergies de récupération, réseaux de chaleur), quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets. Elles sont accessibles toute l'année, sans contrainte de calendrier.

Le fonds chaleur connaît un succès franc et croissant depuis sa création :

Chiffres clés	Nombre de projets	Investissement (M€)	Aide ADEME (M€)	ktep ENR/an	Aide ADEME (€/tep sur 20 ans)
2009-2015					
Bois hors BCIAT	762	1295	327	523	31
Bois BCIAT	147	867	334	808	20,6
Géothermie	394	499	106	115	46
Biogaz	51	200	31	68	22,9
Solaire	1590	154	73	7	521
Réseaux de chaleur	668	1565	506	248	102
Installation récupération chaleur fatale	32	46	14	21	33,3

Les outils dans le secteur du gaz

Afin de développer l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, les producteurs de biométhane bénéficient d'un tarif d'achat réglementé et garanti durant 15 ans. Le tarif d'achat varie entre 50 et 140 €/MWh. Ce biométhane peut être acheté par tout fournisseur de gaz naturel ou, le cas échéant, par un acheteur de dernier recours. En mars 2016, 18 sites de production injectent régulièrement leur biométhane dans les réseaux, et totalisent 280 GWh de capacité annuelle d'injection soit l'équivalent de la consommation de 23 000 logements chauffés au gaz ou de 1250 bus ou camions en bioGNV. Ce dispositif est détaillé dans la fiche n°18 relative aux infrastructures gazières.

Les outils dans le secteur des transports

- **Le principal levier incitatif : la taxe générale sur les activités polluantes**

La TGAP permet d'encourager l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure au seuil fixé. A partir de 2010, le taux de la TGAP a été fixé à 7 % en énergie pour les filières gazole et essence. Depuis 2014, ce taux a été relevé à 7,7 % pour la filière gazole. Pour le calcul de la TGAP, ce taux est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants mis sur le marché.

- **La fin de la défiscalisation pour les biocarburants issus des unités agréées au 31 décembre 2015**

La directive 2003/96/CE prévoit la possibilité pour les États Membres d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants. L'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) permet de réduire le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile.

Les taux de la défiscalisation (€/hl)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Biodiesel*	11	8	8	8	4,5	3
Ethanol**	18	14	14	14	8,25	7

* esters méthyliques d'acide gras, biodiesel de synthèse

** Ethanol ou part éthanol si incorporé sous forme d'ETBE. Les esters éthyliques d'huile végétale bénéficient du même taux.

Après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux sont restés stables entre 2011 et 2013 avant une nouvelle baisse en 2014. La défiscalisation des biocarburants a pris fin le 31 décembre 2015. Les montants de la défiscalisation sont estimés à 97,5 M€ en 2015.

Les outils de soutien représentent un coût public variable selon les filières

Le soutien au déploiement des EnR repose sur plusieurs instruments qui peuvent être financés par le contribuable (CITE) ou le consommateur (tarifs d'achat par exemple), être de nature incitative (fonds chaleur) ou réglementaire (RT 2012).

Les EnR peuvent aussi bénéficier d'outils qui ne les ciblent pas spécifiquement, par exemple les instruments de lutte contre la précarité énergétique (aides ANAH), de soutien au bâtiment (TVA réduite pour travaux dans les logements anciens)... L'évaluation précise des coûts est donc délicate.

Le coût du soutien aux EnR électriques

Jusqu'à fin 2015, le soutien des EnR électriques était financé au travers des charges de service public de l'électricité, répercutées in fine sur le consommateur d'électricité via une taxe appelée contribution au service public de l'électricité (CSPE). Dans sa délibération portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016 en date du 15 octobre 2015 la commission de régulation de l'énergie (CRE) indiquait que sur un montant de charges prévisionnelles de CSPE estimé à 7,0 Md€ au titre de l'année 2016, les énergies renouvelables électriques représentent 67,1 % de ces charges (soit près de 5 Md€) dont 2,7 Md€ pour la filière photovoltaïque et 1,2 Md€ pour la filière éolienne. L'augmentation de ces charges s'explique par le développement de ces filières et par la baisse des prix de marché de l'électricité, référence de calcul pour les surcoûts engendrés. En revanche, le coût total continue à baisser pour l'énergie solaire photovoltaïque.

	Charges constatées au titre de 2014 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2015 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2016 (M€)
Total énergies renouvelables	3 749,1	4 041,4	4 720,1
Eolien MC	814,8	966,5	1 184,3
Eolien ZNI	5,9	7,3	5,0
Photovoltaïque MC	2 202,5	2 239,7	2 447,2
Photovoltaïque ZNI	235,7	270,3	277,4
Autres EnR (MC)	477,7	545,3	793,9
Autres EnR (ZNI)	12,5	12,2	12,3
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	480,8	465,0	601,6
Cogénération (MC)	450,5	460,1	533,6
Disponibilité des centrales de cogénérations de plus de 12 MW (MC)	24,3	0,0	65,6
Autres contrats d'achat (MC)	6,0	4,9	2,4

Source : CRE

Les charges CSPE dédiées aux EnR électriques sont donc importantes mais leur accroissement ralentit avec l'évolution à la baisse des coûts des différentes technologies.

Une réforme de la CSPE a eu lieu début 2016, qui s'est traduite par la budgétisation des charges de service public de l'énergie (incluant donc d'autres charges que celles relatives à l'électricité) et la création d'un compte d'affectation spéciale appelé « Transition Energétique ». Depuis le 1^{er} janvier 2016, les charges de service public sont financées par les taxes intérieures de consommation d'électricité, mais également de gaz (TICGN) et à partir de 2017, des autres produits énergétiques. Cette réforme est détaillée dans la fiche n°34 relative à la fiscalité de l'énergie.

Le coût du soutien aux EnR thermiques

Parmi les outils de soutien aux EnR thermiques, le CITE est le principal instrument pour le résidentiel individuel. Suite à la réforme intervenue dans le cadre de la LFI 2012, son coût a été abaissé et s'élève en 2014 (année de dépense 2013) à 580 M€, dont environ 48% pour les EnR (soit environ 280 M€).

L'éco-PTZ, dédié au financement des rénovations lourdes dans le logement, a eu un impact budgétaire de 65 M€ en 2014¹.

Le principal instrument de soutien à la production centralisée de chaleur est le fonds chaleur géré par l'ADEME. Il a été doté de 1,5 Mds€ sur la période 2009-2015 et son doublement a été annoncé à l'horizon 2017.

Le coût du soutien au biométhane

Le dispositif d'achat au producteur de son biométhane par un fournisseur de gaz naturel est conçu pour que la différence entre le prix d'achat du biométhane et le prix du marché de gros du gaz naturel lui soit compensée. Cette compensation est calculée par la Commission de régulation de l'énergie. Le montant de cette charge a été de 0,74 M€ pour l'année 2013, de 3,29 M€ pour l'année 2014 et a été estimé à 7,57 M€ pour l'année 2015 et à 22,96 M€ pour 2016. Cette charge est financée par une partie de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) payée par le consommateur final (cf. fiche n°34 pour plus de détail sur le financement de ces charges).

Le coût du soutien au secteur des transports

En matière de TIC, les taux de défiscalisation des biocarburants sont revus à la baisse jusqu'à extinction du dispositif fin 2015. Les montants globaux des exonérations fiscales correspondantes se sont élevés à 97,5M€ en 2015.

Les montants de la défiscalisation (M€)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
720	521	425	271	288	280	145	97,5

Un rapport de la Cour des comptes (fev. 2016) conclut que la politique d'aide aux biocarburants reste le principal instrument pour atteindre l'objectif communautaire de 10 % d'énergie renouvelable dans les transports en 2020.

Le seul instrument incitatif à l'incorporation de biocarburants est, désormais, la pénalité élevée de la taxe générale des activités polluantes (TGAP).

Objectifs et bilan d'incorporation (% énergétique) :

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Objectifs	7	7	7	7	7 Es 7,7 Go	7 Es 7,7 Go	7 Es 7,7 Go
Réalisé	6,7	6,84	6,74	6,78	7,45	7,48	-

La Cour considère opportun de :

- faire diminuer le niveau de la taxe générale sur les activités polluantes pour l'éthanol.

¹ Il s'agit du coût générationnel, soit le montant total du crédit d'impôt, étalé sur 5 ans, accordé aux banques ayant distribué les 31 200 prêts

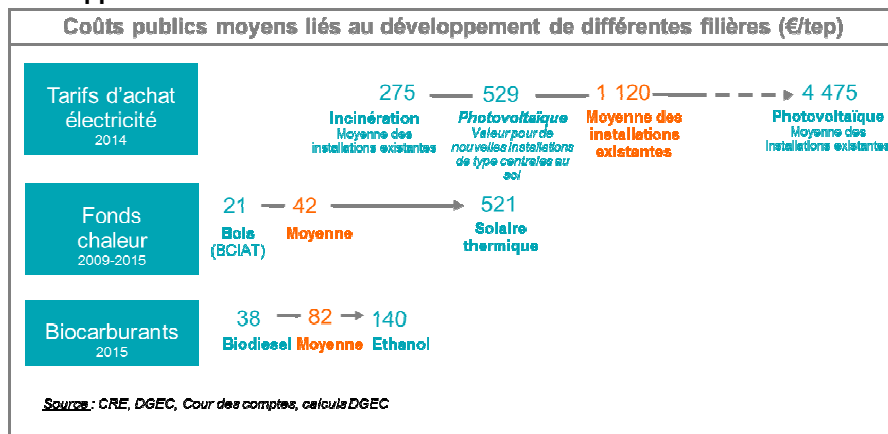
- faire évoluer les règles de calcul de la TGAP et de la TVA pour accroître les taux réels d'incorporation de biocarburants.

Comparatif des coûts de soutien aux différentes filières

Le graphique ci-dessous récapitule les coûts moyens du soutien aux différentes filières ENR.

Il en ressort une efficacité plus grande des financements liés au déploiement des ENR thermiques :

Graphique 2 : Coûts publics moyens liés au développement des différentes filières



Méthodologie de calcul :

Pour les tarifs d'achats, le coût public par tep est égal à la différence entre le coût moyen constaté par filière et le coût évité de l'électricité (année 2014).

Pour le fonds chaleur, le coût public est égal, pour chaque filière, au montant de l'aide versée par l'Ademe (année 2009-2015) rapporté à la production actualisée au taux de 4% sur la durée de vie des installations (20 ans).

Pour les biocarburants, les coûts moyens pour chaque filière correspondent au manque à gagner lié à la défiscalisation, exprimée en euros par Tep (année 2015).

- Louise ORIOL ;
Sophie DEHAYES ;
Nina CHINI ;
Estelle CHAPALAIN ;
Martine LECLERCQ.

N°

31

Les prix et la distribution des produits pétroliers

Troisième année consécutive de baisse des prix à la consommation des produits pétroliers dans un contexte de légère hausse de la consommation de carburants

En 2015, les prix moyens au détail des carburants en France ont baissé pour la troisième année consécutive avec une accélération en fin d'année dans le sillage de la forte chute du cours du pétrole brut. Ils ont atteint fin 2015 leur niveau le plus bas depuis 2009.

La consommation de carburants routiers est en légère hausse pour la deuxième année consécutive.

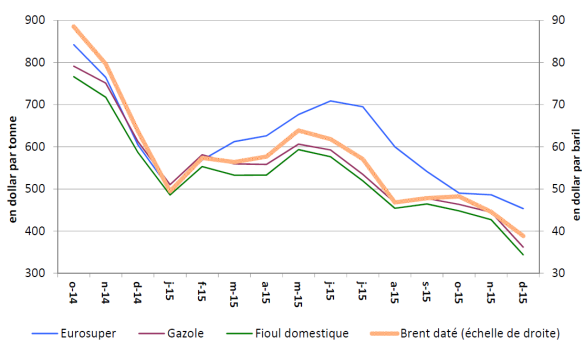
Le contexte international de l'évolution des prix au détail

A Rotterdam, les cotations des produits raffinés en \$/t ont baissé pour la troisième année consécutive.

En moyenne annuelle, les cotations internationales ont connu une forte baisse liée notamment à la chute des cours du pétrole brut tout au long de l'année: -38% à 580 \$/t pour l'eurosuper, -41% à 514 \$/t pour le gazole et -42% à 495 \$/t pour le fioul domestique.

En euro, la baisse des cotations a été moindre¹: -25% pour l'eurosuper, -29% pour le gazole et -30% pour le fioul domestique.

Figure 1 : cours du Brent daté et cotations des produits pétroliers (moyennes mensuelles)



Source : DGEC - Reuters

Les cotations du gazole et du fioul domestique ont suivi les fluctuations des cotations du Brent tout au long de l'année.

Après avoir atteint en janvier 2015 leur niveau le plus bas depuis 2009, les cotations des distillats moyens ont progressé jusqu'en mai dans le sillage des hausses du cours du Brent daté.

