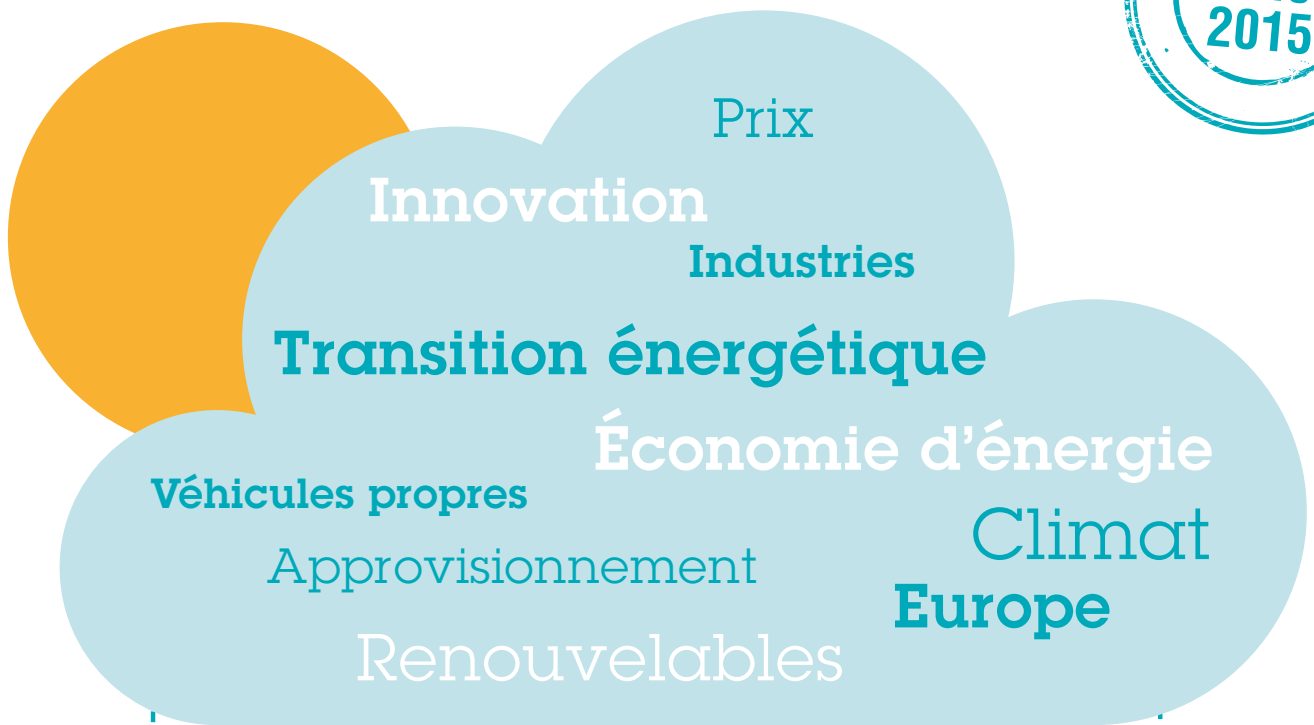


PANORAMA ÉNERGIES-CLIMAT



Sommaire

Energies, climat, efficacité énergétique, air extérieur : les faits marquants de 2014

Transition énergétique : enjeux et actions

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

Environnement européen et international

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

Le secteur pétrolier et gazier en France

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

Le système électrique en France

- 17 - La production d'électricité et l'effacement de consommation en France
- 18 - Les réseaux électriques
- 19 - Garantir la sécurité du système électrique
- 20 - Augmenter la flexibilité des systèmes énergétiques

Les filières industrielles pour la production d'énergie décarbonée

- 21 - La biomasse énergie
- 22 - Les carburants de substitution
- 23 - L'éolien
- 24 - Les énergies solaires
- 25 - Les énergies marines renouvelables
- 26 - La géothermie
- 27 - L'hydroélectricité
- 28 - L'industrie nucléaire
- 29 - Le captage et stockage du CO₂ (CCS) et sa valorisation
- 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

Energies, climat, efficacité énergétique, air extérieur : les faits marquants de 2014

Une année marquée par le projet de loi transition énergétique

Le projet de loi transition énergétique pour la croissance verte

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte (PLTE-CV) 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.

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.

Après avoir été présenté en Conseil des ministres les 18 et 30 juillet 2014, le PLTE-CV a été adopté en première lecture à l'Assemblée nationale le 14 octobre 2014 puis dans une version modifiée au Sénat le 3 mars 2015. Après l'échec de la commission mixte paritaire, il a fait l'objet d'une deuxième lecture avec un nouveau vote de l'Assemblée nationale le 26 mai 2015 (cf. fiche 1), et un réexamen en séance publique au Sénat du 9 au 17 juillet. Le vote définitif a eu lieu à l'Assemblée nationale le 22 juillet 2015.

Le cadre européen « énergie climat » 2030

Le cadre énergie-climat 2030, qui a fait l'objet d'un accord au Conseil européen d'octobre 2014, comporte trois objectifs :

- Réduire de 40% les émissions de gaz à effets de serre (GES) de l'Union européenne par rapport à 1990 ;
 - Porter à 27% la part des énergies renouvelables (ENR) dans la consommation ;
 - Améliorer de 27% l'efficacité énergétique
- Ces objectifs devront placer l'Europe à la pointe de la transition énergétique mondiale.

Ce nouveau cadre constitue le socle des politiques européennes en matière d'énergie et de l'engagement de l'UE dans les négociations internationales notamment pour la COP21 qui se tiendra à Paris fin 2015. Il sera traduit en dispositions législatives que la Commission Européenne proposera en 2015-2016.

Energies

Electricité : réforme des tarifs réglementés de vente

Les tarifs réglementés de vente d'électricité concernent 28,7 millions ménages, qui ont un contrat avec l'opérateur historique EDF. C'est le gouvernement qui fixe le niveau de ces tarifs réglementés. Les autres consommateurs ont un contrat avec le fournisseur de leur choix qui fixe librement le tarif.

Ségolène Royal a engagé une réforme du mode de calcul des tarifs réglementés afin de contenir leur augmentation, pour protéger le pouvoir d'achat des Français. Elle a décidé d'accélérer la réforme pour qu'elle soit opérationnelle dès 2014, alors qu'elle ne devait initialement entrer en vigueur qu'en 2016.

Cette réforme est également inscrite dans le projet de loi pour la transition énergétique pour donner une meilleure sécurité juridique à ce système de tarif.

Elle a permis de limiter la hausse du tarif pour les ménages à +2,5%, au lieu des + 5% qui étaient initialement prévus au 1er août 2014.

Déploiement des compteurs communicants en électricité et en gaz

Cinq milliards d'euros vont être investis pour accélérer le déploiement des compteurs communicants d'électricité et de gaz, avec près de 10 000 emplois à la clé. La ministre entend ainsi « encourager chacun à maîtriser sa consommation d'énergie en s'appuyant sur le développement d'une filière dynamique et innovante ». Pour l'électricité, le compteur est nommé « Linky » et pour le gaz « Gazpar ».

Prix des énergies : chute des cours du pétrole

L'année 2014 a été marquée par une chute des cours du pétrole brut, le cours du Brent baissant de moitié au cours du second semestre. Sur l'ensemble de l'année, le cours du Brent est toutefois resté en moyenne à un niveau relativement élevé, légèrement inférieur à 100 \$/b. Cette baisse des cours a été favorisée par une forte hausse de la production mondiale de pétrole brut qui a entraîné une situation d'excédent de l'offre par rapport à une consommation moins forte que prévue.

Dans ce contexte, les prix moyens à la consommation des carburants routiers en France ont baissé pour la deuxième année consécutive avec une accélération en fin d'année du fait de la forte chute du cours du pétrole brut. Ils ont atteint fin 2014 leur niveau moyen le plus bas depuis 2010.

Fiscalité des énergies : introduction d'une composante carbone

L'année 2014 a vu l'introduction d'une composante carbone dans la fiscalité des produits fossiles (produits pétroliers, gaz naturel et charbon). Les taxes intérieures de consommation sur ces produits vont désormais augmenter de manière progressive et proportionnée aux émissions de CO₂ issues de la combustion de ces produits.

Les réductions d'émissions de CO₂ attendues de cette mesure sont estimées, à l'horizon 2017, à 1 million de tonnes dans le transport routier et à 2 millions de tonnes dans le bâtiment, qui sont les deux principaux secteurs concernés.

Efficacité énergétique

Mise en place de la 3ème période du dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE) : un objectif doublé

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) constitue l'un des principaux outils de la politique de maîtrise de la demande énergétique. Il impose aux fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, fioul, chaleur, carburants, etc.) de réaliser ou soutenir des économies d'énergie ou d'en financer.

En sept ans, plus de 550 terawattheures cumulés actualisés de CEE ont été délivrés par l'administration. **Il a été décidé la mise en œuvre d'une troisième période d'obligations d'économies d'énergie du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2017.** L'objectif de cette troisième période d'obligations a été fixé à 700 TWh cumac, soit un doublement par rapport à la période précédente, en cohérence avec les ambitions nationale et européenne de la France.

Obligation de réalisation d'audits énergétiques pour les grandes entreprises

Le décret du 26 novembre 2014, prévoit la réalisation d'un audit énergétique pour les grandes entreprises de plus de 250 salariés, afin qu'elles mettent en place une stratégie d'efficacité énergétique de leurs activités.

L'audit énergétique permet de repérer les gisements d'économies d'énergie chez les plus gros consommateurs professionnels (tertiaires et industriels). Si les investissements préconisés par l'audit sont réalisés, les économies d'énergie peuvent permettre, selon la nature de l'activité, jusqu'à 30 % d'économies, et dépasser 50 % pour la part de la consommation liée au bâtiment.

Energies renouvelables

Désignation des lauréats du 2ème appel d'offres éolien en mer

Les lauréats du deuxième appel d'offres portant sur des installations éoliennes de production d'électricité

en mer en France métropolitaine ont été désignés le 7 mai 2014.

Cela doit conduire à ériger environ 200 éoliennes au large de la commune du Tréport (Haute-Normandie) et entre les îles d'Yeu et de Noirmoutier (Pays de la Loire), pour une capacité installée totale de 1 000 MW. Le consortium GDF-Suez / Areva a été désigné attributaire des deux parcs.

L'appel d'offres vient compléter le premier, qui pour sa part permettra le déploiement de près de 2 000 MW d'éoliennes dans les régions Pays de la Loire, Bretagne, Basse-Normandie et Haute-Normandie.

Les investissements générés par ce nouvel appel d'offres s'élèveront à environ 3,5 milliards d'euros et permettront de sécuriser les 10 000 emplois industriels directs qui sont attendus par le développement de cette filière d'avenir.

Expérimentation du « permis unique » pour l'éolien à terre et les méthaniseurs

Dans le cadre de la simplification des procédures administratives et de la modernisation du droit de l'environnement¹ le Gouvernement a pris par ordonnance les dispositions relatives à l'expérimentation d'autorisations uniques dans certaines régions et pour une durée de trois ans. Cette expérimentation concerne les parcs éoliens terrestres, soumis à autorisation au titre du régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). L'ordonnance et son décret d'application ont été publiés et l'expérimentation a débuté en mai 2014 dans sept régions.