Au cours du second semestre 2015, les cotations des distillats moyens (gazole et fioul domestique) ont diminué chaque mois (exception faite du mois de

septembre) pour atteindre des valeurs inférieures à 350 \$/t.

Les cotations des essences ont connu une hausse plus marquée que le brut entre janvier et juin 2015 pour atteindre leur plus haut niveau en moyenne en juin à 705 \$/t.

Cette hausse s'explique principalement par : 1) l'augmentation de la demande sur les principaux marchés de consommation notamment les Etats-Unis avec la « driving season » ; 2) une augmentation de l'offre moins élevée que prévue (arrêts saisonniers / problèmes techniques de certaines raffineries) ; 3) un retard dans la mise en service de nouvelles installations de raffinage dans les pays non OCDE.

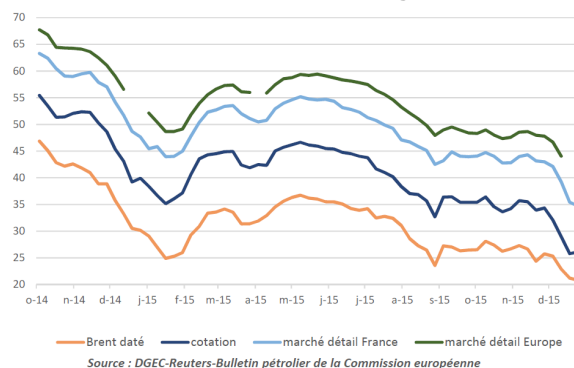
Au cours du second semestre 2015, les cotations des essences ont diminué, pour s'établir en décembre à 446 \$/t, leur niveau le plus bas en moyenne mensuelle depuis 2009.

L'écart entre la cotation de l'eurosuper et celle du Brent daté s'est réduit du fait notamment de la baisse de la demande d'essence américaine, avec la fin de la « driving season », malgré une demande soutenue pour la saison, principalement d'Asie, du Nigéria, du Moyen-Orient et des Etats-Unis.

Les prix moyens à la consommation en baisse pour la troisième année consécutive en France²

Les prix moyens hebdomadaires hors toutes taxes à la consommation du gazole, de l'eurosuper et du fioul domestique en France ont globalement suivi l'évolution des cotations internationales en euro.

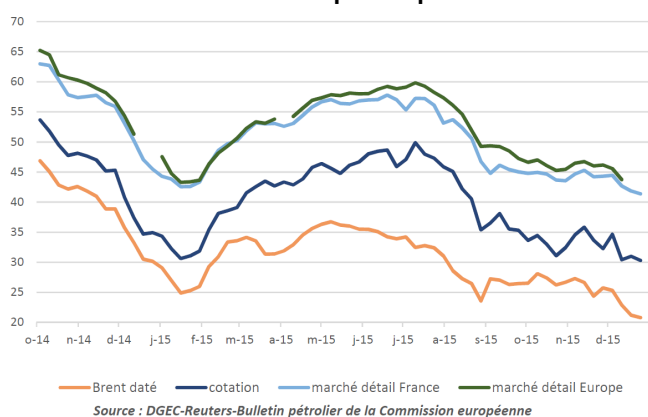
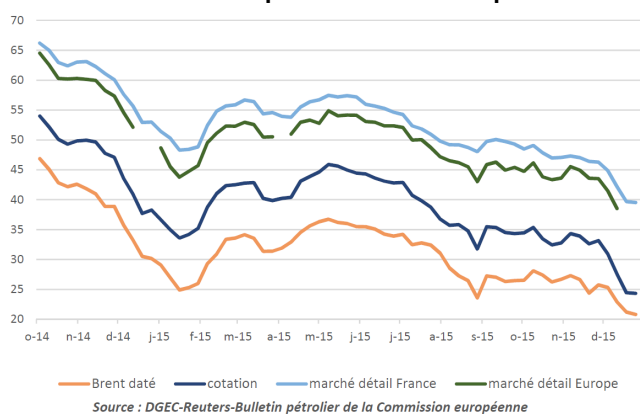
Fig. 2 : cours du Brent daté, cotations et prix HTT en France et en Europe du gazole en c€/l



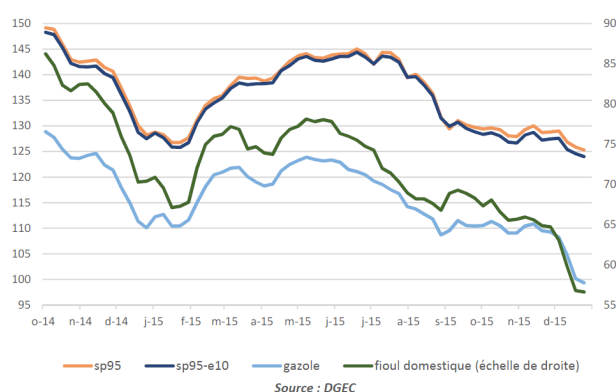
Source : DGEC-Reuters-Bulletin pétrolier de la Commission européenne

¹ du fait de la nette dépréciation de l'euro par rapport au dollar, -16,5 % à 1,112 euro pour un dollar en moyenne annuelle.

² Les prix au détail des carburants / combustibles sont disponibles à l'adresse suivante : http://www.developpement-durable.gouv.fr/Prix-de-vente-moyens-des_10724.html

Fig. 3 : cours du Brent daté, cotations et prix HTT en France et en Europe du sp95 en c€/l**Fig. 4 : cours du Brent daté, cotations et prix HTT en France et en Europe du fioul domestique en c€/l**

Les prix moyens hebdomadaires toutes taxes comprises des carburants et du fioul domestique en 2015 se sont établis à 1,35 €/l pour le sp95, en baisse par rapport à 2014 (-13 c€/l ; -8,9%), 1,15 €/l pour le gazole (-14 c€/l ; -10,6%) et 0,71 €/l pour le fioul domestique (-15 c€/l ; -17,9%).

Fig. 5 : prix TTC du sp95, du sp95-E10, du gazole et du FOD en c€/l

Le marché des produits pétroliers³

Les ventes de produits pétroliers en 2015 en France ont connu des évolutions différenciées selon les produits par rapport à 2014.

Fig. 6 : ventes totales en acquitté des produits pétroliers en France (en millions de m³)

	2014	2015	Variation
Carburants routiers			
E85	0,08	0,09	6,5%
SP 95	4,39	4,20	-4,3%
SP95-E10	3,03	3,25	7,5%
SP 98	1,86	2,01	8,0%
Total essences	9,36	9,55	2,1%
Gazole	40,46	40,73	0,7%
B30	0,04	0,03	-16,3%
Total carburants (hors Gpl_c)	49,86	50,31	0,9%
GPL_c (tonnes)*	91 246	81 023	-11,2%
Autres produits et combustibles			
Gazole non routier	5,38	5,22	-2,9%
Fioul domestique	7,77	8,02	3,2%
Fioul lourd (tonnes)	799 562	752 046	-5,9%

* source : Comité Français du Butane et du Propane (CFBP)

Le marché des carburants routiers

En 2015, le total des ventes des carburants routiers (hors GPL-c) s'est élevé à 50,31 Mm³, en hausse de 0,9% (+0,45 Mm³) par rapport à 2014.

Les ventes d'essence ont augmenté de 2,1% (+0,19 Mm³) pour s'établir à 9,55 Mm³ et représentent 19% des ventes totales de carburants routiers.

La consommation de SP95 a enregistré une nouvelle baisse par rapport à 2014 (-0,2 Mm³ ; -4,3%), alors que les ventes de SP95-E10 et de SP98 ont augmenté respectivement de 7,5% (+0,2 Mm³) et de 8% (+0,2 Mm³). Les ventes de SP95 représentent désormais 44% du total des essences (-2,9 points par rapport à 2014).

Les ventes de superéthanol E85 restent à un niveau faible en dépit de leur hausse (+6,5%) à 86 051 m³.

Les ventes de gazole (y compris le B30) à 40,7 Mm³ ont connu une hausse de 0,6% (+0,3 Mm³) par rapport à 2014. Elles représentent 81% des ventes de carburants.

Les ventes en vrac

Les ventes en vrac s'établissent à 6,4 Mm³, en forte baisse de 7% (-0,5 Mm³) par rapport à 2014 du fait de la baisse du trafic routier de marchandises (-7,5%). Le vrac a représenté 12,7% du total de la distribution des carburants routiers. Les livraisons de gazole concentrent la quasi-totalité (98,7%) des volumes.

³ Les données et les graphiques associés sur le marché des produits pétroliers sont issus des enquêtes de la DGE (cf. encadré méthodologique en page 7).

- Les ventes en stations-service

Les volumes de carburants distribués dans les stations-service se sont élevés à 43,9 Mm³ en 2015, en hausse de 2,2% (+0,9 Mm³) par rapport à 2014.

Fig. 7 : volumes distribués dans le réseau de distribution par opérateur et par carburant en 2014 et 2015 (en millions de m³)

	Compagnies pétrolières et indépendants		GMS		Enseignes non identifiées*		Total	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
E85	0,02	0,03	0,06	0,06	0,002	0,003	0,08	0,09
SP 95	0,36	0,34	3,81	3,60	0,18	0,22	4,35	4,16
SP95-E10	1,87	1,87	1,12	1,30	0,04	0,08	3,02	3,25
SP 98	0,81	0,87	0,98	1,05	0,06	0,08	1,85	2,00
Total essences	3,06	3,11	5,96	6,01	0,28	0,39	9,30	9,50
Gazole	12,20	12,39	18,51	18,56	2,96	3,46	33,67	34,41
Total (hors Gpl_c)	15,27	15,50	24,47	24,56	3,24	3,84	42,98	43,91

* cf. encadré méthodologique (page 7)

- Les ventes sur autoroutes

Les ventes sur le réseau autoroutier ont représenté 5,7% des ventes totales en stations-service. Elles ont enregistré une hausse de 0,08 Mm³ (+3,2%) en 2015 à 2,5 Mm³ qui se répartissent à hauteur de 83,7% pour le gazole et de 16,3% pour les essences.

La baisse des prix moyens des carburants en 2015 par rapport à 2014 et l'augmentation du trafic autoroutier en juillet et en août peuvent expliquer cette hausse des ventes sur autoroute malgré la poursuite de la baisse du trafic routier de marchandises (-7,5%).

Parmi les essences, les ventes de SP95-E10 et de SP98 sont en hausse respective de 4,4% et 8,5% par rapport à 2014 et ont représenté 15,7% du total des livraisons de carburant soit 97% du total des ventes d'essence. Les ventes de SP95 sont restées marginales et ont représenté moins de 0,5% des ventes totales de carburants sur les autoroutes.

Deuxième année consécutive de baisse des parts de marché des GMS (grandes et moyennes surfaces) qui restent toutefois prédominantes dans la vente de carburants en stations-service

Les parts de marché de la grande distribution ont diminué de 0,3 point en 2015. Elles s'élèvent à 61,3% des volumes de vente contre 38,7% pour les réseaux traditionnels ; elles représentent 65,9% du total des essences (baisse de 0,2 point par rapport à 2014) et 60% du gazole (baisse de 0,3 point).

L'évolution des parts de marché en 2015 peut s'expliquer par la réorganisation du réseau des pétroliers et des indépendants, en particulier via le déploiement de stations à prix bas et par la poursuite du déclin des « petites » stations (cf. fiche 17 du Panorama énergies-climat).

Fig. 8 : parts de marché (ventes en stations-service)

	Pétroliers + Indépendants		GMS	
	2014	2015	2014	2015
Gazole				
en volumes	12,2	12,4	18,5	18,6
en %	39,7%	40,0%	60,3%	60,0%
Essences				
en volumes	3,1	3,1	6,0	6,0
en %	33,9%	34,1%	66,1%	65,9%
Total				
en volumes	15,3	15,5	24,5	24,6
en %	38,4%	38,7%	61,6%	61,3%

Poursuite de la baisse du nombre de stations-service en 2015

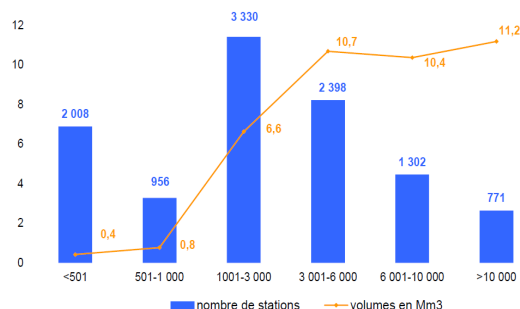
Le réseau de distribution français se compose principalement de stations des sociétés pétrolières, d'opérateurs indépendants et de grandes et moyennes surfaces (GMS).

La restructuration du réseau des stations-service s'est poursuivie en 2015. Le nombre de stations-service a, de nouveau, baissé pour s'élever à 10 765 en 2015 contre 10 860 en 2014 (-95 points de vente) et 10 950 en 2013.

Le nombre de points de vente des sociétés pétrolières et des indépendants s'est élevé à 5 666 (-125 stations-service), alors que le nombre de points de vente de la grande distribution est en hausse (+30 unités ; 5 099 stations-service).

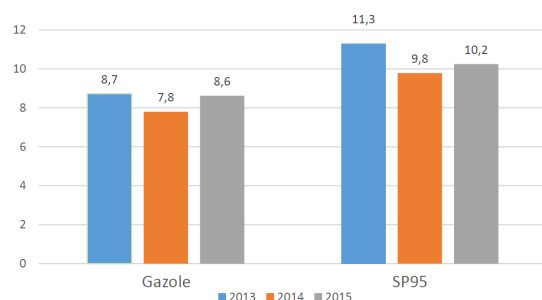
En 2015, les stations-service dont le débit moyen est supérieur à 3 000 m³ par an (41,5% du total des stations) ont représenté 80,5% des ventes de carburants. Le débit moyen annuel d'une station-service s'est quant à lui élevé à 3 721 m³ en 2015 contre 3 659 m³ en 2014.

Fig. 9 : volumes distribués dans les stations par tranches de volume



Le marché français est demeuré très concurrentiel en 2015.

Le marché national des carburants est resté très concurrentiel en 2015. Les marges brutes de transport-distribution (TD), qui couvrent notamment les coûts de stockage en dépôt, d'acheminement en station, d'exploitation du point de vente et la marge commerciale nette, ont légèrement augmenté en 2015 par rapport à 2014 pour s'établir en moyenne à 8,6 c€/l pour le gazole et à 10,2 c€/l pour l'eurosuper. Elles restent toutefois inférieures en moyenne à celles observées en Europe.

Fig. 10 : évolution des marges brutes moyennes de TD en France depuis 2013

Source : DGEC-Reuters

Les marges brutes de transport-distribution ont légèrement augmenté en 2015, après une année 2014 marquée par une vive concurrence entre les réseaux de distribution qui a impacté les marges brutes, sans pour autant avoir retrouvé leurs niveaux de 2013.

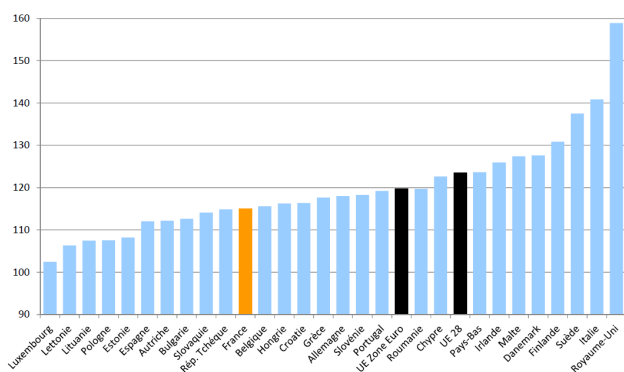
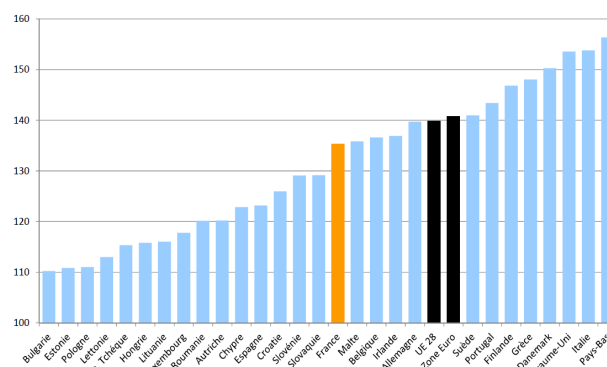
Fig. 11 : évolution des marges brutes moyennes de TD dans l'Union européenne depuis 2013

en c€/l	Gasole	Eurosuper
2013	12,5	12,2
2014	12,2	11,1
2015	13,3	11,8

Source : DGEC-Reuters- Bulletin pétrolier de la Commission européenne

Dans un contexte de vive concurrence entre les réseaux de distribution de carburants dans un marché en légère hausse en volume, l'augmentation de la marge brute de transport-distribution reste limitée par rapport à 2014 et se situe en deçà de la moyenne de la marge brute de transport-distribution dans l'Union européenne.

Les prix moyens toutes taxes comprises en France sont inférieurs aux prix européens pour le gazole et le SP95, respectivement de près de 9 c€/l et de 5 c€/l. Hors toutes taxes, les prix moyens français sont inférieurs de 5 c€/l environ pour le gazole et de 2 c€/l environ pour l'essence, illustrant le caractère concurrentiel du marché français.

Fig. 12 : prix moyen TTC du gazole en c€/l en 2015**Fig. 13 : prix moyen TTC de l'eurosuper en c€/l en 2015**

Source : Bulletin pétrolier de la Commission européenne

Le marché du fioul domestique et du gazole non routier (GNR)

Les ventes de fioul domestique ont augmenté en 2015 de 3,2% (+0,25 Mm³) par rapport à 2014. Elles s'élèvent à 8 Mm³. Les ventes de gazole non routier (GNR), commercialisé pour la première fois en 2011, ont diminué de 2,9% (-0,15 Mm³) à 5,2 Mm³.

Le circuit de distribution du fioul domestique et du GNR est plus complexe que celui des carburants. Ainsi, plus de la moitié des ventes de fioul domestique et de GNR (environ 55%), déclarées par les entrepositaires agréés, sont réalisées par des négociants-revendeurs auprès du consommateur final.

Les ventes de fioul domestique pour l'usage de chauffage domestique, ont représenté les 2/3 des volumes, alors que les ventes de GNR sont concentrées sur quatre secteurs (agricole, BTP, usages de transport et production industrielle) qui ont représenté plus de 85% des volumes vendus.

Fig. 14 : répartition sectorielle des ventes de fioul domestique en 2015 déclarées par les entrepositaires agréés

	Volumes en Mm3	en %
particuliers	2,38	67,4%
Production industrielle	0,35	9,8%
Production agricole	0,13	3,6%
Chauffage (hors particuliers) et réseaux de chaleur	0,12	3,3%
Autres usages	0,56	15,9%
Total	3,54	100,0%

Par ailleurs, du fait des caractéristiques (circuit de commercialisation, services à la clientèle, spécificités du marché...) de la distribution du fioul domestique, on observe que la marge brute moyenne de transport-distribution de ce produit est traditionnellement plus élevée que celle des carburants. En 2015, elle s'est ainsi établie à 13,5 c€/l en moyenne (12,2 c€/l en 2014).

Fig. 15 : répartition sectorielle des ventes de gazole non routier en 2015 déclarées par les entrepositaires agréés

	Volumes en Mm3	en %
Production agricole	1,11	43,6%
B.T.P.	0,54	21,0%
Usage de transports	0,29	11,5%
Production industrielle	0,26	10,3%
particuliers	0,08	3,2%
Chauffage (hors particuliers) et réseaux de chaleur	0,00	0,2%
Autres usages	0,26	10,2%
Total	2,55	100,0%

Le marché du fioul lourd

Les livraisons de fioul lourd aux centrales électriques sont en recul de 7,8%, à 0,14 Mt, alors que celles hors centrales électriques ont diminué de 5,5%, à 0,61 Mt. La baisse des livraisons aux centrales électriques s'explique par le moindre recours aux centrales au fioul, qui jouent un rôle d'appoint dans la production d'électricité.

Par qualité, les ventes de fioul lourd TBTS et TTBS ont représenté respectivement 80% et 19% des livraisons.

La qualité des carburants

L'organisation du système de surveillance de la qualité des carburants en France

La directive 98/70/CE modifiée relative à la qualité des carburants impose aux États membres de l'Union Européenne de mettre en place un système de surveillance de la qualité des carburants (FQMS : *Fuel Quality Monitoring System*).

La Direction de l'Énergie est responsable de l'application des directives relatives à la qualité des carburants et à la teneur en soufre des combustibles marins ainsi que de la mise en œuvre du système de surveillance.

Des prélèvements d'échantillons sont effectués sur l'ensemble du territoire national et sur les principaux produits pétroliers. Les analyses des échantillons prélevés consistent à vérifier, au plus près de l'utilisateur, que les caractéristiques techniques réglementaires sont respectées.

Des prélèvements d'échantillons sont aussi réalisés pour surveiller la qualité des carburants et des combustibles liquides non commercialisés dans les stations-service. Ces prélèvements sont alors effectués dans les dépôts et portent sur le gazole non routier, le fioul domestique, le gazole pêche, le diesel marine léger et les fiouls lourds.

Les points de prélèvements (stations-service et dépôts) sont choisis aléatoirement par la DGEC.

Les résultats qualitatifs et leur traitement statistique sont communiqués chaque année à la Commission européenne et mis à la disposition du public sur le site de la Commission.

Depuis le 1^{er} janvier 2015, le prestataire qui effectue les prélèvements et les analyses pour le compte de la Direction de l'Énergie est la société SGS Oil, Gas & Chemicals, sélectionnée par appel d'offre en juillet 2014.

Dans le cadre de ce nouveau marché, le nombre de prélèvements d'échantillons de carburants a été adapté pour répondre à l'augmentation de la part de marché du SP95-E10. Le plan annuel de contrôle porte désormais sur au moins 200 échantillons de SP95 ou SP98, 200 échantillons de gazole, 200 échantillons de SP95-E10 et 4 échantillons de E85. Le nombre de dépôts concernés par les prélèvements d'échantillons de combustibles est fixé à 88.

Les résultats des prélèvements et analyses en dépôts

En 2015, 194 échantillons de combustibles ont été prélevés dans 89 dépôts situés en France métropolitaine, en Guyane, à la Martinique et à la Guadeloupe.

Les échantillons prélevés se répartissent de la façon suivante :

- 89 échantillons de fioul domestique,
- 6 échantillons de diesel marine léger,
- 9 échantillons de gazole pêche,
- 5 échantillons de fioul lourd,
- 85 échantillons de gazole non routier.

5205 analyses ont été réalisées et tous les résultats obtenus sont conformes aux exigences réglementaires.

Les résultats des prélèvements et analyses en stations-service

En 2015, 642 échantillons de carburants ont été prélevés dans 222 stations-service réparties sur toute la France métropolitaine ainsi qu'en Guadeloupe, Martinique et Guyane.

Les échantillons prélevés se répartissent de la façon suivante :

- 222 échantillons de gazole,
- 223 échantillons de supercarburants sans plomb SP95 et SP98,
- 193 échantillons de supercarburant SP95-E10,
- 4 échantillons de superéthanol E85.

Ces échantillons ont donné lieu à 22 067 analyses en laboratoire, avec un taux global de non-conformité de 0,03% pour toutes les caractéristiques contrôlées sur ces carburants. Ce taux est en baisse par rapport à 2014 : 0,11%.

Les 7 non-conformités mises en évidence concernent, pour le gazole, 2 valeurs du point éclair, pour le SP98, 2 résultats d'analyse de la pression de vapeur et pour le SP95-E10, une valeur de pression de vapeur, une valeur de teneur en éthanol et une valeur de teneur en oxygène.

Pour le gazole, la non-conformité de point éclair (présence de composés volatils pouvant occasionner un risque d'inflammation ou d'explosion) s'explique par l'apport d'une très faible quantité d'essence au moment du remplissage de la ou des cuves dédiées à la vente de gazole de la station-service.

Pour les supercarburants, la non-conformité de pression de vapeur résulte d'un non-respect de la spécification réglementaire à l'issue des changements de saison (hiver-été).

Dans tous les cas, les distributeurs de carburants concernés sont informés par la Direction de l'Energie des non-conformités constatées et doivent apporter les mesures correctives et préventives nécessaires.

Celles-ci ne représentaient pas de risque en matière de sécurité.

- Armelle BALIAN, Vanessa TOGNETTI,
Romain LEBAS, Julien DEFAYS,
Thierry QUINTAINE

Méthodologie

L'ensemble des chiffres qui figure dans cette fiche provient des résultats de deux enquêtes réalisées par la DGECE auprès des opérateurs pétroliers : l'enquête annuelle sur la distribution pétrolière auprès des entrepositaires agréés (entreprises autorisées par les douanes à produire, transformer, détenir, expédier, recevoir des produits pétroliers soumis à accises en suspension de droits et taxes) et l'enquête mensuelle sur les ventes de carburants sur autoroutes.

Les ventes des produits pétroliers correspondent à des ventes en acquitté (elles excluent donc les ventes en suspension de taxes). Les données 2014 ont été révisées pour les carburants.

Les ventes totales de carburants déclarées par les entrepositaires agréés (EA) sont réparties entre :

- les ventes à des distributeurs non EA. Elles correspondent à des ventes réalisées auprès des négociants-revendeurs qui approvisionnent des stations-service des réseaux indépendants, des magasins de grandes ou moyennes surfaces, des entreprises ou des flottes de transport ;
- les ventes en vrac destinées aux consommateurs possédant des flottes de véhicules et aux administrations. Elles incluent, en particulier, les ventes du réseau AS24 qui est un réseau européen de stations-service dédié aux poids lourds. Les ventes en vrac en 2015 ont été estimées à partir de l'évolution du transport routier de marchandises par rapport à 2014 (source : SOeS, enquête TRM) ;
- les ventes au réseau de distribution (stations-service).