Le projet de loi transition énergétique prévoit la généralisation de cette expérimentation sur tout le territoire.

Énergie photovoltaïque : des appels d'offres en cours.

Installations moyennes

Le dispositif de soutien aux installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance comprise entre 100 et 250 kilowatts crête (équivalent à une surface de toiture comprise entre 1 000 m² et 2 500 m²) repose sur des appels d'offres simplifiés.

Un appel d'offres a été lancé en 2013 sur un volume total de 120 MW par an, répartis en trois périodes de 40 mégawatts.

Pour la 3ème période de candidature, 217 projets ont été désignés lauréats.

L'année 2014 a permis de retenir 587 projets photovoltaïques de moyenne puissance, qui entreront en service entre mi-2016 et mi-2017.

¹ Article 14 de la loi n° 2014-1 du 2 janvier 2014 habilitant le Gouvernement à simplifier et sécuriser la vie des entreprises

Grandes installations

Les installations situées en métropole continentale de grande puissance (plus de 250 kWc), sur des très grandes toitures ou pour les centrales au sol, bénéficient d'un dispositif de soutien reposant sur des appels d'offres.

Après les appels d'offres de 2011 et 2013, un troisième appel d'offres, portant sur une capacité de 400 MW, a été lancé en novembre 2014.

Climat, qualité de l'air

Publication du 5^{ème} Rapport d'évaluation du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat)

Le 5^{ème} rapport d'évaluation du GIEC comprend trois volumes et un rapport de synthèse :

- changement climatique : les éléments scientifiques (volume 1) ;
- les impacts, les vulnérabilités, l'adaptation (volume 2) ;
- l'atténuation du changement climatique (volume 3) ;
- le rapport de synthèse de l'ensemble des volumes.

Le ministère a conduit plusieurs actions d'information pour diffuser largement les conclusions de ce rapport.

20ème « conférence des parties » (COP) à Lima

La vingtième Conférence des parties dite "COP20", de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, s'est tenue à Lima du 1^{er} au 12 décembre. Après d'intenses négociations, la conférence a abouti à un accord qui constitue une base de travail pour préparer la conférence Paris Climat 2015 qui devra valider un accord fort entre tous les pays pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et soutenir les efforts d'adaptation au changement climatique.

Forte baisse des émissions de gaz à effet de serre de la France en 2014

Les premiers résultats de l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre de la France pour l'année 2014 indiquent **que les émissions ont diminué de 7,5 % en 2014 par rapport à 2013**, soit -36,7 Mt éq. CO₂.

Selon les premières estimations disponibles, entre 13 et 26 Mt éq. CO₂ de cette baisse pourrait être imputés aux conditions climatiques exceptionnelles de l'année 2014.

Entre 10 et 24 Mt éq. CO₂ pourraient être expliqués par l'augmentation du taux d'incorporation des agrocarburants dans les carburants routiers, l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le résidentiel/tertiaire, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la réduction du contenu carbone du mix énergétique dans l'industrie, et la baisse de la fertilisation azotée dans l'agriculture.

Nouvelles procédures de gestion des épisodes de pollution de l'air

Le ministère a publié le 26 mars 2014 un arrêté précisant les modalités de gestion des pics de pollution de l'air. Il clarifie et harmonise au niveau national les critères de déclenchement au niveau territorial des procédures de gestion des pics de pollution.

- Marie-Cécile TREMOULET ; Pauline MORIN.

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) 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, mieux protéger la planète et la santé publique et saisir pleinement les chances d'une croissance verte riche de compétitivité pour les industries existantes et les filières d'avenir, d'emplois et de qualité de vie.

Le contenu de la loi

Les grands objectifs

La transition énergétique vise à préparer l'après pétrole et à instaurer un nouveau modèle énergétique français, plus robuste et plus 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, le projet de 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 sera 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 2030¹ ;
- Porter **la part du nucléaire dans la production d'électricité** à 50 % à l'horizon 2025 ;

¹ 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

- 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.

Les nouveaux outils de pilotage aux niveaux national et local

Le projet de loi 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 établira une **stratégie nationale bas carbone** (SNBC) qui fixera des objectifs de long terme et donnera des orientations transversales et sectorielles pour les atteindre. Les politiques nationales en matière d'énergie, d'aménagement, de production d'énergie, d'agriculture prendront en compte cette stratégie. Cette SNBC fixera également des plafonds d'émissions à ne pas dépasser pour 3 périodes successives de 5 ans.

Une **programmation pluriannuelle de l'énergie**, établie pour deux périodes de 5 ans successives². Le projet de loi fusionne les exercices de programmation existants dans tous les secteurs de l'énergie (électricité, gaz et chaleur) dans un outil unique et les élargit à la consommation et aux réseaux.

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

Au niveau local, le PLTECV 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.

Enfin, des outils ad hoc sont prévus pour les territoires d'outre-mer, notamment en termes de planification avec une programmation pluriannuelle de l'énergie spécifique à chaque territoire.

Les mesures phares

² Sauf pour la première qui sera de 3 ans

Le projet de loi couvre les différents domaines clés de la transition énergétique et contient de nombreuses mesures :

- De **rénovation 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, ou en imposant une rénovation énergétique lors de la vente d'un logement à partir de 2030 ;
- 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 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 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 ou en précisant le cadre réglementaire pour la poursuite de l'exploitation des installations nucléaires au-delà de 40 ans ;
- 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 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 sera mis en place en 2016,

avec dans un premier temps une phase expérimentale avant la généralisation d'ici début 2018.

Les appels à projets

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

- l'appel à manifestation d'intérêt « **plateformes de rénovation énergétique de l'habitat** » 2014 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'objectif de cet appel à projet est de soutenir 50 à 100 plateformes au total en 2014 et 2015.
- 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.
- l'appel à projets « **territoires à énergie positive pour la croissance verte** », lancé en septembre 2014 a suscité un fort engouement des collectivités (voir encadré)
- l'appel à projet « **1500 méthaniseurs en 3 ans** » vise à accélérer le développement de la production d'énergie à partir de déchets (voir encadré)

Zoom sur l'appel à projets « Territoires à énergie positive pour la croissance verte »

528 collectivités et groupements de collectivités se sont portés candidats à l'appel à projets « Territoires à énergie positive pour la croissance verte ».

212 lauréats ont été retenus et se verront attribuer une aide financière de 500 000 euros qui pourra 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 de transition énergétique pour la croissance verte. 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 et à la mobilisation citoyenne**.

162 autres collectivités ont été reconnues territoires à énergie positive en devenir et bénéficieront d'un accompagnement technique et financier au niveau régional pour faire mûrir leur projet.

114 territoires ayant proposé un projet plus ciblé seront accompagnés par les services de l'État et de ses partenaires en département pour concrétiser leur projet et accéder aux dispositifs de financement existants.

Zoom sur l'appel à projets « 1500 méthaniseurs » en 3 ans

A partir notamment de biodéchets ou de résidus de cultures, les installations de méthanisation produisent du biogaz. Il peut être utilisé pour produire de l'électricité ou de la chaleur, être injecté directement dans le réseau de gaz naturel ou utilisé sous forme de carburant.

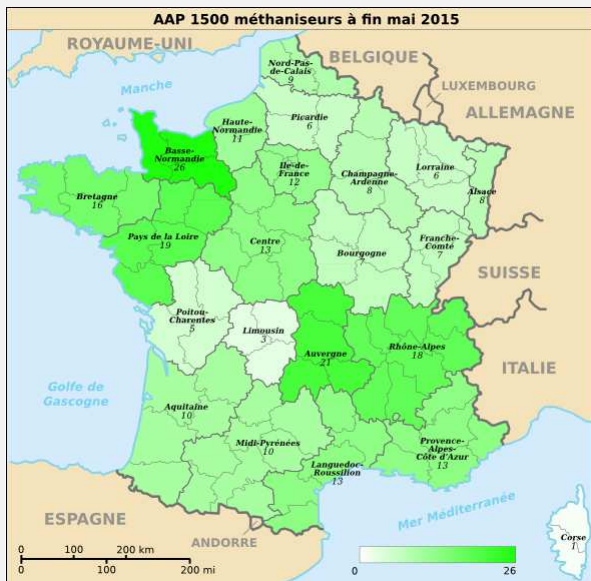
L'objectif de cet appel à projets est double :

- identifier de nouveaux projets. Ces nouveaux projets, encore à un stade précoce, peuvent se voir octroyer une aide financière de l'ADEME pour réaliser un pré-diagnostic ou une étude de faisabilité ;
- accélérer le développement des projets déjà identifiés, grâce à un accompagnement de l'ensemble des services de l'Etat (DREAL, DR Ademe, DDT) en fonction des besoins signalés par chaque porteur de projet inscrit.

Cet appel à projets s'adresse aussi bien à des porteurs de projet du monde agricole, de l'industrie ou de l'agroalimentaire qu'à des collectivités territoriales.

A fin mai 2015, près de 250 projets de méthanisation s'étaient d'ores et déjà inscrits (sur le site du ministère à l'adresse

www.developpement-durable.gouv.fr/methaniseurs) :



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.

Mise en place des sociétés de tiers financement

Suite aux travaux de la conférence bancaire et financière pour la transition énergétique, le texte du PLTECV a été amendé pour définir 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 d'ores et déjà en régions : Ile de France, Picardie, Rhône-Alpes, Poitou-Charentes...

Encourager les entreprises et les collectivités territoriales

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 - 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. Le PLTECV vise à favoriser la chaleur renouvelable grâce à un soutien financier renforcé et à la priorité donnée au raccordement aux réseaux.

Doubler le volume de prêts de BPI France aux énergies renouvelables

Actuellement, BPI France consacre 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 du projet de loi, le programme prévisionnel BPI France prévoit le doublement de ses prêts d'ici 2017, pour atteindre 800 millions d'euros par an.

Favoriser l'émission d'obligations vertes pour les énergies déjà arrivées à maturité.

Actuellement, les financements des sociétés qui portent les projets d'énergies renouvelables bien développées (comme l'éolien terrestre ou le photovoltaïque) sont apportés par leurs actionnaires et les banques. Un nouveau modèle émerge avec le recours à des emprunts obligataires, de plus longue durée et moins coûteux. Toutefois, pour le moment, seuls les grands groupes y ont accès.

En accompagnement du projet de loi, la conférence bancaire et financière de la transition énergétique a porté sur la mise en place d'obligations vertes pour les PME, notamment pour les énergies renouvelables. Le fonds de financement de la transition énergétique contribuera à cette mise en place.

Actualité – Mise en place du fonds de financement de la transition énergétique

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

Ce fonds permettra notamment le renforcement du fonds chaleur, le financement des 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 gaspillage, zéro déchets » et « territoires à énergie positive pour la croissance verte ».

- Marie CARREGA, Mélanie DUCOURET, Guillaume MEHEUT, Pauline MORIN, Marie-Cécile TREMOULET.