Les importations de carburants réalisées directement par des opérateurs non EA sont ajoutées aux ventes totales. Elles se sont élevées pour les carburants à 0,35 Mm³ en 2015 contre 0,32 Mm³ en 2014. Concernant les autres produits pétroliers, elles se sont établies à 0,24 Mm³ pour le GNR, 0,39 Mm³ pour le fioul domestique et à 227 578 tonnes pour le fioul lourd.

Les ventes aux distributeurs non EA et les importations directes de carburants en France ont été réparties entre les ventes en vrac et les livraisons aux stations-service.

Les ventes de carburants dans les stations-service sont réparties entre deux catégories de distributeurs :

- les pétroliers, sociétés affiliées à l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) et les indépendants, adhérents de l'Association des Indépendants du Pétrole (AIP), de la Fédération Française des Pétroliers Indépendants (FFPI), de la Fédération Française des Combustibles, Carburants et Chauffage (FF3C) ;
- les magasins des grandes et moyennes surfaces (GMS).

Les parts de marché entre les réseaux de distribution (pétroliers et indépendants, GMS) doivent être interprétées avec prudence. Le calcul de ces parts de marché ne porte pas en effet sur les ventes totales en stations-service mais sur 91,2% des volumes en 2015 (92,5% en 2014). En 2015, l'enquête annuelle a répertorié 3 844 934 m³ dans des enseignes ne pouvant pas être identifiées, soit 8,8% des volumes (3 241 544 m³ en 2014, soit 7,5% des volumes). Les ventes de ces enseignes non identifiées ne peuvent pas être réparties entre les stations des indépendants, des GMS et des pétroliers.

Concernant les ventes de fioul domestique et de gazole non routier (GNR), l'enquête annuelle ne permet pas de connaître l'usage des ventes réalisées par les négociants-revendeurs. Seules les ventes déclarées par les EA, qui ont représenté environ 50 % du total des ventes pour le fioul domestique et pour le GNR, ont pu être réparties par secteur de consommation.

Les ventes « autres usages » pour le fioul domestique ont concerné les secteurs suivants : livraisons aux associations, administrations, établissements militaires, commerces de détail et services. Les ventes « autres usages » pour le GNR ont concerné les secteurs suivants : livraisons aux administrations, aux établissements militaires, commerces de détail et services, transport frigorifique pour la production de froid.

La commercialisation du gaz

Une année 2015 marquée par la suppression des tarifs réglementés pour les gros et moyens consommateurs.

L'année 2015 a été marquée par la suppression des tarifs réglementés de vente de gaz, achevée en décembre 2015, pour les consommateurs non domestiques (à l'exception des petits consommateurs).

Les prix de vente du gaz sur les marchés de détail sont en baisse en 2015 en raison de la baisse des prix des matières premières. Les prix du gaz en France restent dans la moyenne des prix des pays de l'Union européenne et de la zone euro.

Le marché du gaz naturel

Le marché de détail du gaz naturel représente, fin 2015, 11,4 millions de sites de consommateurs finals alimentés en gaz pour un volume de 448 TWh/an¹.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché du gaz est totalement ouvert à la concurrence : tous les consommateurs finals peuvent souscrire un contrat de fourniture de gaz naturel à un prix de marché avec le fournisseur de leur choix.

Les consommateurs résidentiels et petits professionnels ont le choix entre deux types de prix :

- les tarifs réglementés fixés par les ministres en charge de l'énergie et de l'économie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui sont proposés par les fournisseurs historiques;
- les offres de marché, librement proposées par l'ensemble des fournisseurs (historiques et alternatifs).

Conformément à un accord avec la Commission européenne entériné en janvier 2013, les tarifs réglementés de vente pour les gros et moyens consommateurs non domestiques (à l'exception des petits professionnels dont le niveau de consommation est inférieur ou égal à 30 MWh/an et du petit résidentiel collectif) ont été supprimés depuis le 31 décembre 2015.

Environ 17400 consommateurs n'avaient pas opté pour une offre de marché au 1^{er} janvier 2016. Conformément à la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation, ils ont basculé dans une offre transitoire proposée par leur fournisseur historique, dont la durée est limitée à 6 mois. Afin d'éviter toute rupture d'approvisionnement, les consommateurs qui n'auraient pas accompli les démarches nécessaires au 1^{er} juillet 2016 seront attribués à un fournisseur par défaut désigné dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres organisée par la CRE.

L'ouverture à la concurrence du marché du gaz est désormais très avancée, en particulier sur le marché des consommateurs non domestiques. Les offres de marché sont largement majoritaires en volume (83% du volume de consommation) et concernent plus de 44% des sites en fin d'année 2015. La part de marché des fournisseurs alternatifs atteint 20% en volume de consommation sur le segment des clients résidentiels et 62% sur le marché non résidentiel. Les offres de marché tirent les prix à la baisse avec des rabais pouvant atteindre jusqu'à 15% sur le prix du kWh par rapport aux TRV.

Les fournisseurs de gaz naturel

En 2015, il y avait environ 190 fournisseurs autorisés en France (historiques et alternatifs confondus, en comptant également les industriels qui s'approvisionnent directement sur les marchés). Environ 40 fournisseurs sont autorisés à fournir du gaz aux clients résidentiels.

Ces fournisseurs doivent respecter un certain nombre d'obligations de service public visant à assurer, notamment, la continuité de livraison.

Leur liste est disponible sur le site Internet du ministère : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/listefour_janvier_2016.pdf

Les fournisseurs historiques sont au nombre de 24 : ENGIE (anciennement GDF SUEZ), TEGAZ (TOTAL Energie Gaz) et 22 entreprises locales de distribution (ELD). Ils proposent des tarifs réglementés et peuvent également proposer des offres de marché à leurs clients.

Les autres fournisseurs, appelés fournisseurs alternatifs, proposent à leurs clients des offres de marché.

Les Entreprises Locales de Distribution

22 ELD, réparties sur tout le territoire français, fournissent du gaz aux consommateurs finals sur leurs zones de desserte. Elles représentent moins de 5% du marché du détail du gaz, et proposent chacune leurs propres tarifs réglementés, tenant compte de leurs propres coûts.

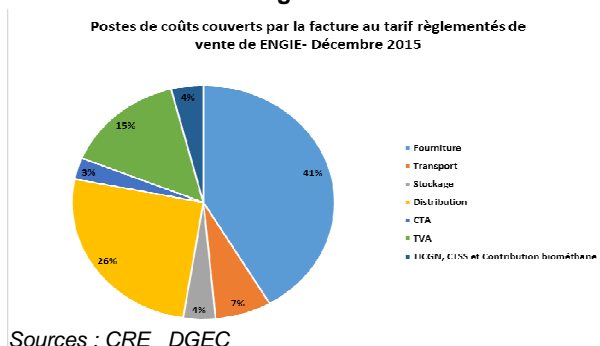
La structure du prix du gaz pour le consommateur final

Les prix du gaz pour les petits consommateurs (ménages) sont aujourd'hui constitués à hauteur de 41% environ par les coûts de fourniture (comprenant l'approvisionnement et les coûts de commercialisation),

¹ Consommation réelle 2015. Source Observatoire des marchés de gros du gaz T4 2015.

27% environ par les coûts d'infrastructures (transport, stockage, distribution) et 22% de taxes et contributions. Ces pourcentages peuvent varier légèrement selon les offres tarifaires. Le diagramme ci-dessous présente la répartition des coûts pour les offres au tarif réglementé d'ENGIE :

Figure 1



Les coûts d'approvisionnement sont détaillés au point suivant.

Les coûts d'infrastructures incluent les coûts d'utilisation des réseaux, qui sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie afin de couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux de transport et distribution, ainsi que les coûts de stockage.

La part fiscalité comprend les taxes et contributions suivantes :

- la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), qui s'applique lorsque le gaz naturel est employé comme combustible. Elle est collectée par les fournisseurs de gaz naturel. Le taux de taxation, qui était de 2,64 €/MWh (en PCS) en 2015, est désormais de 4,34 €/MWh, une augmentation qui résulte de l'augmentation de la composante carbone au 1^{er} janvier 2016 et de la fusion de la TICGN, de la CTSS et de la contribution biométhane² (cf. fiche sur la fiscalité des énergies) ;
- la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), qui finance une partie des retraites des industries électriques et gazières. Elle représente environ 3% de la facture de gaz pour un client en distribution publique ;
- la TVA, dont le taux est réduit à 5,5% pour la part abonnement de la facture (les consommations sont taxées au taux normal, soit 20%).

Les coûts d'approvisionnement

Les fournisseurs présents sur le territoire français importent du gaz principalement par gazoduc en particulier depuis la Norvège, les Pays-Bas, la Russie, mais aussi par méthanier sous forme de gaz naturel

liquéfié - GNL - notamment depuis l'Algérie, l'Egypte ou le Qatar.

Une large part du gaz importé par la France l'est dans le cadre de contrats à long terme. Ces contrats sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, alors que la France importe la quasi-totalité de son gaz naturel. Indexés historiquement sur des paniers de produits pétroliers, parce que ces produits étaient les principaux concurrents du gaz naturel, ils le sont désormais pour une part croissante sur les prix du gaz sur les places de marchés européennes. Ils intègrent des mécanismes de lissage qui protègent les consommateurs contre la volatilité des prix.

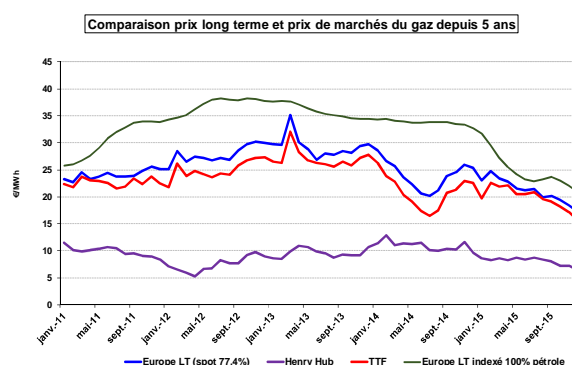
Parallèlement à ces contrats à long terme, existent des marchés intermédiés du gaz (la bourse et les courtiers) sur lesquels s'échangent des produits de court terme dits produits « spot » et des produits à terme dit « futures ». Ces marchés sont aujourd'hui relativement liquides mais la majeure partie du gaz vendu par les pays producteurs l'est encore dans le cadre de contrats à long terme.

Dans un contexte de baisse des prix du gaz sur les marchés de gros, la plupart des entreprises gazières européennes, dont ENGIE, ont renégocié leurs contrats d'approvisionnement à long terme en y incluant une part d'indexation plus importante sur les cotations des places de marchés du gaz (elle atteint 77,4% en 2015 pour ENGIE).

Cette augmentation de la part d'indexation sur les cotations des places de marchés a vocation à se poursuivre :

- à mesure que les places de marchés du gaz européennes se développent, les indices de prix qui y sont associés deviennent plus robustes, même si certains produits restent aujourd'hui sujets à une forte volatilité ;
- le découplage persistant entre prix indexés pétrole et prix sur les marchés spot, pousse les fournisseurs à renégocier leurs contrats et à diversifier leurs modes d'indexation.

Figure 2



Sources : Reuters, DGEC ;

TTF : marché néerlandais du gaz ; Henry Hub : marché américain du gaz ; Europe LT (77,4%) : prix des contrats long terme avec un mode d'indexation représentatif des contrats actuels (77,4% spot) ; Europe LT (100% pétrole) : prix des contrats long terme avec un mode d'indexation 100% pétrole

² La contribution au tarif spécial de solidarité gaz (CTSS) était destinée à financer le tarif spécial de solidarité (TSS). Son taux était de 0,2 €/MWh pour l'année 2015. La contribution biométhane, destinée à soutenir l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel, était fixée à 0,0153 €/MWh en 2015.

Du fait de la part croissante d'indexation des contrats à long terme sur les marchés du gaz et de la forte baisse des prix du pétrole durant l'année 2015, l'écart entre les prix des contrats de long terme et le prix du gaz sur les marchés de gros européens s'est progressivement réduit.

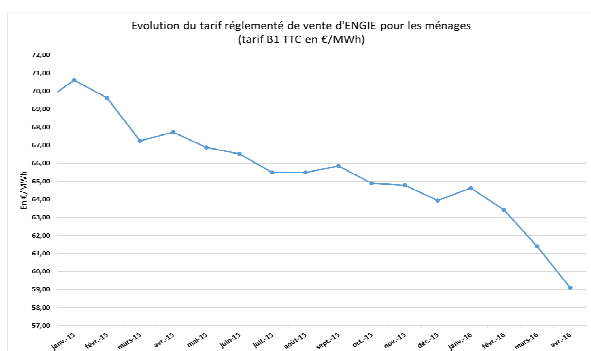
En 2015, le marché américain Henry Hub affiche un prix moyen de l'ordre de 8 €/MWh, soit 12 €/MWh moins cher que le prix sur les marchés du gaz en Europe (en raison d'une offre excédentaire liée au développement des gaz non conventionnels).

Les tarifs réglementés

Aux termes de la réglementation, ces tarifs doivent couvrir les coûts d'achat du gaz, les coûts d'utilisation des infrastructures (transport, stockage et distribution) et les coûts de commercialisation du fournisseur.

Le prix TTC pour les ménages a baissé de 15,6 % entre janvier 2015 et avril 2016. En avril 2016, il passe pour la première fois depuis juin 2010 en dessous de la barre des 60 €/MWh.

Figure 3



Sources : ENGIE, DGEC

Comment sont fixés les tarifs réglementés ?

Le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009, modifié par le décret 2013-400 du 16 mai 2013 dans le but d'améliorer la transparence du dispositif, a introduit pour chaque fournisseur le principe d'une formule tarifaire, représentative de ses coûts, définie par arrêté ministériel, et servant de base à l'évolution des tarifs réglementés.

Conformément à ce cadre juridique, une analyse approfondie de l'ensemble des coûts de chaque fournisseur, est effectuée annuellement par la Commission de régulation de l'énergie, puis remise au gouvernement et rendue publique. Sur cette base, les ministres de l'économie et de l'énergie peuvent chaque année faire évoluer la formule tarifaire et les modalités de calcul des coûts hors approvisionnement, via un arrêté.

Pour refléter fidèlement l'évolution des coûts du combustible, les tarifs évoluent ensuite automatiquement, à des périodes infra-annuelles (trimestrielles ou mensuelles, selon les fournisseurs),

par application de la formule tarifaire et sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie. Ces variations interviennent sans arrêt.

Enfin, le gouvernement a la possibilité, dans des circonstances exceptionnelles de forte augmentation des prix des produits pétroliers ou des prix de marché du gaz naturel, d'opérer un lissage de l'évolution des tarifs sur une période ne pouvant dépasser un an, sans préjudice du principe de couverture des coûts.

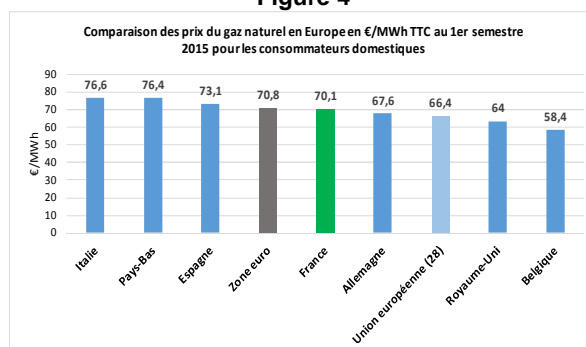
Les tarifs des ELD évoluent trimestriellement selon des formules reflétant leurs coûts. A l'heure actuelle, 45% des ELD ont des formules d'approvisionnement mixtes évoluant en fonction des indices de prix de marché du gaz (PEG Nord ou TTF) et de produits pétroliers, 32% achètent leur gaz à prix fixe.

Les tarifs d'ENGIE varient selon une fréquence mensuelle depuis janvier 2013.

Comparaison européenne (1^{er} semestre 2015)

En zone Euro, le prix moyen TTC du gaz au 1^{er} semestre 2015 est légèrement supérieur au prix français (de 1%), un écart qui s'est réduit par rapport au 1^{er} semestre 2014 (4%). Le prix en France est moins élevé qu'en Espagne, aux Pays-Bas et en Italie. Le prix allemand est inférieur au prix français de 4%.

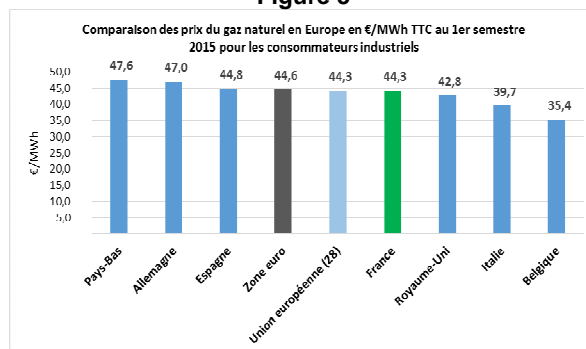
Figure 4



Sources : Eurostat, DGEC

Concernant les consommateurs industriels, le prix français est légèrement inférieur au prix moyen TTC de la zone euro (de 1%) et se situe dans la moyenne des prix des pays de l'Union européenne.

Figure 5



Sources : Eurostat, DGEC

Les consommateurs industriels gazo-intensifs

Les consommateurs gazo-intensifs s'approvisionnent pour certains directement sur les places de marché, pour d'autres par l'intermédiaire d'un fournisseur. Leurs achats de gaz sont majoritairement indexés sur les prix de gros du gaz en Europe.

Les différences de prix du gaz sur les marchés mondiaux (en particulier la faiblesse des prix en Amérique du nord et au Moyen-Orient) pénalisent les industriels européens les plus gazo-intensifs.

A la suite de l'apparition d'écarts de prix importants (« spread ») entre les places de marché du nord (PEG Nord) et du sud de la France (zone Sud, devenue TRS à la suite de la fusion du PEG Sud et de celui de TIGF au 1^{er} avril 2015), un dispositif protecteur a été mis en place pour les consommateurs dits "gazo-intensifs", leur donnant notamment un accès régulé à la liaison nord-sud. En 2015, l'écart de prix moyen entre les PEG s'est en grande partie résorbé, à 0,52 €/MWh contre 3,53 €/MWh en 2014, mais le dispositif protecteur demeure pour le cas où l'écart se creuserait à nouveau.

Un accès régulé à la liaison nord-sud

L'écart entre les PEG nord et sud s'était fortement creusé en fin d'année 2013 et au début de l'année 2014, atteignant parfois plus de 10 €/MWh. Ces écarts sont apparus dans un contexte d'approvisionnement tendu dans la zone Sud, résultant des faibles quantités de GNL livrées dans cette zone, d'une consommation relativement élevée et d'importantes exportations de gaz vers l'Espagne.

Afin de remédier aux effets néfastes de ces évolutions de marché, les articles L. 461-1 et L. 461-2 du code de l'énergie prévoient un dispositif particulier pour les consommateurs dits « gazo-intensifs ». Sur la base de ce statut, des capacités d'interconnexion leur ont été réservées en priorité permettant ainsi aux industriels les plus impactés par les prix du gaz de couvrir plus de la moitié de leur besoin à un prix de 0,57 €/MWh.

A plus long terme, d'ici 2018, des investissements seront réalisés sur la liaison Nord-Sud, de manière à pallier le problème de congestion et créer une place de marché unique en France en accord avec les orientations de la CRE.

sites capables de réduire leur consommation avec un préavis court.

- Frédérique DELAUGERRE, Nesrine PIRES, Estelle CHAPALAIN, David KREMBEL

Par ailleurs, l'article L.461-3 du code de l'énergie introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, met en place un cadre permettant d'allouer une réduction des tarifs d'utilisation des réseaux de transport pour les sites fortement consommateurs de gaz qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique. Enfin, la loi relative à la transition énergétique a introduit à l'article L.431-6-2 un nouveau dispositif dit d' "interruptibilité" permettant de valoriser la contribution à la sécurité d'approvisionnement des

N°

33

La commercialisation de l'électricité

Une année marquée par la suppression des tarifs réglementés pour les gros et moyens consommateurs et la baisse des prix de gros.

Depuis l'ouverture totale des marchés de l'électricité en 2007, les tarifs réglementés, arrêtés par le gouvernement et proposés par les fournisseurs historiques, coexistaient avec les offres de marché librement fixées par l'ensemble des fournisseurs (historiques et alternatifs). La fin de l'année 2015 marque un tournant, avec la suppression des tarifs réglementés pour les gros et moyens consommateurs (puissance souscrite supérieure à 36 kVA) en France métropolitaine continentale.

La part de marché d'EDF reste élevée, à plus de 75% en volume, mais décroît progressivement. L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et les conditions de marché actuelles garantissent aux fournisseurs alternatifs de pouvoir proposer des offres compétitives sur l'ensemble des segments de marché.

Le prix de détail de l'électricité en France est un des plus bas d'Europe. La réforme de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), devrait permettre de stabiliser cette composante de la facture, qui avait significativement augmenté au cours des dernières années. Par ailleurs, la compétitivité des consommateurs électro-intensifs reste un point de vigilance, et plusieurs mesures en leur faveur ont été décidées en 2015.

Les offres libres et réglementées

Consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA

Dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence, les clients résidentiels et professionnels ont le choix entre des offres au **tarif réglementé de vente (TRV)**, proposées uniquement par EDF et les entreprises locales de distribution (comme par exemple Electricité de Strasbourg) et des **offres de marché**, proposées par tous les fournisseurs d'énergie, y compris les fournisseurs historiques.

Le principe de réversibilité permet de passer des TRV aux offres de marché et inversement, sans limitation. A fin 2015, les TRV concernaient 88% des consommateurs résidentiels. Une dizaine de fournisseurs alternatifs proposent des offres de marché sur ce segment de clientèle.

Consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA

Pour ces professionnels moyens et gros consommateurs, les tarifs réglementés ont été supprimés le 31 décembre 2015, ce qui a constitué une nouvelle étape importante de l'ouverture des marchés.

L'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a prévu plusieurs mesures visant à accompagner cette suppression :

- des courriers d'information ont été envoyés aux consommateurs concernés ;
- les consommateurs qui n'avaient pas opté spontanément pour une offre de marché au 1^{er} janvier 2016 ont basculé automatiquement dans une « offre de transition » proposée par le fournisseur historique, dont la durée est limitée à 6 mois.

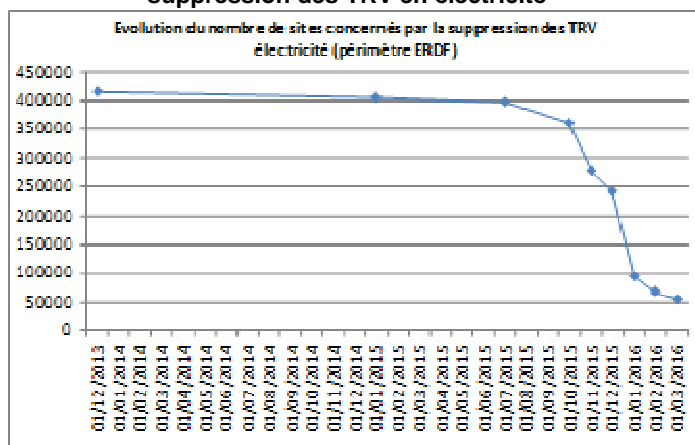
L'ordonnance n°2016-129 du 10 février 2016 met en place un dispositif de continuité de fourniture succédant à la fin de l' "offre de transition", pour les consommateurs qui n'auraient toujours pas conclu un contrat en offre de marché à l'issue de la période de six mois.

Sur les 400 000 clients concernés par la suppression des TRV au périmètre du gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS (~95% du territoire, les autres GRD étant les entreprises locales de distribution) qui disposaient encore d'un contrat au TRV en décembre 2013, environ 94 000 ont basculé en offre de transition au 1^{er} janvier 2016.

La figure 1 donne l'évolution du nombre de sites encore au TRV (et depuis le 1^{er} janvier 2016, en offre de transition) parmi ceux concernés par la suppression des TRV en électricité au périmètre ERDF. La majorité des consommateurs concernés ont quitté les TRV au cours du second semestre de l'année 2015.

La baisse des prix de marché, constatée ces dernières années, s'est accélérée sur les derniers trimestres, ce qui a souvent permis aux consommateurs concernés par la fin des TRV de réaliser des économies à l'occasion de la souscription d'une offre de marché.

Figure 1 : Evolution du nombre de sites concernés par la suppression des TRV en électricité



Source : DGE

Le dispositif de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH)

Depuis l'entrée en vigueur en 2010 de la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité), les fournisseurs alternatifs peuvent bénéficier de l'**Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)**. Cette source d'approvisionnement en électricité, à hauteur de la part de la production nucléaire dans la consommation, est fournie dans des conditions de coûts équivalentes à celles de l'opérateur historique, ce qui doit permettre à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique. L'ARENH est une option pour les fournisseurs alternatifs, qui peuvent également choisir de s'approvisionner entièrement sur le marché de gros lorsque les prix de marché sont inférieurs à l'ARENH, comme c'est le cas actuellement (les prix calendaires pour 2017 et 2018 varient entre 25 et 30 €/MWh depuis début 2016, contre 42 €/MWh pour l'ARENH en vigueur).