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

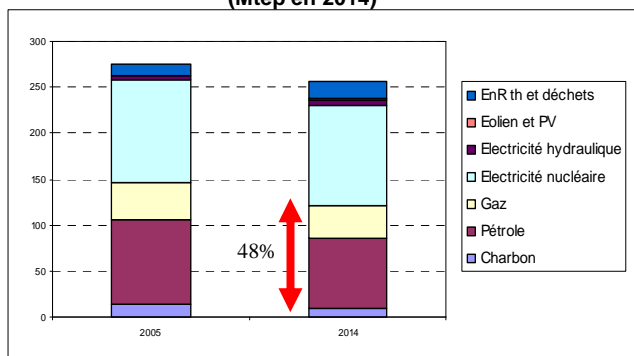
La consommation d'énergie

La consommation d'énergie primaire

La consommation totale d'énergie primaire s'élève en 2014 à 257 Mtep (dont 13 Mtep en non énergétique) en baisse de 0,7% par an en moyenne depuis 2005 (corrigée des variations climatique).

Le bouquet énergétique primaire de la France est quasi stable depuis le milieu des années 2000, avec environ 45% d'électricité primaire (renouvelable et non renouvelable), 47% d'énergies fossiles (30% pétrole, 14% gaz naturel, 3% charbon), 7% d'énergies renouvelables thermiques et de déchets valorisés. L'ensemble des énergies renouvelables primaires représentent un peu moins de 10% du bouquet énergétique, avec 24 Mtep en données corrigées des variations climatiques (Bilan de l'énergie, CGDD/MEDDE).

Consommation totale d'énergie primaire (Mtep en 2014)

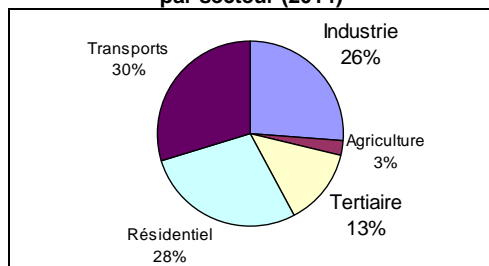


Dans l'Union Européenne, la part des énergies fossiles dans la consommation primaire est de 75%.

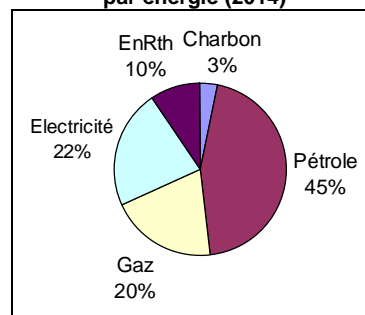
La consommation d'énergie finale

Corrigée des variations climatiques, la consommation totale d'énergie finale s'établit à 164 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 (2014)



Consommation totale d'énergie finale par énergie (2014)



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

Consommation d'énergie par rapport au PIB en 2012 (en tep/M€)

	Conso. primaire	Conso. finale
France	143	91
Allemagne	129	95
Italie	117	89
Moyenne UE	143	102

Consommation d'énergie par habitant en 2012 (en tep)

	Conso. primaire	Conso. finale
France	3,9	2,5
Allemagne	4,0	2,9
Italie	2,7	2,1
Moyenne UE	3,3	2,4

L'approvisionnement en énergie

Actuellement, l'économie française reste fortement dépendante d'énergies fossiles importées, à hauteur de près de deux tiers de sa consommation finale d'énergie. Cela représente par exemple 4,3 litres de produits pétroliers par jour et par habitant, soit 272 millions de litres par jour. La France est dépendante à 98 % des importations pour sa consommation de pétrole et 99 % pour sa consommation de gaz.

La facture énergétique de la France baisse sensiblement en 2014 par rapport à son haut niveau des trois dernières années. Elle s'établit à 54,6 milliards d'euros (Md€), soit un recul de 17,1%, qui conduit à un allègement de plus de 11 Md€ sur un an.

Le taux d'indépendance énergétique¹ de la France en 2014 est de 56%. La moyenne européenne est de

¹ Taux d'indépendance énergétique: rapport entre la production nationale d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et les disponibilités totales en énergies primaires, une année

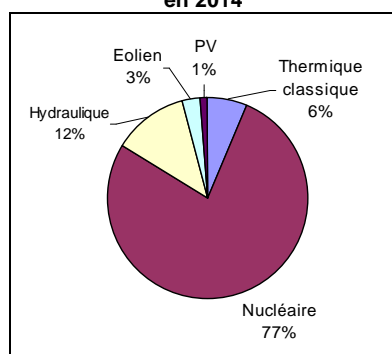
47%, pour l'Allemagne il est de 39% et l'Italie 19% (en 2012).

Le montant des importations nettes d'énergie (2014) est 55 Md€ (-11 M€ par rapport à 2013). En volume, les importations nettes d'énergie en 2014 sont :

- Charbon : 8,6 Mtep
- Pétrole : 77 Mtep
- Gaz : 33,6 Mtep
- Electricité : - 67 TWh (exportations)
- Biocarburants : 0,35 Mtep
- Uranium : environ 6 000 tonnes

La production brute d'électricité est quasi stable depuis 2005, elle était de 564 TWh en 2014.

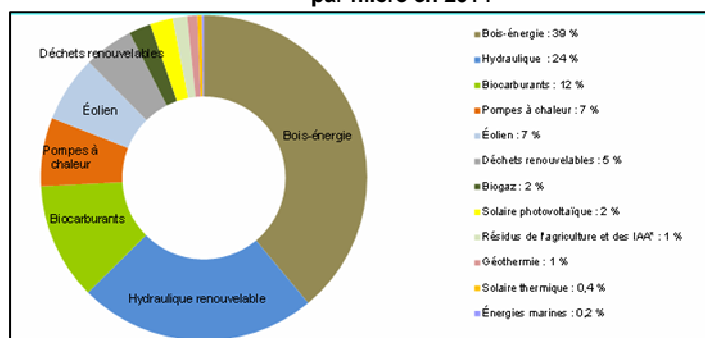
Production brute d'électricité par filière en 2014



Les énergies renouvelables

La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie est de 14,6% en 2014 (soit 22 Mtep contre 16 en 2005). Ce pourcentage est de 14,5% en moyenne pour l'Union européenne en 2012.

Production primaire d'énergies renouvelables par filière en 2014



Source : CGDD-SOES

donnée. Ce taux peut se calculer pour chacun des grands types d'énergies ou globalement toutes énergies confondues. Un taux supérieur à 100 % (cas de l'électricité) traduit un excédent de la production nationale par rapport à la demande intérieure et donc un solde exportateur (Sources MEDDE-CGDD/SOES)

Les prix de l'énergie

Les dépenses d'énergie des ménages

Les dépenses des ménages en 2014 pour la consommation d'énergie s'élèvent à 2 980 euros en moyenne (en baisse de 200 euros sur 2013). C'est 5,7% de leur consommation effective.

Les prix du gaz

En 2013 – en €/MWh	Ménages	Entreprises
France	68	41
Allemagne	66	48
Italie	83	42
Moyenne UE	65	41

Les prix de l'électricité

En 2013 – en €/MWh	Ménages	Entreprises
France	147	96
Allemagne	292	143
Italie	229	168
Moyenne UE	199	120

Les prix du pétrole

Les prix moyens à la pompe en 2014 se sont établis à 1,48 €/l pour le sp95 (- 5 c€/l ; - 3,4%) et à 1,29€/l (- 6 c€/l ; - 4,8%) pour le gazole par rapport à 2013.

En 2014, les prix moyens au détail des carburants en France ont baissé pour la deuxième année consécutive avec une accélération en fin d'année du fait de la forte chute du cours du pétrole brut. Ils ont atteint fin 2014 leur niveau le plus bas depuis 2010.

Les émissions de gaz à effet de serre

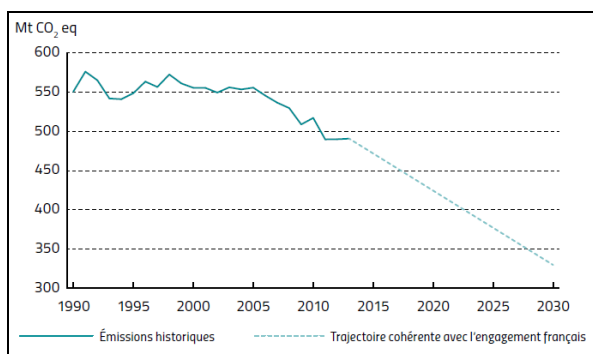
La France s'est fixé pour objectifs :

- de diviser par 4 ses émissions de GES entre 1990 et 2050. C'est l'un des premiers pays à avoir pris un engagement de long terme et à se placer dans le cadre des recommandations du GIEC afin 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 (loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte).

La France représente seulement 1,2 % des émissions mondiales 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 %.

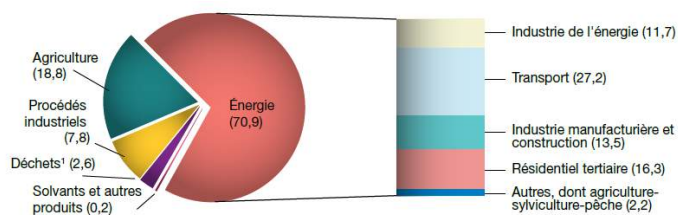
Les émissions de gaz à effet de serre de la France



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

	En millions de tonnes	En tonnes par hab.	En t/M€ PIB
France	387	5,9	214
Allemagne	855	10,4	346
Italie	402	6,6	289
Moyenne UE	3 995 (total UE)	7,9	340

Répartition par source des émissions de GES en France en 2011 (DOM inclus) – en %



Source : Agence européenne pour l'environnement, juin 2013

1- Hors incinération des déchets avec récupération d'énergie

- Richard LAVERGNE, Pauline MORIN

Lutter contre le changement climatique

En route vers un nouvel accord international en 2015

L'impact du réchauffement climatique se traduit dans de nombreux domaines : climat, écosystèmes, énergie, alimentation, et santé. Les pays, dits « Parties », ayant signé la Convention cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques se sont fixé pour objectif de contenir la hausse des températures à moins de 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle. Pour atteindre cet objectif, les émissions mondiales doivent être réduites de moitié d'ici 2050, par rapport à celles de 1990. 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.

Émissions de gaz à effet de serre et 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. Plus de 750 millions de tonnes ont fondu des montagnes chaque jour en moyenne sur les deux dernières décennies. Dans le même temps la fonte des glaces des calottes polaires du Groenland et de l'Antarctique ont représenté en moyenne 990 millions de tonnes par jour sur la dernière décennie ;
- Le niveau moyen mondial de la mer s'est élevé d'environ 20 cm depuis le début du XX^{ème} siècle ;

- 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 augmenté de 0,85°C au cours de la période 1880–2012 ;
- 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 le stockage du CO₂).

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 Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (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.**

Les Parties à la CCNUCC se réunissent tous les ans en fin d'année dans le cadre de la Conférence des parties (COP) où sont prises les décisions importantes. La 19^{ème} COP s'est tenu en 2013 à Varsovie. La 20^{ème} COP a eu lieu fin 2014 à Lima.

Le protocole de Kyoto de 1997 fixe pour la première fois des objectifs de réduction aux pays les plus industrialisés.