Répartition des parts de marché entre fournisseurs

Même si près de 650 000 sites (toutes puissances confondues) ont quitté les tarifs réglementés de vente en 2015 et si une forte accélération a été constatée en fin d'année (le nombre de sites chez des fournisseurs alternatifs a augmenté de 23% en 2015, contre 14% par an de 2011 à 2013 et 21% en 2014), les fournisseurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution) restent les principaux fournisseurs d'électricité, avec 88% des clients en général, et 88% des clients domestiques (respectivement 78% et 91% des volumes) (source : CRE, observatoire des marchés de détail, 4^{ème} trimestre 2015).

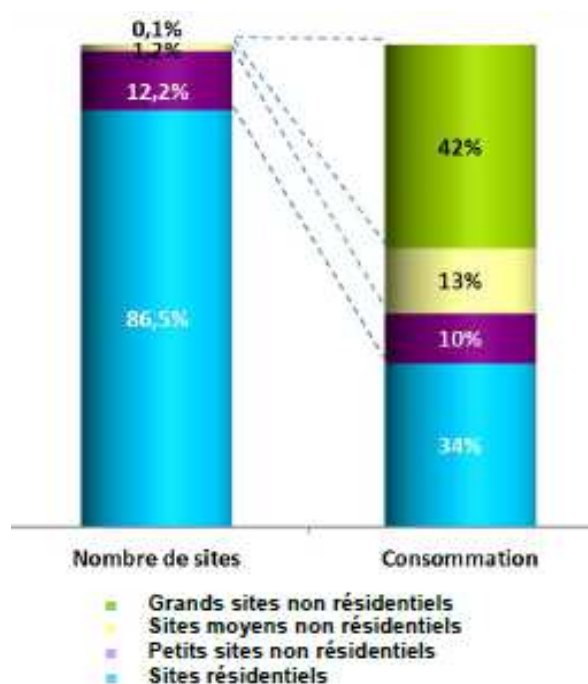
Les principaux fournisseurs alternatifs sont Engie, Direct Energie, Alpiq, Uniper, Enel... Certains concentrent leur stratégie commerciale sur les gros et moyens consommateurs (Uniper, Alpiq, etc), tandis que d'autres ciblent davantage les petits et moyens consommateurs (Direct Energie, Engie). On note l'arrivée récente sur le marché français de nouveaux fournisseurs d'électricité, comme Total ou ENI.

Les différents consommateurs d'électricité

Ils sont répartis en deux catégories : **résidentiels et professionnels (services et industrie)** :

- 31,8 millions de sites résidentiels, représentant une consommation totale de 150,7 TWh en 2015 (source CRE). Parmi ces sites, 28,1 millions sont au tarif bleu résidentiel pour une consommation de 136,7 TWh, soit 88% des sites et 91% des volumes;
- 5,0 millions de sites professionnels, représentant une consommation totale de 293,7 TWh en 2015 (source CRE).

Figure 2 : Répartition des consommations entre les différents types de consommateurs



Source : données CRE-2015

La structure du prix de l'électricité

La tarification de l'électricité repose sur l'empilement de plusieurs "briques" de coûts : chaque client paie un prix qui correspond aux coûts supportés par son fournisseur¹ depuis les coûts liés à l'approvisionnement en énergie jusqu'à la commercialisation en passant par ceux liés à l'acheminement.

Une part acheminement

Cette part correspond au tarif d'utilisation du réseau public de l'électricité (TURPE) qui est fixé par le régulateur, la Commission de régulation de l'énergie

¹ et, le cas échéant, le gestionnaire de réseau si le site n'est pas en contrat unique.

(CRE). Son objet est de couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité (RTE, ERDF et les entreprises locales de distribution - ELD). Ces coûts participent notamment à l'entretien des réseaux, à leur développement ou à leur enfouissement.

Une part énergie

Cette part comprend les **coûts de commercialisation et la marge** du fournisseur ainsi que ses **coûts d'approvisionnement en énergie** sur le marché de l'électricité ou via ses propres moyens de production.

Une part fiscalité

Cette part comprend les taxes suivantes :

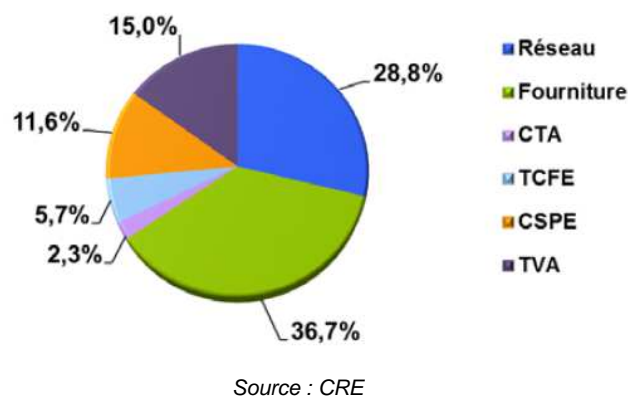
- **la Contribution au service public de l'électricité (CSPE)** (qui a fusionné avec la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité au 1^{er} janvier 2016) prévue par l'article 266 quinquies C du Code des douanes, dont les fournisseurs d'électricité sont redevables sur la base de leurs livraisons d'électricité aux consommateurs finals. Elle contribue au financement des charges de service public de l'énergie. Depuis le 1^{er} janvier 2016, la CSPE est fixée à 22,5 €/MWh. La réforme de la CSPE conduite en 2015 devrait permettre de stabiliser la CSPE à ce niveau, en contrepartie d'une plus forte contribution des énergies fossiles au financement des charges de service public de l'énergie ;
- **les Taxes communales et départementales sur la consommation finale d'électricité (TCCFE et TDCFE)**, qui sont fixées et perçues localement par les collectivités locales communales et départementales. Leur montant varie de 0,5 à 9,6 €/MWh ;
- **la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**, qui finance une partie des retraites des agents des industries électriques et gazières. Elle représente en moyenne 2% de la facture TTC d'électricité pour un petit consommateur ;
- **la TVA**, dont le taux est de 5,5% pour la part abonnement pour les petits consommateurs (puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA), et de 20% pour la part proportionnelle à l'énergie consommée.

Les offres des fournisseurs comprennent :

- **une part fixe** (ou part abonnement), en €/an, qui comprend essentiellement les coûts fixes d'acheminement et de commercialisation (ex : coût de relève, coût de facturation) et qui dépend notamment de la puissance souscrite ;
- **une part variable**, qui est proportionnelle à l'énergie consommée (donc en €/kWh) et qui représente le coût de l'électricité ainsi que les coûts variables d'acheminement et de commercialisation (incluant notamment le coût de collecte des certificats d'économies d'énergie).

En résumé, le prix de l'électricité payé par les consommateurs résidentiels se répartit en un tiers pour la production, un tiers pour le transport et la distribution et un dernier tiers pour les taxes.

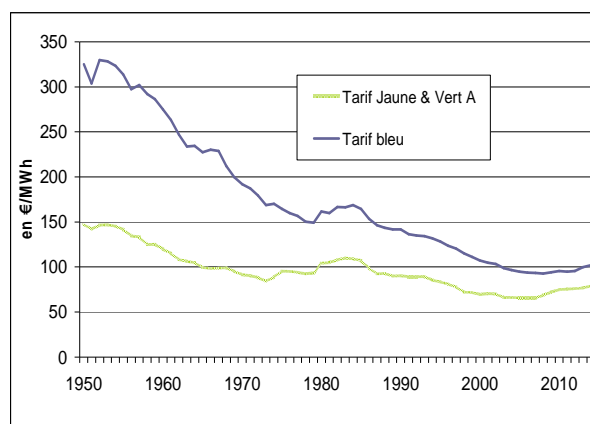
Figure 3 : Parts relatives de chacune des composantes du prix pour les tarifs Bleu résidentiel à fin 2015



L'évolution du prix de l'électricité

Les tarifs réglementés de vente de l'électricité ont historiquement été fixés à un niveau élevé pour financer les forts investissements dans le parc de production, notamment nucléaire consentis par l'opérateur Electricité de France. Ils ont ensuite fortement diminué au cours du temps en euros constants, reflétant ainsi la baisse des investissements dans le parc de production électrique français. La nécessaire relance des investissements (opérations de maintenance, notamment, énergies renouvelables, investissements réseau) a entraîné ces dernières années une inflexion de la courbe (cf. infra).

Figure 4 : Evolution du prix de l'électricité TTC depuis 1950 en € constants par MWh



Source : DGEC

Les prix de l'électricité en France sont parmi les plus bas d'Europe

Selon les données Eurostat de 2015, le prix de l'électricité (hors TVA) pour les industriels² dans l'Union européenne est en moyenne de 20% supérieur au prix français alors que celui de la Zone Euro est de 26% supérieur au prix français.

Pour les particuliers, le prix TTC de l'électricité dans l'Union Européenne est en moyenne supérieur de 28% au prix français, tandis que le prix moyen dans la zone Euro est supérieur au prix français de 34%.

Les prix allemands sont en moyenne 50% plus élevés qu'en France pour les industriels³, et 82% pour les consommateurs résidentiels. Par le jeu de divers mécanismes d'exemption, les prix de l'électricité payés par certains gros consommateurs industriels allemands peuvent néanmoins être inférieurs aux prix français, en particulier dans le contexte actuel de baisse des prix de gros de l'électricité. Toutefois, les mesures prises dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte en faveur des entreprises électro-intensives situées en France ont permis de réduire ce différentiel de compétitivité.

Figure 5 : Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne

	France (€/MWh)	Allemagne (€/MWh)
Domestique moyen (entre 2,5 et 5 MWh/an)	162,4	295,1
Industriel (entre 0,5 et 2GWh/an)	100,7	150,9
Industriel (entre 70 et 150 GWh/an)	64,7	101,2

Source : Eurostat-S1-2015

La nouvelle construction des tarifs réglementés de l'électricité pour les petits consommateurs

Depuis fin 2014, la construction des tarifs réglementés est désormais fondée sur la logique d'empilement des coûts d'un fournisseur-type présentée ci-dessus : addition du coût de l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement valorisé au prix de marché, du coût d'acheminement, du coût de commercialisation et d'une rémunération normale (décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014).

Ce nouveau mode de calcul contribue à limiter l'augmentation des prix de l'électricité. Jusqu'à présent, les tarifs réglementés devaient couvrir les coûts comptables d'EDF. Avec la nouvelle méthode, ils doivent refléter pour partie les coûts d'EDF et, pour une autre partie, les prix de marché qui sont actuellement plus faibles, créant une incitation pour

l'opérateur historique à réaliser des gains de productivité.

Cette nouvelle méthode permet enfin de garantir que l'ensemble des fournisseurs alternatifs est en mesure de proposer des offres compétitives sur ce segment de marché.

Sur la base de cette nouvelle méthodologie, les tarifs réglementés de vente bleu résidentiel ont augmenté de 2,5% en 2014 et 2,5% en 2015.

Focus sur les entreprises électro-intensives

Pour les entreprises électro-intensives, l'électricité est un facteur de coût majeur. Au sens du code général des impôts⁴, ces entreprises représentent 7% du chiffre d'affaires de l'industrie et 5% de sa valeur ajoutée pour environ 97 000 salariés. Leur consommation d'électricité représente environ 10% de la consommation intérieure d'électricité française et 50% de la consommation d'électricité de toute l'industrie manufacturière. Pour ces industries, la facture d'électricité représente en moyenne 4,7% du chiffre d'affaires, et jusqu'à 40% de la valeur ajoutée pour les secteurs les plus intensifs (métallurgie). Ces entreprises sont en général fortement exposées à la concurrence internationale qui bénéficie parfois de prix de l'électricité plus compétitifs, notamment en Amérique du nord où, du fait d'un gaz trois fois moins cher, et aussi, dans certaines régions, d'une hydroélectricité localement très abondante, l'électricité est sensiblement moins chère que la moyenne européenne.

Zoom : Valorisation de la flexibilité de la consommation des industries

Les industries grandes consommatrices d'électricité ont souvent la faculté d'interrompre et de reporter leur consommation, ce qui peut être particulièrement utile pour l'équilibrage du réseau électrique. Plusieurs dispositifs permettent de valoriser ces services au réseau.

La LTECV a renforcé le dispositif de l'**interruptibilité** mis en place en 2013, dans le cadre d'appels d'offre réalisés par RTE. Ce dispositif vise à valoriser la possibilité qu'ont certains sites à interrompre très rapidement leur consommation, avec un préavis très court. Cette capacité d'interruption est particulièrement utile lorsque le fonctionnement normal du réseau public de transport est menacé de manière grave et immédiate. Les entreprises sélectionnées s'engagent à interrompre leur consommation, en cas de sollicitation par RTE, en un temps très court (entre 5 et 30 secondes).

² Pour une consommation entre 0,5 et 2GWh/an. Les données Eurostat concernent des industriels de taille moyenne, cf. plus bas pour les électro-intensifs.

³ *Idem.*

⁴ Définies par l'article 238bis HW du CGI comme celles dont la consommation d'électricité est supérieure à 2,5 kWh par euro de valeur ajoutée. Elles appartiennent aux secteurs de la chimie, métallurgie, papeterie, des gaz industriels...

Plus généralement, différents dispositifs ont été développés pour permettre aux industriels dont la consommation est flexible de valoriser leur flexibilité, qui contribue à l'équilibre du système électrique. Les industriels peuvent ainsi réduire leur facture parfois de plusieurs euros par MWh. Il s'agit par exemple des **appels d'offres annuels lancés par RTE pour sélectionner des capacités d'effacement utiles au réseau, de la valorisation directe des effacements sur le marché de l'électricité ou sur le marché d'ajustement, ou encore de la possibilité désormais ouverte aux capacités d'effacement de contribuer aux réserves pour les réglages en fréquence et en tension mises en place par RTE.**

Différents mécanismes sont mis en œuvre pour permettre aux entreprises françaises, et en particulier les entreprises électro-intensives, de continuer à bénéficier de prix de l'électricité compétitifs. Ainsi, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et les lois de finances de fin 2015 ont prévu plusieurs dispositions spécifiques pour ces consommateurs. L'objectif est de préserver la compétitivité de ces industries, en valorisant leur contribution à la stabilité du réseau et en leur permettant de s'engager dans l'amélioration de leur performance énergétique.

Ainsi, les entreprises électro-intensives bénéficient d'un niveau de taxe réduit sur leur consommation d'électricité. Le principe de ces exonérations a été maintenu, et renforcé, dans le cadre de la réforme de fin 2015. Les entreprises peuvent bénéficier de **taux réduit de CSPE**, en fonction du niveau de leur électro-intensivité et de leur exposition à la concurrence internationale. Elles bénéficient d'un taux de CSPE compris entre 7,5 et 0,5 € par mégawattheure.

Par ailleurs, la LTECV a prévu une **réduction des tarifs de transport** pour les industries qui présentent un profil de consommation utile au système électrique (par exemple si ce profil est plat ou anticyclique). Cette réduction peut atteindre jusqu'à 90% pour les sites les plus électro-intensifs. Pour bénéficier de cette réduction, l'entreprise doit mettre en œuvre une politique de performance énergétique, qui est contrôlée par l'État.

Enfin, un dispositif de « **compensation carbone** » a été mis en place, comme le permet la réglementation européenne, afin de compenser le coût du CO₂ répercuté dans les prix de marché de l'électricité. Il vise les entreprises exposées à un risque important de « fuite de carbone » au titre des coûts indirects, c'est-à-dire celles pour lesquelles l'impact du prix des quotas européens de carbone répercuté dans les prix de l'électricité est fort, les exposant à la concurrence d'entreprises situées en dehors de l'Union Européenne. En 2016, ces entreprises seront compensées à hauteur de 80 % du surcoût estimé.

- Olivier BORELY

N°

34

La fiscalité sur l'énergie

Une année 2015 marquée par la prolongation de la trajectoire de la composante carbone dans les taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques et par une refonte de la CSPE.

La fiscalité des produits énergétiques en France a été marquée en 2015 par la réforme du financement des charges de service public de l'électricité et du gaz, la CSPE étant fusionnée avec la TICFE, et les différentes contributions pesant sur le gaz naturel fusionnées avec la TICGN.

Par ailleurs, les taux des taxes intérieures de consommation ont évolué principalement sous l'effet de l'évolution de la composante carbone et de la convergence progressive souhaitée par le gouvernement entre la fiscalité de l'essence et du gazole.

Le régime fiscal

La fiscalité de l'électricité, des produits gaziers et pétroliers en France est encadrée par le droit communautaire, en particulier les directives européennes 2003/96/CE du 27 octobre 2003 et 2008/118/CE du 16 décembre 2008.

La directive 2003/96/CE encadre le régime des accises, les niveaux minima de taxation et, sous certaines conditions, les exonérations ou les taux de taxation différenciée qui s'appliquent. En France, il existe principalement quatre types d'accises sur l'énergie : la CSPE (Contribution au service public de l'électricité), les TCFE (Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité), la TICGN (Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel) et la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques).

La vente d'électricité, de gaz naturel et de produits pétroliers est par ailleurs soumise à la Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA).

Le taux de TVA sur l'électricité varie selon la puissance souscrite :

- si elle est inférieure ou égale à 36 kVA, il est appliqué le taux réduit (5,5%) sur l'abonnement HT et sur la CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) et le taux normal (20%) sur le prix de l'énergie HT et sur les autres taxes,
- si elle est supérieure à 36 kVA, le taux normal est appliqué sur toute la facture.

Le taux de TVA sur la consommation de gaz naturel et de produits pétroliers est le taux normal. L'abonnement à la fourniture de gaz naturel se voit toutefois appliquer le taux réduit (5,5%) pour tous les consommateurs.

En Corse, le taux de TVA est de 13% sur les produits pétroliers.

La réforme du financement des charges de service public de l'électricité

La réforme du financement des charges de service public de l'énergie introduite par la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 comporte deux volets principaux :

- les charges de service public de l'électricité et du gaz sont désormais inscrites au budget de l'Etat (programme "service public de l'énergie" et compte d'affectation spéciale "transition énergétique"), ce qui permettra de renforcer le pouvoir de contrôle du Parlement et améliorera la transparence sur les charges ;
- l'ancienne contribution au service public de l'électricité est fusionnée avec la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), accise préexistante sur l'électricité qui reprend le nom de CSPE. Son niveau est fixé à 22,5 €/MWh pour 2016 et 2017. Les régimes d'exonération sont revus : ainsi les anciens plafonnements de CSPE disparaissent au profit de taux réduits pour certains types d'utilisation de l'électricité (installations industrielles électrointensives, transport de personnes et de marchandises par train, métro, tramway, câble et trolleybus...), fixés en conformité avec la directive 2003/96 sur la taxation de l'énergie, avec l'objectif de minimiser l'impact de la réforme pour les consommateurs.

Prolongation de la trajectoire de la composante carbone dans les taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques

L'article 32 de la loi de finances pour 2014 a introduit au sein des taxes intérieures de consommation une part proportionnelle aux émissions de CO₂ des produits énergétiques. La loi de finances rectificative pour 2015 a prévu une prolongation de la trajectoire de la composante carbone, pour atteindre l'objectif de 56 €/tCO₂ en 2020 fixé par la loi de transition énergétique. La « composante carbone » évolue donc selon la trajectoire suivante :

Figure 1 : Composante carbone de la TICPE en €/tCO₂

2015	2016	2017	2018	2019	2020
14,5	22	30,5	39	47,5	56

Par ailleurs, dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte adoptée en août 2015, un objectif de 100 €/tCO₂ a été fixé pour 2030.

Le tableau ci-dessous présente les évolutions des taxes intérieures pour quelques produits énergétiques

entre 2013 et 2017 suite à l'introduction de la composante carbone et aux autres mesures adoptées dont le rattrapage de la fiscalité entre l'essence et le gazole.

Figure 2 : Evolution des taxes intérieures de consommation entre 2013 et 2017

	2013	2014 (1 ^{er} avril)	2015	2016	2017
Gaz naturel (€/MWh PCS)					
- ménages	exemption	1,27	2,64	4,34	5,88
- professionnels	1,19	1,27	2,64	4,34	5,88
Charbon (€/MWh)	1,19	2,29	4,75	7,21	9,99
Gazole (c€/l)	42,84	42,84	46,82	49,81	53,07
Essence E5 (c€/l)	60,69	60,69	62,41	64,12	65,07
Essence E10 (c€/l)	60,69	60,69	62,41	62,12	63,07
Fioul domestique (c€/l)	5,66	5,66	7,64	9,63	11,89
Fioul lourd (c€/kg)	1,85	2,19	4,53	6,88	9,54

Lors de l'introduction de la composante carbone, des dispositions ont été prévues pour préserver la compétitivité des entreprises grandes consommatrices d'énergie (au sens de la directive 2003/96/CE) et relevant du système européen d'échange de quotas EU ETS, afin d'éviter une double taxation.

Lorsque les activités de ces entreprises sont soumises au régime des quotas, elles restent soumises aux taxes en vigueur au 31 décembre 2013. Lorsque les activités de ces entreprises ne sont pas soumises au régime des quotas en raison de leur taille, elles restent soumises aux taxes en vigueur au 31 décembre 2014 à condition de figurer dans la liste des activités exposées à un risque important de fuite de carbone établie par la décision 2014/746/UE de la Commission européenne.

Les recettes liées à l'introduction de la composante carbone au sein de la fiscalité de l'énergie sont estimées à 2,3 Mds € (dont 1,5 Mds € pour les carburants) en 2015 et 3,8 Mds € (dont 2,3 Mds€ pour les carburants) en 2016¹. Ces recettes contribueront en 2016, à hauteur de 3 Mds€, au financement du Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi et à partir de 2017, environ 1 Md€ au financement notamment des énergies renouvelables.

L'électricité

La fiscalité spécifique à l'électricité comprend plusieurs taxes :

La CSPE

La CSPE (contribution au Service Public de l'Electricité) est une contribution prévue par l'article 266 quinquies C du Code des douanes. Elle est acquittée par les fournisseurs d'électricité, sur la base de leurs livraisons d'électricité aux consommateurs finals. Elle contribue au financement des charges de service public de l'énergie.

La CSPE contribue notamment au financement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables (contrats d'obligation d'achat, complément de rémunération ou appels d'offres), au financement de la péréquation tarifaire avec les zones non interconnectées et au financement des dispositifs sociaux.

Le taux de la CSPE est fixé à 22,5€/MWh en 2016. Il sera maintenu à ce niveau en 2017. En contrepartie, les énergies carbonées contribueront davantage pour couvrir la croissance des charges de service public de l'énergie, dans le cadre de l'augmentation progressive de la composante carbone conformément aux objectifs fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Les autres taxes sur la consommation finale d'électricité

Il existe deux taxes différentes qui s'appliquent aux sites dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kVA :

- la taxe communale sur la consommation finale d'électricité,
- la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité.

a) la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité.

Cette taxe est prélevée au profit des conseils départementaux et est due :

- par les fournisseurs, qui la prélèvent et la reversent aux conseils départementaux,
- par les auto-producteurs produisant plus de 240 GWh.

Les taux de taxation sont égaux à 0,25 €/MWh et 0,75 €/MWh selon la nature des consommations (professionnelles ou non professionnelles) et selon la puissance souscrite, multipliés par un coefficient choisi parmi les valeurs 2, 4 et 4,25 par chaque conseil départemental (86% des conseils départementaux ont choisi en 2016 le coefficient 4,25 et les 14% restant ont choisi le coefficient 4). Les taux de taxation sont actualisés chaque année au rythme de l'indice moyen des prix à la consommation, hors tabac.

¹ Source PLF 2014

Le niveau minimum de taxation observé en 2016 est donc de 1 ou 3 €/MWh selon la puissance souscrite, et le niveau maximum est de 1,06 ou 3,19 €/MWh.

b) la taxe communale sur la consommation finale d'électricité.

Cette taxe est due par les fournisseurs qui la prélèvent et la reversent aux communes, aux syndicats intercommunaux ou aux conseils départementaux exerçant la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité. La taxe est perçue :

- dans le cas des communes de plus de 2 000 habitants, par les communes elles-mêmes. Les communes peuvent toutefois décider de laisser la perception de cette taxe à l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité (syndicat intercommunal ou conseil départemental) s'il en est décidé ainsi par délibérations concordantes du syndicat / conseil départemental et de la commune intéressée ;
- dans le cas des communes de moins de 2 000 habitants, par l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité. Le syndicat / conseil départemental peut reverser à une commune une fraction de la taxe perçue sur son territoire par délibérations concordantes du syndicat / conseil départemental et de la commune.

La taxe est assise sur une valeur de base dont le montant varie en fonction de l'usage (professionnel ou non) et de la puissance souscrite par le consommateur final. Cette valeur de base est multipliée par un coefficient fixé par délibération de l'organe délibérant de la commune, du syndicat intercommunal ou du conseil général.

La valeur de base est la même que pour la taxe départementale (0,25 €/MWh et 0,75 €/MWh selon la nature des consommations et selon la puissance souscrite). Elle est actualisée selon les mêmes règles que la taxe départementale. Le coefficient multiplicateur choisi parmi les valeurs 0 ; 2 ; 4 ; 6 ; 8 et 8,50, ce qui signifie que les communes peuvent choisir de ne pas appliquer de taxe (plus de 88% des communes ont choisi en 2016 d'appliquer un coefficient supérieur ou égal à 8). Le niveau maximum de taxation est de 2,13 ou 6,38 €/MWh selon la puissance.

Par ailleurs depuis le 1^{er} janvier 2016 et en application de l'article 37 de la loi du 29 décembre 2014 de finances rectificative pour 2014, un syndicat intercommunal situé hors du territoire métropolitain peut choisir un coefficient multiplicateur excédant 8,50, mais dans la limite de 12. Le cas échéant, le produit de la taxe résultant de l'application de la fraction de ce coefficient qui excède 8,50 devra être affecté à des opérations de maîtrise de la demande d'énergie concernant les consommateurs domestiques. 33 syndicats sur 34 ont choisi la valeur 12, portant donc le niveau de taxation maximum à 3 ou 9 €/MWh selon la puissance.