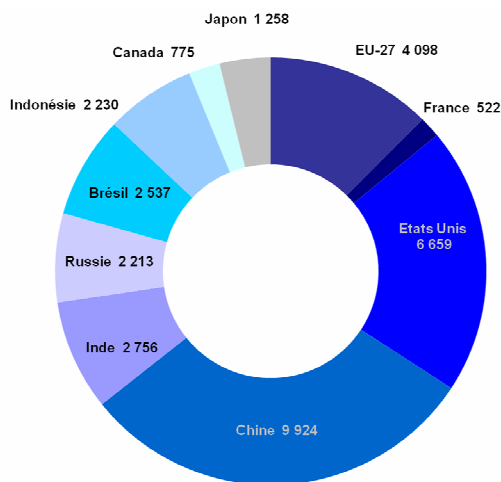
En 1997, le Protocole de Kyoto vient expliciter les objectifs et les moyens de la mise en œuvre de la CCNUCC en fixant des objectifs aux **40 pays les plus industrialisés** (listés à l'annexe B du Protocole), **qui doivent collectivement réduire leurs émissions d'au moins 5 %** sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. L'objectif est différencié par pays. **Les émissions considérées comprennent six GES d'origine anthropique** : CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆. **Les pays hors annexe B n'ont pas 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 (pour plus de détails voir fiche 12).

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 sur une seconde période 2013-2020 et qui devrait laisser place à un nouvel accord international après 2020

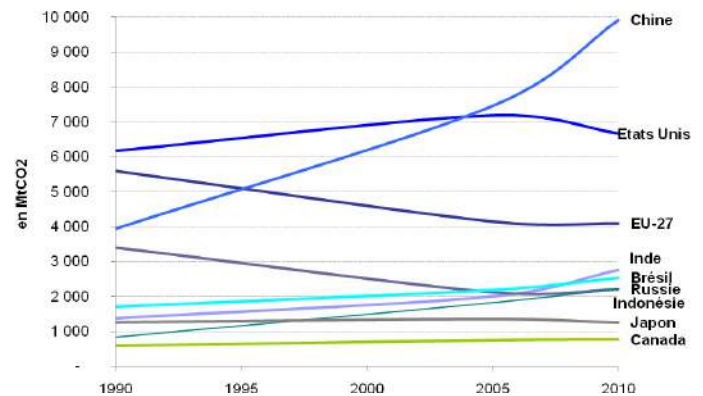
Figure 1 : Émissions de GES par principal émetteur en 2010 (MtCO₂-éq)



Source : Commission européenne (2013) et MEDDE (2013)

Si le Protocole de Kyoto a constitué la **pièce maîtresse** de la mise en œuvre de la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), **il a fait face à certaines limites**, avec un périmètre limité à 37 pays au cours de la deuxième période, ne couvrant que 14 % des émissions mondiales. En particulier, les grands pays émetteurs hors UE, même s'ils affichent des objectifs politiques de maîtrise de leurs émissions, ne se sont pas engagés dans le cadre de ce protocole.

Figure 2 : Évolution des émissions de GES par principal émetteur 1990 - 2010



Source : Commission européenne (2013)

Depuis, les accords adoptés lors des Conférences de Cancun en 2010 et Durban en 2011 ont néanmoins permis de préserver le système multilatéral sur le climat en le dotant de nouvelles institutions et nouveaux mécanismes, et ont également scellé les fondations nécessaires pour décider en 2015 des modalités du futur accord pour le régime climatique post-2020 qui devra prendre en compte les émissions des plus grands émetteurs. Ainsi, la **conférence des Parties de Cancun** en 2010 a permis de réintégrer dans le processus onusien les différentes annonces unilatérales faites par les Parties quant à leurs objectifs de maîtrise de leurs émissions lors de la session de négociation de Copenhague, qui n'avaient pas été approuvées à l'époque par l'ensemble des Parties de la Convention cadre sur les changements climatiques :

- objectif de contenir la hausse de la température mondiale **en dessous de 2 degrés Celsius** par rapport à l'ère pré-industrielle ;
- confirmation du **financement précoce** (« fast-start ») de 30 milliards de dollars US sur la période 2010-2012 et engagement des pays industrialisés à mobiliser des financements à hauteur de 100 milliards de dollars US par an d'ici à 2020 en faveur des pays en développement ; création d'un **Fonds vert pour le climat** ;
- renforcement de **l'action pour l'adaptation**, avec la création d'un comité pour l'Adaptation.

La **Conférence de Doha en 2012** a abouti à une décision permettant de :

- Mettre en œuvre une **deuxième période du protocole de Kyoto**, avec 14 % des émissions mondiales en 2010 (Outre les États-Unis et le Canada, le Japon, la Russie et la Nouvelle-Zélande ont annoncé ne pas vouloir participer à la deuxième période d'engagement du protocole de Kyoto (CP2)) (dont la ratification de la seconde période est en cours pour la France et engagée pour l'UE) ;
- Instaurer un mécanisme de **revue de l'ambition en cours de période** ;

- **Limiter les possibilités d'utilisation du surplus de droits à émettre de la période 2008 – 2012** pour la phase 2013 -2020 ;
- **Définir le programme de travail de la plateforme de Durban (ADP) pour 2013** qui devait permettre d'aboutir à une première version de l'accord international fin 2014 pour une adoption en 2015 ;
- **Poursuivre des travaux initiés sur les pertes et dommages** permettant un approfondissement de la question de la gestion du risque climatique.

Vers un nouvel accord international pour la période post-2020

La Conférence de Varsovie en 2013 a permis de baliser le chemin vers Lima (COP20, 2014) et Paris (COP21, 2015) et de poursuivre la négociation d'un nouvel accord sur les changements climatiques d'ici décembre 2015. Cet accord devra prendre la suite du Protocole de Kyoto pour la période après 2020, et aura pour but de dépasser ses limitations en changeant de paradigme.

L'approche du Protocole de Kyoto d'imposer des objectifs de réductions d'émissions de gaz à effet de serre « par le haut » (*top-down*) n'ayant pas fait consensus à Copenhague, une nouvelle approche « venant du bas » (*bottom-up*) est désormais privilégiée dans le cadre des négociations pour un nouvel accord. Dans cet optique, les Parties s'engagent à déterminer de leur propre initiative et au niveau national leur contribution à l'accord, selon leurs capacités et leur contexte national.

L'accord post-2020 devra être un accord universel et applicable à toutes les Parties, afin de répondre efficacement et à l'échelle mondiale au problème du changement climatique. Il entend également être un accord de long-terme voire permanent, introduisant l'idée de cycles périodiques d'engagements, permettant une révision périodique à la hausse des engagements.

Si la réduction des émissions de gaz à effet de serre (« atténuation ») et la limitation de l'augmentation de la température moyenne mondiale restent au cœur des objectifs de l'accord, il devra régler également de nombreux sujets cruciaux tels que l'adaptation, le financement, les moyens de mise en œuvre ou encore les règles de transparence.

Une politique climat européenne adossée au Protocole de Kyoto jusqu'en 2020

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. Depuis, l'UE s'est élargie à treize pays supplémentaires qui avaient tous pris des engagements dans le cadre du Protocole de Kyoto (à l'exception de 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 la référence (schématiquement 1990).

Au-delà de ces grands objectifs, le paquet énergie climat adopté en 2009 décline en droit communautaire les moyens mis en œuvre et les engagements correspondants des États-membres. Cet ensemble est décrit dans la fiche n°8, qui aborde également la négociation engagée sur le dispositif à horizon 2030.

2015 – l'année d'un accord international sur le climat nouvelle génération

Du 30 novembre au 11 décembre 2015, la France accueille et préside la **21ème Conférence des Parties** de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques de 2015 (COP21/CMP11). C'est une échéance cruciale, puisque l'objectif est d'aboutir à **un nouvel accord international sur le climat pour l'après 2020**, applicable à tous les pays et respectant l'impératif de limiter le réchauffement climatique à 2°C d'ici la fin du siècle.

L'enjeu de la COP21 sera d'aboutir à une « Alliance de Paris », qui réponde au défi du dérèglement climatique et repose sur **4 volets complémentaires** :

- un **accord juridiquement contraignant et applicable à tous**,
- la présentation par tous les pays de leurs contributions prévues déterminées nationalement (**iNDC**), en amont de la COP21,
- le renforcement des initiatives multipartenariales de l'**agenda des solutions**, portées par les acteurs non-étatiques (entreprises, villes, collectivités locales...),
- le **volet financier**, qui doit permettre de financer la transition vers des économies bas-carbone par la mise en œuvre de financements à hauteur de 100 milliards de dollars par an à partir de 2020.

Lors de la COP20 à Lima, les Parties ont décidé du calendrier de l'année 2015 et des étapes devant mener à l'accord. Une des étapes cruciales de cette année est **la publication des contributions nationales**, bien en amont de la COP21 pour tous les pays et dès le premier trimestre pour les Parties en mesure de le faire. Sur la base de ces contributions, le secrétariat de la CCNUCC publiera le 1^{er} novembre 2015 un rapport de synthèse sur l'impact agrégé des contributions.

L'Union Européenne et ses États Membres – dont la France - ont été les premiers grands émetteurs à soumettre leur contribution le 6 mars dernier. Reprenant les conclusions du Conseil Européen de novembre 2014, l'UE s'engage à **réduire ses émissions de GES d'au moins 40% d'ici 2030 par rapport à 1990**.

Lors de la session de Genève en février dernier, les Parties **ont adopté un texte de négociation officiel**, qui constitue la base du texte du futur accord de Paris. Trois autres sessions sont prévues avant Paris - en juin, septembre et octobre 2015 – pour affiner le texte et bien préparer les négociations à la COP21.

Une politique française ambitieuse

La France s'est engagée à diviser par 4 ses émissions de GES, entre 1990 et 2050. C'est l'un des premiers pays à avoir pris un engagement de long terme et à se placer dans le cadre des recommandations du GIEC afin de limiter à 2 °C la hausse des températures. Cet engagement se décline en de nombreuses politiques et mesures mises en œuvre dans les domaines de l'énergie, du bâtiment ou encore des transports.

Ces actions sont notamment abordées dans les fiches n°4, 8, 12, 21 à 30 et 34. Elles sont également décrites dans le plan climat et détaillées dans le rapport sur les mécanismes de surveillance, tous deux disponibles sur internet.

De plus, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte va refixer les objectifs à moyen (2030) et long (2050) terme de la France et poser les outils d'une gouvernance dynamique pour y parvenir, en particulier au travers de la stratégie nationale bas carbone (SNBC).

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 peu connue jusqu'au début des années 2000 ; les politiques d'adaptation restaient une notion relativement abstraite. 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.

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 lancement 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 inclut 84 actions dans 20 domaines. Une revue à mi-parcours de ce plan a été conduite fin 2013. Il fera l'objet d'une évaluation externe d'ici fin 2015 qui proposera, notamment au regard du 5^e rapport du GIEC, des recommandations pour l'élaboration du PNACC 2016-2020. 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 à échelle régionale ou locale le complètent. Un réseau de compétences décentralisées et de ressources d'expertise se développe en Europe et en France.

Les méthodes de 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 domaines affectés potentiellement 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.

- Maxime DURANDE ;
- Jérôme DUVERNOY ;
- Cécile GOUBET ; Gabriel MARTY ;
- Dimitar NIKOV.

Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique

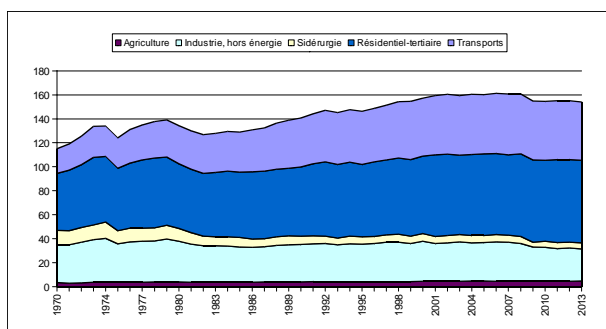
Des enjeux majeurs pour l'atteinte de nos objectifs énergie et climat

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 depuis autour de 155 Mtep depuis (voir figure 1).