Le gaz naturel

Usage combustible

Dans le cas d'une utilisation du gaz naturel comme combustible, la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) est définie par l'article 266 quinquies du code des douanes. La TICGN s'applique à chaque mégawattheure consommé. Le taux de la TICGN évolue au rythme de la composante carbone des taxes intérieures de consommation (+1,37 €/MWh PCS en 2016 par rapport à 2015). Par ailleurs, dans le cadre de la fusion de la TICGN, de la contribution spéciale au tarif de solidarité (CTSS) et de la contribution biométhane, la TICGN a été revalorisée pour tenir compte de la suppression des autres taxes (soit +0,33 €/MWh PCS).

Conformément à la directive taxation 2003/96/CE fixant un cadre à la taxation des produits énergétiques, en plus du taux plein, il existe en France deux taux réduits destinés à préserver la compétitivité des entreprises grandes consommatrices d'énergie :

Figure 3

€/MWh PCS	2015	2016	2017
TICGN taux plein	2,64	4,34	5,88
TICGN taux réduit*	1,27	1,60	n.c
TICGN taux réduit 2**	1,19	1,52	n.c

* entreprises grandes consommatrices d'énergie et exposées au risque de fuite de carbone

** entreprises grandes consommatrices d'énergie et soumises au marché de quotas

L'article 266 quinquies du code des douanes définit également plusieurs cas d'exemption totale ou partielle de la TICGN, notamment lorsque le gaz est utilisé à d'autres fins que la combustion :

- comme matière première (par exemple, pour la production d'engrais),
- lors de la production de produits énergétiques, par exemple, dans l'extraction ou la transformation d'hydrocarbures,
- pour la production d'électricité, à l'exclusion du gaz naturel utilisé² par des petits producteurs d'électricité (dont le niveau de consommation n'excède pas 240 millions de kWh par site de production et qui consomment intégralement l'électricité qu'ils produisent pour les besoins de leur activité),
- lorsqu'il fait l'objet d'un double usage, c'est-à-dire, à la fois comme matière première et source d'énergie (cf. procédés de réduction chimique, métallurgique ou d'électrolyse),
- comme source d'énergie dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques (fabrication de verre, produits en céramique, carreaux, tuiles, ciment, chaux, plâtre, ...),
- comme carburant terrestre, maritime ou fluvial ou

² Les installations de cogénération qui bénéficient d'une obligation d'achat, dans le cadre de la loi 2000-108 du 18 février 2000, ne peuvent pas bénéficier d'une exonération de la TICGN : le gaz qui sert à produire l'électricité via cette cogénération est donc taxable.

dans des moteurs stationnaires. Le gaz naturel est alors soumis à la TICPE.

Une circulaire des douanes du 29 avril 2014 détaille les modalités d'application de la TICGN, notamment les cas d'exemption listés ci-dessus.

Usage carburant

Dans le cas d'un usage carburant, la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques s'applique. Le taux applicable au gaz naturel est défini à l'article 265 du code des douanes.

Figure 4

€/100m3	2015	2016	2017
TICPE	3,09	3,99	6,50

La fiscalité commune au gaz et à l'électricité

La CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) est une imposition instituée par l'article 18 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Cette contribution permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel pour les droits passés (acquis avant l'adossment au régime général le 1^{er} janvier 2005).

La CTA est fixée par arrêté ministériel comme un pourcentage de la part fixe hors taxe du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (TURPE) et du tarif hors taxe d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel (ATR).

Pour un consommateur domestique, la CTA représente en moyenne de l'ordre de 2% de sa facture d'électricité (de 8 € à 30 € TTC / an selon la puissance souscrite) et de 2% de la facture de gaz naturel pour un client se chauffant au gaz (soit de l'ordre de 25 € / an pour ce type de client).

Les taux en vigueur sont ceux de l'arrêté du 26 avril 2013. Ils prennent en compte les projections d'augmentation des charges sur la période 2013-2017 essentiellement par effet démographique.

Les produits pétroliers

Les montants de TICPE, perçus sur les volumes des produits pétroliers et exprimés en euros par litre ou hectolitre, figurent au 1^{er} tableau B de l'article 265 du Code des douanes³ (cf. figure 2 de la fiche pour les

taux sur les principaux produits). La TICPE n'est pas applicable dans les DOM pour lesquels il existe des taxes locales sur les carburants notamment la taxe spéciale de consommation, fixée par le conseil régional.

Par ailleurs, certaines activités économiques et certains produits pétroliers selon leurs usages et sous certaines conditions, peuvent bénéficier d'exonérations ou de réductions de TICPE. Les principales sont mentionnées ci-dessous :

- les entreprises de transports routiers de marchandises et les exploitants de transport public routier en commun de voyageurs (article 265 septies et octies du Code des douanes),
- les exploitants de taxis (article 265 sexies du Code des douanes),
- les exploitants agricoles (article 265 du Code des douanes et article 32 de la LFI pour 2014),
- les entreprises de transport aérien, sauf avions privés (article 265 bis du Code des douanes),
- les entreprises de transport fluvial de marchandises (article 265 bis du Code des douanes),
- les produits faisant l'objet d'un double usage (c'est-à-dire utilisés comme combustible et transformés en vue de l'obtention d'un autre produit) utilisés, par exemple, dans des procédés de réduction chimique, métallurgique ou d'électrolyse (article 265 C du Code des douanes),
- les produits utilisés dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques : fabrication de verre, de produits en céramique, de carreaux, de tuiles, de ciment, de chaux et de plâtre,... (article 265 C du Code des douanes),
- les produits utilisés autrement que comme carburant ou combustible (article 265 bis du Code des douanes),
- les produits utilisés dans l'enceinte d'établissements pour la production de produits énergétiques (article 265 C du Code des douanes),
- les produits utilisés pour la production d'électricité (à l'exclusion des produits utilisés dans les installations de cogénération visées à l'article 266 quinquies A du Code des douanes et des produits utilisés pour leurs besoins par les petits producteurs d'électricité au sens du 4^o du V de l'article L.3333-2 du Code général des collectivités territoriales),
- le gazole utilisé sous condition d'emploi, notamment le gazole non routier (article 265 du Code des douanes et article 32 de la LFI pour 2014).

Modulation régionale de la TICPE

En sus des montants nationaux de TICPE applicables aux produits pétroliers, les régions peuvent moduler la TICPE sur les carburants routiers selon deux tranches. Les modulations de chacune de ces deux tranches sont indépendantes l'une de l'autre mais leur cumul ne

³ Pour la fiscalité en vigueur en 2015, voir le site suivant : [http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-fiscalite-des-](http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-fiscalite-des-produits,11221.html)

[produits,11221.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-fiscalite-des-produits,11221.html)

peut dépasser 2,5 c€/l pour le SP95, le SP95-E10, le SP98 et le gazole.

1^{ère} tranche :

Depuis le 1^{er} janvier 2007, les régions peuvent décider d'une fraction de TICPE à appliquer dans leur ressort territorial dans la limite de 1,15 c€/l pour le gazole et 1,77 c€/l pour les supercarburants (article 265 du Code des douanes). Pour l'année 2015, seules les régions de Corse et de Poitou-Charentes n'ont pas voté cette 1^{ère} tranche. Les autres régions ont voté le taux maximum de TICPE.

Afin de faciliter la gestion de la réforme du découpage régional introduite par la loi n°2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, les autorités françaises ont sollicité auprès de l'Union européenne, en juillet 2015, une prorogation du dispositif de modulation de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) portant sur les supercarburants et sur le gazole, dite « TICPE régionale » exceptionnellement pour l'année 2016. La solution proposée repose sur le maintien en vigueur, en 2016, des délibérations adoptées par les vingt-deux conseils régionaux à la fin de l'année 2014 et valable au titre de l'année 2015.

2^{ème} tranche :

Depuis le 1^{er} janvier 2011, les régions peuvent majorer dans la limite de 0,73 c€/l pour les supercarburants et 1,35 c€/l pour le gazole, le tarif de TICPE applicable dans leur ressort territorial.

Les recettes correspondantes sont affectées au financement de grands projets d'infrastructures de transports alternatifs à la route ou à l'amélioration des transports en Ile-de-France. Seules les régions de Corse et de Poitou-Charentes n'ont pas voté cette 2^{ème} tranche pour 2015. Les autres régions ont voté le taux maximum de TICPE.

Les montants votés pour 2015 seront également appliqués en 2016.

Parts régionale et départementale de TICPE

Au-delà des deux tranches régionales mentionnées ci-dessus, une part substantielle (27% environ) des montants de TICPE prélevés est reversée aux départements et aux régions. Ainsi, au titre de la compensation financière des transferts de compétences opérés par l'Etat en faveur de ces collectivités territoriales, les montants de TICPE accordés aux régions et aux départements ont été actualisés pour 2015 et 2016 (LFR 2015 et LFI pour 2016).

Les régions d'Outre-mer ne sont pas concernées, la compensation répondant à des règles différentes.

Principales mesures adoptées pour 2015 et 2016

Les principales mesures fiscales en 2015 sont issues de la LFR 2014 et de la LFI 2015 du 29 décembre 2014. Pour les biocarburants, la réduction de TICPE diminue encore en 2015 par rapport à 2014. Le dispositif de défiscalisation est supprimé en 2016 (cf. fiche 23).

Pour 2016, les principales mesures⁴ (LFR 2015 et LFI 2016 du 29 décembre 2015) sont :

- la poursuite de l'augmentation de la composante carbone ;
- le rapprochement des tarifs de TICPE du gazole et des essences à partir du 1^{er} janvier 2016, en augmentant d'1c€/l le tarif applicable au gazole et en abaissant d'1c€/l celui des essences. Ce rapprochement sera poursuivi au 1^{er} janvier 2017 avec les mêmes évolutions ;
- dans le cadre du plan d'urgence agricole, une hausse d'1c€/l des essences contenant moins de 5% de bioéthanol (SP95-E5/SP98) et une baisse d'1c€/l des essences contenant entre 5% et 10% de bioéthanol (SP95-E10).

L'écart de fiscalité entre l'essence E10 et le gazole qui était de 17,85 c€/l en 2013 et en 2014, de 15,59 c€/l en 2015 est réduit à 12,31 c€/l en 2016 et à 10 c€/l en 2017.

Les recettes fiscales des produits énergétiques

Le montant de TICPE/TICGN s'est élevé à 27,4 milliards d'euros environ au titre de l'année 2015 (24,7 milliards d'euros au titre de l'année 2014) se répartissant en 26,7 milliards d'euros environ pour les produits pétroliers et en 0,7 milliard d'euros environ pour la TICGN.

Figure 5 : Recettes fiscales sur les produits pétroliers et le gaz en M€

Produits	2013	2014	2015
SP95-10		1 846	2 017
SP95-E5 + SP98		3 849	3 913
TOTAL des supers sans plomb	5 591	5 695	5 931
Gazole	17 670	17 846	19 619
Fioul domestique	519	424	593
Gazole non routier	370	446	555
Gaz naturel (TICGN)*	260	232	679
Autres**	133	93	83
TOTAL	24 544	24 736	27 460

* Le montant de la TICGN en 2014 n'est pas comparable avec celui de 2013 du fait principalement de deux éléments :

(i) étant donnée que la taxe est acquittée depuis le 1^{er} janvier 2014 selon une périodicité trimestrielle (et non plus mensuelle), l'année 2014 ne tient pas compte de deux mois supplémentaires par rapport à 2013, (ii) la fin de l'exonération de la taxe pour les ménages n'est effective que depuis le 1^{er} avril 2014 et n'a donc pas joué en année pleine.

** Les recettes liées à la consommation de fioul lourd figurent dans cette rubrique

Source : Douanes

Les recettes budgétaires de TICPE (hors TICGN) sont partagées entre l'Etat (14,9 milliards d'euros), les régions (5,3 milliards d'euros) et les départements (6,5 milliards d'euros). Pour l'Etat, il s'agit de la 4^{ème} recette fiscale, derrière la TVA, l'impôt sur le revenu et l'impôt sur les sociétés.

En 2015, avant réforme de la CSPE, les recettes de TICPE (au taux de 0,5€/MWh) ont été de 62,6 M€ et les recettes de CSPE (au taux de 19,5€/MWh) ont été constatées par la CRE dans sa délibération du 13 juillet 2016 au montant de 6,7 Mds€.

⁴ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-fiscalite-des-produits,11221.html>

Pour 2014, la CRE avait constaté des recettes de CSPE de 5,6 Mds€ dans sa délibération d'octobre 2015.

- Camille GILLET, Gilles CROQUETTE,
Yue DONG, Marc GILLMANN,
Estelle CHAPALAIN, Julien DEFAYS