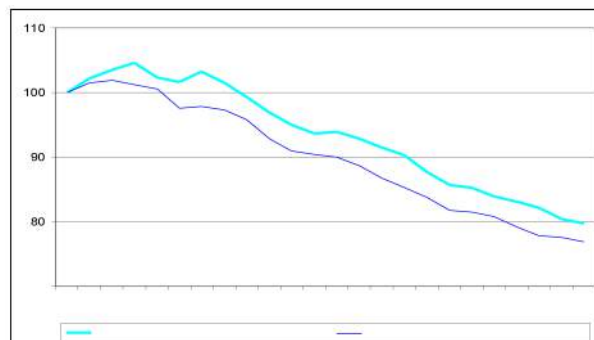
Figure 1 : Évolution de la consommation finale énergétique de la France entre 1970 et 2013, corrigée des variations climatiques, par secteur (source : SOeS)



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 : Evolution de l'intensité énergétique finale et primaire 1990-2013 (en tep par M€ 2005) (source : SOeS)



L'intensité énergétique finale diminue de 1,0 % en 2013 par rapport à 2012, après correction des variations climatiques. En 2013 il a ainsi fallu consommer environ 75 tonnes-équivalent-pétrole (tep) pour produire un million d'euros 2005 de valeur ajoutée, soit près d'une de moins qu'en 2012. La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2005 s'établit désormais à -1,3 %.

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

La France se situe en 2012 à la 9^{ème} place des pays de l'UE pour l'intensité énergétique finale au même niveau que l'Allemagne et devant les pays nordiques (source : Odyssee, 2015).

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 236,3 Mtep d'énergie primaire en 2020 dont 16,4 Mtep de consommation non énergétique (soit 219,9 Mtep hors usages non énergétiques).

La transition énergétique nécessite l'implication de tous pour faire émerger un projet de société mobilisateur autour d'un nouveau modèle économique et de nouveaux modes de vie, sobres et efficaces en énergie. Ainsi, le projet de loi relatif 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

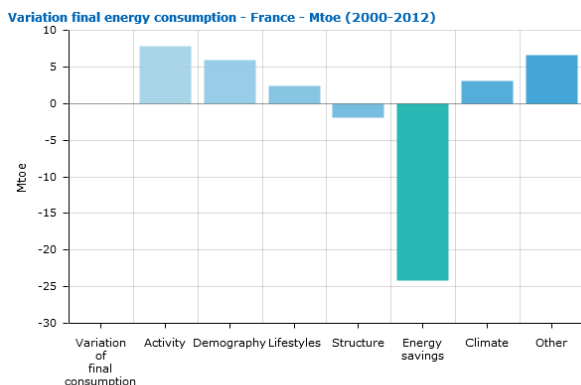
Afin de contribuer à l'objectif d'amélioration de 20 % de son efficacité énergétique, l'Union européenne s'est dotée en 2012 d'un cadre législatif ambitieux avec une nouvelle directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

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 1,5 % par an de l'ensemble des ventes annuelles d'énergie aux clients finals, hors transports. Des flexibilités sont possibles pour les États membres, mais leur utilisation est limitée à 25 % de l'ambition initiale.

La directive introduit également un objectif de 3 % de rénovation annuelle des bâtiments de l'État. Il s'agit d'un engagement particulièrement important pour la France, étant donné la dimension du parc immobilier de l'État. De plus, les États devront 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, issu du projet Odyssee-Mure¹, permet de décomposer l'évolution de la consommation d'énergie finale de la France entre 2000 et 2012, et montre que les importants volumes d'économies d'énergie réalisées grâce aux politiques d'efficacité énergétique ont permis de compenser les effets liés à la hausse de la démographie ou à la hausse du PIB :



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.

L'efficacité énergétique doit être la clé de voûte pour atteindre nos objectifs, tant en termes d'environnement, de climat que de sécurité énergétique et de compétitivité de nos économies : moins de gaz à effet de serre, moins de polluants atmosphériques, moindre pression sur des ressources non renouvelables, tout en stimulant notre économie : moindre dépendance énergétique, allègement de notre facture, surcroît d'activité lié aux investissements de maîtrise de l'énergie.

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

Les mesures sectorielles

Le secteur du résidentiel-tertiaire

Ce secteur représente 44,8 % de la consommation finale énergétique de la France en 2013 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 un million de logements neufs et anciens par an d'ici à 2017.

En 2014, les mesures nouvelles mises en œuvre dans ce secteur visent principalement à favoriser la rénovation énergétique :

- Renforcement du CITE (Crédit d'impôt pour la transition énergétique), entré en vigueur au 1^{er} septembre 2014, avec un taux unique de réduction d'impôt de 30 % ;
- Aménagement de l'éco-PTZ : la responsabilité d'attester l'éligibilité des travaux de rénovation des logements à la réglementation de l'éco-PTZ est transférée aux entreprises qui réalisent ces travaux ; les justificatifs transmis par l'emprunteur doivent faire apparaître les travaux induits ; le régime de sanctions administratives en cas de manquement par les entreprises à leurs obligations est modifié ;
- Eco-conditionnalité : à compter du 1^{er} janvier 2015, le recours à un professionnel portant la mention RGE, "reconnu garant de l'environnement", sera nécessaire pour bénéficier du CITE ou de l'éco-PTZ.

La lutte contre la précarité énergétique est également une priorité, notamment au travers des actions de l'Agence Nationale de l'Habitat, et de programmes tels que « Habiter mieux ».

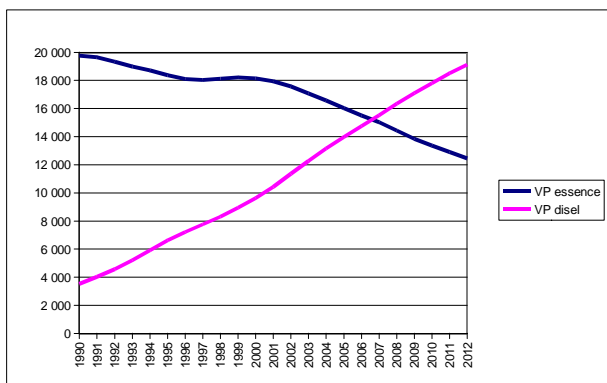
Les transports

Le secteur des transports représente 31,6 % de la consommation finale énergétique française en 2013. 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 2013. 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 visent principalement à soutenir le report modal et améliorer l'efficacité des modes de transports utilisés.

Le parc automobile français se stabilise en volume ces dernières années, autour de 32 millions de véhicules. Si depuis 2007, le parc « diesel » est plus important que le parc « essence », la part de véhicules diesel parmi les ventes de véhicules neufs diminue régulièrement depuis 2012, passant de 73 % en 2012 à 64 % en 2014.

Figure 3 : Évolution du parc automobile en France
(source : SOeS)



La consommation moyenne de carburant des voitures particulières immatriculées en France et donc leurs émissions en CO₂ a fortement diminué depuis 1998 grâce à plusieurs grandes mesures :

- Suite à l'uniformisation de la mesure des consommations de carburant et des émissions de dioxyde de carbone des véhicules à moteur au niveau européen², la France a introduit l'indicateur des émissions de CO₂ dans le mode de calcul de la puissance administrative des véhicules à moteur à partir de 1998. Cette fiscalité, en faveur des véhicules les moins émetteurs, a contribué à la baisse de la consommation moyenne de carburant des voitures particulières immatriculées en France. La création du dispositif de bonus-malus fin 2007 a permis de soutenir le renouvellement du parc automobile et de réduire significativement les émissions moyennes de CO₂ des voitures particulières. Ainsi par l'octroi de subventions pour les voitures faiblement émettrices (moins de 60 g CO₂/km en 2015) et la taxation des véhicules fortement émetteurs (plus de 131 g CO₂/km depuis 2014) la moyenne des émissions qui atteignait 149 g CO₂/km en 2007 a été réduite à 113 g CO₂/km en 2014.
- Au plan européen, le règlement 443/2009 limite les émissions de CO₂ des voitures particulières et impose aux constructeurs automobiles de ramener progressivement les émissions de CO₂ des véhicules neufs à 130 g CO₂/km d'ici 2015 de manière progressive (65 % de la flotte en 2012, 74 % en 2013, 80 % en 2014 et 100 % en 2015). Ce règlement met également en place un mécanisme de sanctions en cas de dépassement des limites d'émissions. Afin d'envoyer un signal à l'industrie pour les cycles de production ultérieurs, il définit par ailleurs un nouvel objectif d'émissions de CO₂ en 2020.

Compte tenu de la dépendance du secteur des transports aux énergies carbonées (50 % de la facture pétrolière de la France est attribuée au seul secteur des transports) et de la capacité d'innovation technologique des constructeurs automobiles, plusieurs mesures ont été mises en place pour déployer les véhicules

² directive 80/1268/CEE modifiée relative aux émissions de dioxyde de carbone et à la consommation de carburant des véhicules à moteur

électriques et hybrides rechargeables (pour plus d'informations se reporter à la fiche n°7 sur le développement des véhicules propres).

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



Figure 4 : Émissions moyennes en g CO₂/km des voitures particulières neuves immatriculées chaque mois (source : SOeS)

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, 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, ainsi que sur des mesures incitatives financières, des mesures réglementaires, un soutien aux processus de normalisation, et un soutien au développement des technologies les plus efficaces (notamment par le biais du dispositif des Investissements d'avenir).

Les grandes entreprises doivent également réaliser un audit énergétique avant fin 2015 (cette obligation s'applique également au secteur tertiaire).

Une analyse coûts-avantages est en outre rendue obligatoire pour les installations génératrices de chaleur fatale en application de l'article 14 de la directive « efficacité énergétique », afin d'évaluer l'opportunité de valoriser cette chaleur fatale à travers un réseau de chaleur ou de froid.

L'agriculture

Ce secteur met en œuvre des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique, parmi lesquelles la mise en place du Plan de Performance Énergétique des exploitations agricoles (économies d'énergie et conversion aux énergies renouvelables), le dispositif Serres-Energie ou encore le plan de modernisation des bâtiments d'élevage.

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).

Concernant les services de l'État, des économies d'énergie très importantes sont attendues de la rénovation énergétique des bâtiments. La mise en œuvre de la circulaire « État Exemplaire » s'est notamment traduite par une baisse de 12 % de la consommation d'énergie par agent entre 2009 et 2011, et par l'achat de véhicules sobres. Une nouvelle instruction relative à l'Etat exemplaire a été signée par le Premier Ministre le 17 février 2015 : elle prévoit notamment que l'ensemble des ministères établiront un « plan ministériel d'administration exemplaire » pour la période 2015-2020 d'ici le 30 juin 2015.

Les collectivités locales déclinent dans leurs compétences propres une politique climatique et énergétique locale à travers différents documents de programmation : documents d'urbanisme, plans climat énergie territoriaux et, pour les régions, les Schémas régionaux Climat Air Energie.

Les mesures transversales

De manière transversale, les certificats d'économies d'énergie (CEE) constituent la clef de voûte de la politique française de maîtrise de la demande avec 612 TWh_{cumac} réalisés au 31 décembre 2014 depuis le début du dispositif.

La troisième période a débuté le 1^{er} janvier 2015, avec un objectif triennal de 700 TWh_{cumac}. Le dispositif pour cette période sera amélioré pour tenir compte du retour d'expérience de la deuxième période, des conclusions de la concertation et des recommandations de la Cour des Comptes. Ainsi, la troisième période des certificats d'économies d'énergie permettra de :

- simplifier le dispositif, en instituant notamment la standardisation des documents et un processus simplifié de demande des certificats d'économies d'énergie, couplé à un contrôle a posteriori ;
- accroître la transparence du dispositif, en particulier grâce à la création du comité de pilotage chargé d'assurer un dialogue permanent avec les parties prenantes ;
- favoriser les actions complémentaires nécessaires à la montée en puissance des actions de rénovation énergétique, en nombre et en qualité.

Les mesures d'écoconception 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).

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 Energétique (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 2012 264 700 emplois en France, répartis en 184 000 emplois dans le secteur résidentiel et 80 700 dans les transports (*Chiffres ADEME*). Pour le seul secteur du bâtiment, le marché de l'efficacité énergétique est estimé à 16 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 (Cofely, Dalkia) ou des transports (Alstom), aux PME et TPE équipementières, 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 ; Vincent PANETIER

³ Source : ADEME/CODA STRATEGIES - 2013

Combattre la précarité énergétique

Dans un contexte de hausse structurelle des prix de l'énergie, le traitement de la précarité énergétique constitue un enjeu majeur

La précarité énergétique résulte 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 aujourd'hui, et demain 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. ».

La batterie d'indicateurs proposée 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 cet

indicateur que pour les 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 2006¹.

- 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.

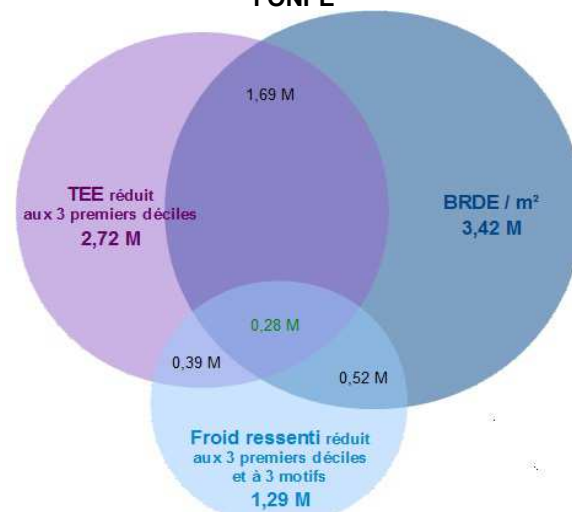
Toutefois, les indicateurs TEE et BRDE se heurtent à la difficulté de rendre compte des comportements de privation de certains ménages, confrontés à d'autres dépenses obligatoires, notamment de logement.

- 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 principaux 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 en 2014

Les prix de l'énergie pour le consommateur final ont connu une tendance haussière au cours des dernières années, qui s'est néanmoins ralentie en 2014.

Figure 2 : Dépense moyenne en énergie par ménage

	2011	2012	2013	2014
Dépense moyenne en énergie par ménage (par an, en € courants)				
Énergie domestique	1 573	1 764	1 875	1 697
Carburants	1 383	1 417	1 342	1 283
Part dans la consommation des ménages				
Énergie domestique	4,0%	4,5%	4,7%	4,3%
Carburants	3,5%	3,6%	3,4%	3,2%
Total	7,5%	8,1%	8,1%	7,5%

¹ Les résultats de l'enquête nationale logement de 2013 sont encore en cours d'exploitation.

Lecture : en 2014, chaque ménage consacrait en moyenne par an 1 697 € pour l'énergie domestique et 1 283 € pour les carburants, soit au total 7,5 % 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, objectif repris dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte (titre II), avec un objectif de 500 000 rénovations de logements par an à partir de 2017 dont au moins la moitié est occupée par des ménages modestes.

Les aides de l'Agence nationale de l'habitat (Anah)

Le fonds d'aide à la rénovation thermique des logements privés (FART), géré par l'Anah pour le compte de l'État, vient en aide aux propriétaires occupants, propriétaires bailleurs et syndicats de copropriétaires éligibles, désireux d'engager des travaux de rénovation énergétique. Les aides de l'Anah sont soumises à conditions de ressources.

Le décret n°2014-1740 du 29 décembre 2014 fixe les modalités d'attribution de ces aides. Ce nouveau décret a pour objet principal de modifier **l'aide de solidarité écologique** (ASE, voir programme « Habiter Mieux ») et d'actualiser les plafonds des ressources. Ces plafonds varient selon la localisation du logement, la composition du ménage et les revenus.

L'aide de l'Anah est valable pour les résidences principales âgées de plus de 15 ans. Il n'y a pas de montant minimum de travaux pour les particuliers aux ressources « très modestes » (soit 75 % du public de l'Anah). Pour les autres, le montant minimum des travaux doit être de 1 500 €. Le logement ne doit pas avoir bénéficié d'un éco-prêt à taux zéro ou d'une autre aide de l'État dans les 10 années précédant la demande de subvention ; par contre, au moment de cette demande, il est possible de cumuler les aides de l'Anah avec un éco-prêt sous certaines conditions.

Pour les propriétaires occupants, les ménages « très modestes » pourront bénéficier d'un maximum 50 % de subvention sur le coût des travaux, et les foyers « modestes » de 35 %, ceci à condition que les travaux prévus permettent une amélioration de la performance énergétique de 25 % minimum. Le montant maximal éligible de travaux est de 20 000 € pour tout type de travaux entrepris.

À titre expérimental pour 2015, l'Anah met en place un nouveau dispositif : **l'auto-réhabilitation accompagnée (ARA)**. Il a pour but d'améliorer les conditions d'habitat grâce à la participation des occupants à la réalisation des travaux. Ce projet s'inscrit dans le programme « Habiter Mieux ». Le montant de l'aide est de 300 € maximum par jour dans la limite de 40 jours.

En complément de ces dispositifs, il est possible de bénéficier d'autres aides : éco-prêt, crédit d'impôt transition énergétique (CITE), et aussi d'autres subventions éventuellement accordées par les collectivités locales.

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

La loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement a rendu possible la délivrance de **certificats d'économies d'énergie (CEE)** dans le cadre de la participation financière à des programmes liés à la maîtrise de la demande en énergie.

Plusieurs programmes se rapportant à la précarité énergétique ont été retenus, dont les deux programmes suivants :

- Le programme « Habiter Mieux »

Ce dispositif, aussi appelé Aide de Solidarité Écologique, vient en appui des aides classiques de l'Anah. Lancé en 2011, il a déjà permis la rénovation thermique de 100 000 logements, et devrait permettre d'en rénover 45 000 autres en 2015 contre 50 000 en 2014.

Dorénavant le niveau des primes versées sera modulé en fonction des ressources des bénéficiaires (2 000 € pour les ménages « très modestes » et 1 600 € pour les ménages « modestes »). L'avance sur subvention, sera réservée aux personnes « très modestes ».

« Habiter Mieux » comporte également une aide non financière pour aider les demandeurs dans leurs démarches : une personne se déplace chez eux pour réaliser le diagnostic thermique du logement, élaborer un projet de travaux, monter le dossier de financement et suivre le déroulement des travaux.

- Le programme « Toits d'abord »

Ce programme est porté par la Fondation Abbé Pierre et vise à la production d'une offre locative à loyers très sociaux destinée aux ménages les plus défavorisés, par la construction et la rénovation de 600 à 700 logements par an. La fondation Abbé Pierre participe au financement des projets à hauteur de 5 à 10 % du prix de revient des opérations, soit une aide à l'investissement d'environ 8 000 € par logement. D'autres financements viennent ensuite s'ajouter comme ceux de l'État (en particulier par des aides de type PLAI (Prêt Locatif Aidé d'Intégration) ou PLUS (Prêt Locatif à Usage Social), ceux des collectivités territoriales, ou encore de l'Anah. Des objectifs en termes de performance énergétique sont requis en fonction du caractère existant ou neuf du logement.

Enfin, à l'échelon local, les collectivités s'impliquent également 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'actions 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.

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.

Le TPN prend la forme d'une déduction forfaitaire (en pied de facture) modulée en fonction du nombre de personnes composant le foyer bénéficiaire et de la puissance souscrite. Il correspond à une réduction sur la facture comprise entre 71 € et 140 € par an. Le TPN est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Le TSS prend la forme d'une déduction forfaitaire (en pied de facture ou versée par chèque individuel pour les logements équipés d'un chauffage collectif au gaz naturel) qui varie selon la tranche de consommation et la taille du foyer (entre 23 € et 185 € par an). Il est financé par la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) payée par les fournisseurs de gaz.

En mars 2015, ces dispositifs bénéficiaient à environ 3 millions de ménages, soit un quadruplement en l'espace de trois ans obtenu grâce à des réformes importantes :

- l'automatisation de l'attribution des tarifs sociaux, sans démarche de la part des ayants droit ;
- l'ouverture du bénéfice du tarif de première nécessité de l'électricité aux clients des fournisseurs alternatifs, comme c'était déjà le cas pour le TSS ;
- la révision des critères d'éligibilité, avec l'introduction d'un nouveau critère fiscal (foyers disposant d'un revenu fiscal de référence inférieur à 2 175 € par an et par part) et l'extension du bénéfice aux personnes éligibles à l'aide pour l'acquisition d'une assurance complémentaire santé (ACS, soit un plafond de revenu de 11 600 € par an pour une personne seule contre 8 593 € avec le critère précédent).

Vers un chèque énergie universel

Malgré cette montée en charge, il apparaît que les tarifs sociaux souffrent de défauts structurels qui les empêchent d'atteindre pleinement leurs objectifs :

- d'une part, le nombre de bénéficiaires effectifs reste nettement inférieur au nombre d'ayants droit, notamment du fait de difficultés techniques pour les identifier dans les fichiers clients des fournisseurs ;
- d'autre part, un traitement déséquilibré entre énergies, du fait que les ménages abonnés au gaz naturel perçoivent à la fois le TSS et le TPN, alors que les autres ne perçoivent que le TPN.

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

Ce chèque énergie devrait être 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.

Le chèque énergie sera mis en place progressivement, dès 2016, dans le cadre d'une expérimentation, en vue de sa généralisation au plus tard en 2018.

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. En 2010, ce sont environ 328 000 ménages qui ont été 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 leur est remboursée par la CSPE).

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.**

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit par ailleurs d'étendre 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 un niveau élevé en 2013

Les dépenses financées par l'Etat¹ en 2013 étaient de 1,08 milliard d'euros (G€) dont:

- 440 M€ sur les nouvelles technologies de l'énergie (41%),
- 514 M€ sur l'énergie nucléaire (47%),
- 69 M€ sur les énergies fossiles (6%),
- et le reste sur des domaines de recherche transversaux.

Ce budget global de 2013 a été maintenu à un niveau équivalent à celui de 2011 et 2012. A cela s'ajoutent les aides aux entreprises, en particulier via le crédit impôt recherche et le 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 établissements publics à caractère industriel et commercial (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) fondée le 30 juillet 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)

Le projet de loi de transition écologique vers une 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 rendue publique au début 2015 qui doit être révisée 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 issus du projet de loi TECV :

- la stratégie bas-carbone (SNBC) et
- la programmation pluriannuelle énergétique (PPE).

Les travaux préparatoires à l'élaboration de la SNRE menés par son Secrétariat Permanent composé des ministères en charge de l'énergie et de la recherche, de l'ADEME et de l'ANCRE 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.

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 Prévues 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 sur l'énergie en France de 2003 à 2013

Source : CGDD, 2014, données transmises à l'AIE

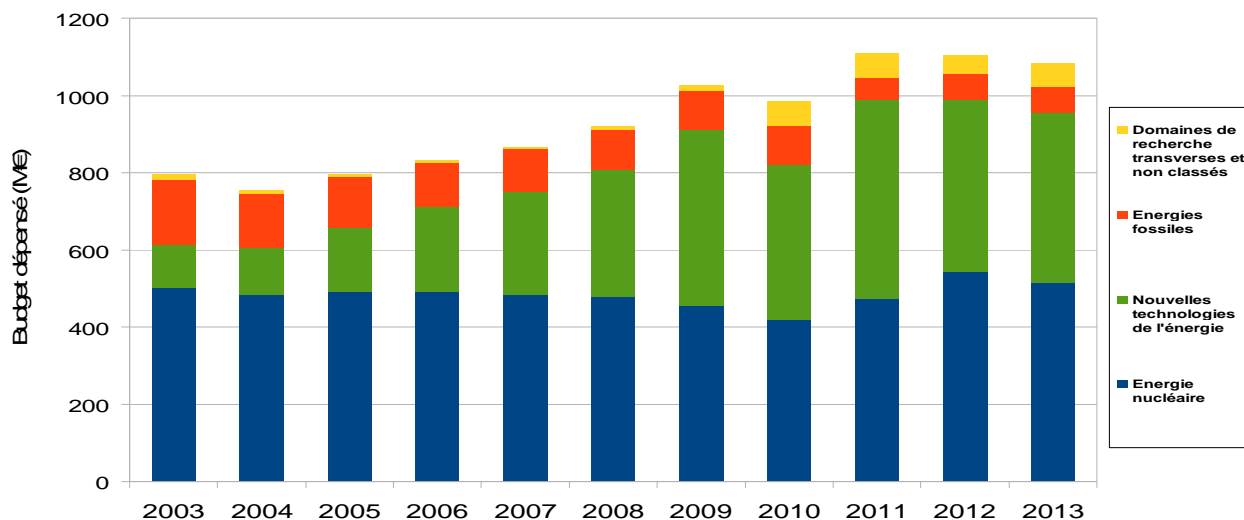
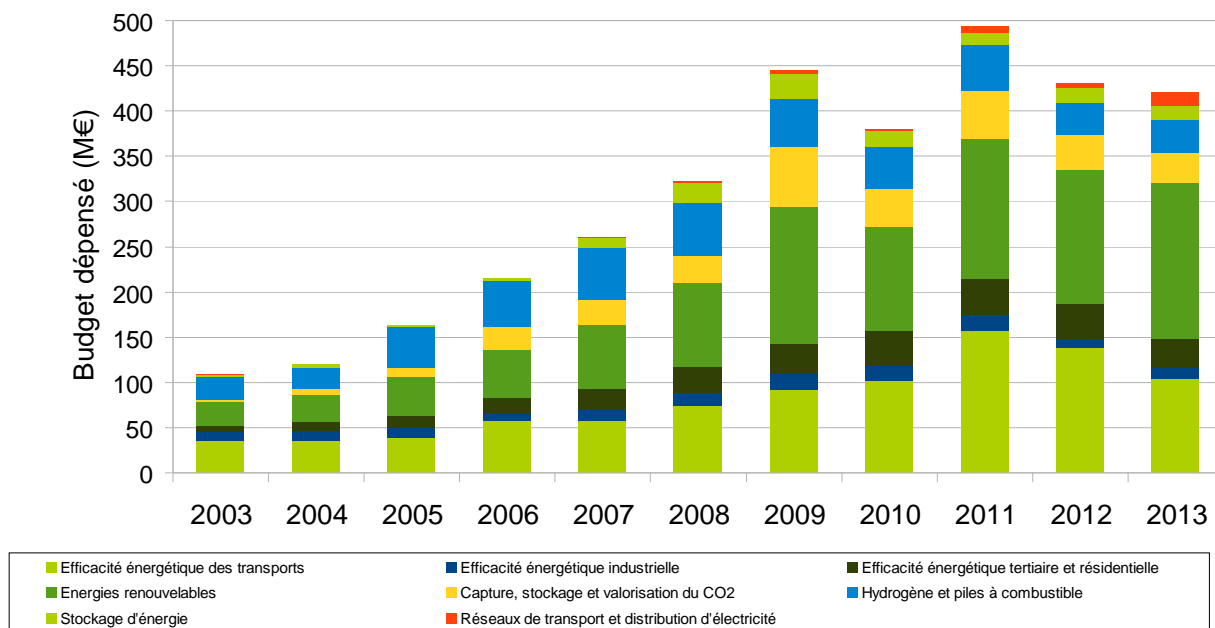


Figure 2 : Evolution des financements publics de la recherche et développement des nouvelles technologies de l'énergie en France de 2003 à 2013

Source : CGDD, 2014, données transmises à l'AIE

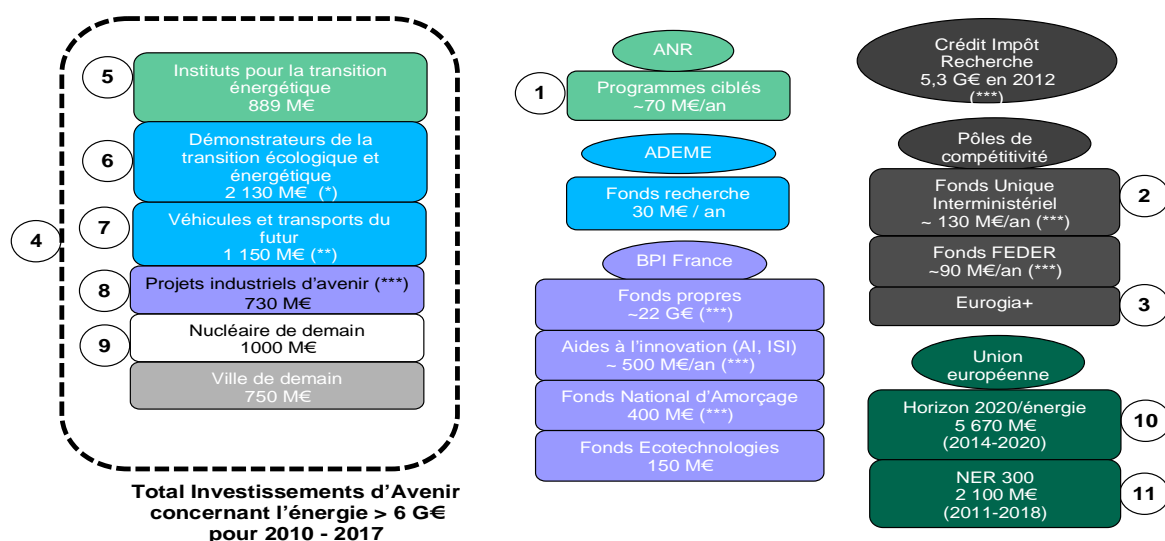


Les principaux programmes de financement de la recherche collaborative en France

Au-delà du financement des établissements publics de recherche, 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

synthétisés dans la figure 3 ci-dessous. La description des principaux programmes concernant l'énergie suit la numérotation de la figure 3.

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

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.

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 2014, les deux appels à projets annuels ont permis de financer 132 projets au total.

FUI	AAP n° 17	AAP n° 18	2014
Financement Etat	50 M€	42,8 M€	92,8 M€
Financement Collectivités	39 M€	45,9 M€	84,9 M€
Nombre de projets	65	67	132

Eurogia2020 finance des projets d'industrialisation entre européens (3).

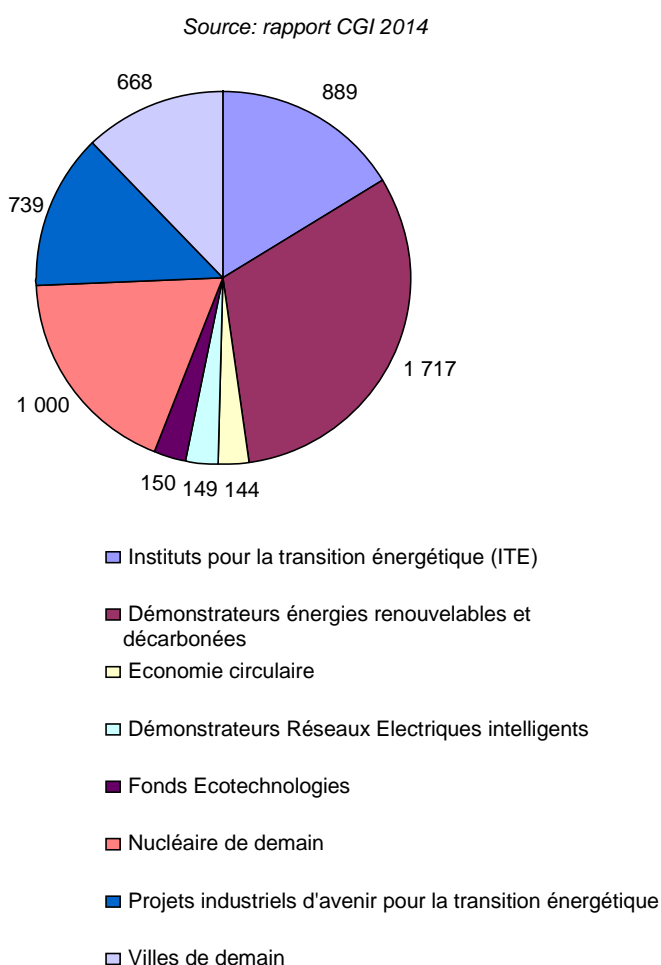
Créé en 2008, Eurogia est un programme européen relatif à l'énergie dédié à l'ensemble des technologies pouvant réduire les émissions de carbone. Il concerne aussi bien l'utilisation de l'hydrogène que les énergies renouvelables (éolien, biomasse, géothermie, solaire, hydraulique, etc.) ou l'efficacité énergétique. Il permet à une entreprise française de participer à un projet collaboratif de R&D avec des partenaires européens.

Principaux programmes sur l'énergie des Investissements d'Avenir (4)

Dotés d'une enveloppe globale de près de 47 milliards d'euros, 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.

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
(en M€)



Instituts pour la Transition Energétique (ITE) (5)

Le programme Instituts pour la Transition Energétique, 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, les initiatives suivantes se sont constituées (sigle usuel et dotation par le PIA indiqués en parenthèses) :

- Institut National des Energies Décarbonées et des Ecotechnologies de Lyon (IDEEL),
- Picardie Innovations Végétales, Enseignements et Recherches Technologiques (PIVERT),
- France Energies Marines (FEM),

- Institut Français des Matériaux Agrosourcés (IFMAS),
- Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France (IPVF),
- Supergrid,
- Geodenergies ,
- Institut du Véhicule Décarboné et Communicant et de sa Mobilité (VeDeCoM),
- Institut National Energie Solaire 2 (INES2),
- EFFICACITY,
- Paris Saclay Efficacité Energétique (PS2E),
- Institut National d'Excellence Facteur 4 (INEF4).

Démonstrateurs pour la transition écologique et énergétique (6)

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 .

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 Démonstrateurs de la transition écologique et énergétique	2 130 M€

Véhicules et transports du Futur (7)

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.

Année 2015

L'entrée en vigueur de deux nouvelles conventions entre l'Etat et l'ADEME a permis de regrouper les actions de ce domaine sous les deux axes « Démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » d'une part et « Véhicules et transports du futur », d'autre part

Projets industriels d'avenir (PIAVE) (8)

Cette action opérée par BPI France à partir de 2015 vise à développer 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 issus des 34 plans de la nouvelle France industrielle, cette action vise à soutenir ceux qui ne bénéficient pas de soutiens dédiés dans le cadre des autres programmes du PIA.

Nucléaire de demain (9)

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€).

Les principaux programmes de financement de recherche collaborative en Europe

Le programme Horizon 2020 (10)

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 primauté industrielle et les défis sociétaux. Il a regroupé le programme-cadre de recherche et développement technologique (PCRDT), Euratom, le programme-cadre pour la compétitivité et l'innovation (CIP), et l'Institut européen d'innovation et de technologie (IET).

Le budget d'Horizon 2020 est de 74,3 milliards d'euros (après redéploiement lié au « Plan Juncker ») 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 regroupe sept volets clés :

- 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,
- utiliser des combustibles de substitution et sources d'énergie mobiles,
- développer un réseau électrique européen unique et intelligent,
- posséder des connaissances et technologies nouvelles,

- renforcer la solidité du processus décisionnel et l'implication du public,
- commercialiser les innovations énergétiques et impliquer davantage les marchés et les consommateurs.

Avec ce programme l'Union européenne finance des projets interdisciplinaires susceptibles de répondre aux grands défis économiques et sociaux.

Il couvre l'ensemble de la chaîne de l'innovation, depuis l'idée jusqu'au marché, et renforce le soutien à la commercialisation des résultats de la recherche et à la créativité des entreprises.

Le fonds démonstrateur européen NER 300 (11)

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€.

Parmi 39 projets européens, quatre français ont été retenus :

- UPM Stracel BTL, production d'agrocarburants de deuxième génération à partir de biomasse lignocellulosique par voie thermo-chimique;
- Vertimed, ferme dédiée à la production d'électricité à partir d'éoliennes flottantes;
- Geostras, projet franco-allemand de géothermie profonde;
- NEMO, projet d'utilisation de l'énergie thermique des mers.

Les deux derniers projets ont été sélectionnés dans le courant de l'année 2014.

Les projets retenus doivent entrer en opération d'ici 2020.

Année 2015

Au plan européen, 2015 voit l'émergence de l'Union de l'énergie qui s'appuie sur les cinq éléments suivants :

- la sécurité énergétique,
- le marché européen de l'énergie,
- l'efficacité énergétique,
- la décarbonisation de l'économie
- la recherche et l'innovation.

Ce dernier volet est constitué du **SET Plan**, outil d'élaboration des stratégies de coopération entre Etats concernant l'émergence et le développement des nouvelles technologies de l'énergie.

Organismes français de recherche publique

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	IFP 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 Sûreté 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 Aérospatiales

- Pascal BARTHE, Sabine CORCOS, Sophie COURTOIS, Christian OESER.

Développer les véhicules à faibles émissions

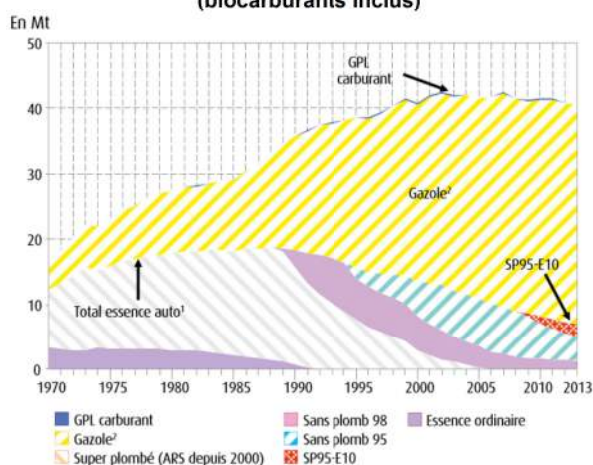
Un enjeu majeur pour l'atteinte de nos objectifs énergie et climat

Le développement des véhicules à faibles émissions 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 de production des véhicules à faibles émissions 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 : Evolution 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 2014 », calculs SOeS d'après CPDP

Sur l'ensemble de l'année 2014, les émissions moyennes de CO₂ des véhicules neufs vendus en France se sont établies à 114 g CO₂/km (alors qu'elles ont été de 124 g CO₂/km dans l'Union Européenne), en baisse de 3 g par rapport à 2013. 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) et par une augmentation au 1^{er} janvier 2014 des pénalités définies dans le barème de malus, dont le seuil de déclenchement a en outre été abaissé à 131 g CO₂/km (contre 136 g CO₂/km en 2013). 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 2015 : les émissions moyennes des véhicules neufs vendus au mois de février ont ainsi été de 112 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 2015 et le barème de bonus a été révisé au 1^{er} janvier 2015. Dans un contexte budgétaire contraint, les véhicules les plus vertueux ont été privilégiés et l'aide a été recentrée sur les véhicules présentant les meilleures performances environnementales (les montants des bonus à destination des acquéreurs de véhicules électriques et hybrides rechargeables ont été maintenus à leur niveau de 2014, soit 6 300 €, limités à hauteur de 27 % du coût d'acquisition du véhicule et 4 000 €, limités à hauteur de 20 % du coût d'acquisition du véhicule respectivement).

Superbonus

L'entrée en vigueur du superbonus au 1^{er} avril 2015, accordé pour la mise au rebut d'un véhicule diesel immatriculé avant le 1^{er} janvier 2001 (date d'entrée en vigueur de la norme Euro 3 pour tous les véhicules neufs), doit accélérer les ventes des véhicules les plus vertueux. L'achat ou la location de longue durée d'un véhicule électrique peut ainsi être aidé à hauteur de 10 000 € (6 300 € de bonus auxquels peuvent s'ajouter 3 700 € de superbonus). Dans le cas de l'achat ou de la location de longue durée d'un véhicule émettant de 20 à 60 g CO₂/km (correspondant, en l'état actuel de l'offre, à un véhicule hybride rechargeable, seul capable d'atteindre des niveaux d'émissions de CO₂ aussi faibles), l'aide peut atteindre 6 500 € (4 000 € de bonus auxquels peuvent s'ajouter 2 500 € de superbonus). Enfin, une aide de 500 € est accordée aux ménages non imposables en cas d'achat d'un véhicule neuf ou d'occasion respectant la norme Euro 6 et dont les émissions de CO₂ ne dépassent pas 110 g/km.

L'augmentation progressive des ventes de véhicules électriques à batterie

Sur l'ensemble de l'année 2014, 10 567 voitures particulières électriques ont été immatriculées en France contre 8 781 en 2013, soit une progression de 20 %. La Renault ZOE a représenté 57 % des ventes devant la Nissan LEAF (15 %) et la Bolloré BLUECAR (11 %).

Forte augmentation des ventes de véhicules électriques au début de l'année 2015

Le début de l'année 2015 a vu une amplification de cette progression : 2 903 voitures particulières électriques ont été immatriculées au premier trimestre, contre 1 537 sur le premier trimestre de l'année précédente (progression de 89%).

Cette tendance devrait se confirmer voire s'amplifier au cours de l'année compte tenu de l'entrée en vigueur du superbonus.

Les ventes de véhicules hybrides n'ont pas poursuivi leur forte augmentation mais une percée des véhicules hybrides rechargeables est constatée

Les ventes de véhicules hybrides, combinant une motorisation électrique avec une motorisation thermique, ont, après avoir connu une très forte augmentation en 2013 (+ 82 % par rapport à 2012) été en retrait en 2014 (part de marché de 2,4 % contre 2,7 % en 2013). Toutefois, sur les cinq premiers mois de l'année 2015, les ventes de véhicules hybrides ont progressé, leur part de marché atteignant près de 3 %. Dans ce marché, la part des véhicules hybrides diesel a diminué en 2014 au profit des véhicules hybrides essence : les véhicules hybrides diesel ont constitué 30 % des ventes de véhicules hybrides en 2013 et seulement 22 % en 2014.

Il est à noter que les ventes de véhicules hybrides rechargeables, pouvant présenter une autonomie en mode 100 % électrique de quelques dizaines de kilomètres, sont en progression importante avec un doublement des ventes constaté en 2014 (1 441 ventes contre 725 en 2013) et une accélération sur les cinq premiers mois de l'année 2015 où 2 419 nouvelles immatriculations ont été enregistrées. Cela est dû principalement à l'arrivée de nouveaux modèles attractifs sur le marché (Audi A3 e-tron et Volkswagen GOLF GTE notamment).

L'amélioration de l'efficacité des véhicules thermiques

Les aides importantes accordées à l'achat et à la location de longue durée de véhicules émettant de 20 à 60 g CO₂/km sont une incitation au développement des briques technologiques qui permettront aux véhicules thermiques conventionnels de consommer moins d'énergie fossile, par l'allègement des véhicules et une meilleure efficacité énergétique des moteurs notamment. Le Gouvernement a d'ailleurs donné aux constructeurs et aux équipementiers l'objectif de développer, d'ici 2020, des véhicules consommant

moins de 2 litres de carburant aux 100 km (correspondant à des émissions de CO₂ de 46 g/km pour un véhicule essence et de 52 g/km pour un véhicule diesel) et commercialisables à un coût acceptable pour le consommateur. Un des 34 plans de reconquête industrielle lancés par le Président de la République en septembre 2013 coordonne les travaux participant à la mise en œuvre de cet objectif. L'État soutient de manière forte ce sujet, en particulier au travers du Programme des Investissements d'Avenir, des programmes de R&D, sur les véhicules tant électriques que thermiques.

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 du Parlement Européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs impose notamment aux Etats membres de veiller, au moyen de cadres d'actions nationaux, 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.

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

Développement des points de charge accessibles au public

En ce qui concerne les points de charge 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, est ouvert jusqu'au 31 décembre 2015 et le budget total associé est de 50 M€. A fin avril 2015, 26 dossiers ont été validés et 10 étaient en cours d'instruction, pour un total de 11 951 points de charge, soit en moyenne un point de charge pour 1 756 habitants sur les territoires couverts (pour comparaison, la France comptait moins de 10 000 points de charge à la fin de l'année 2014).

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. Deux premiers projets, portés respectivement par le groupe Bolloré et la Compagnie Nationale du Rhône, ont été sélectionnés par le Gouvernement en début d'année 2015.

Développement des points de charge privés

S'agissant des bornes de recharge privées, un crédit d'impôt, à hauteur de 30% des dépenses engagées, au titre de l'acquisition d'un système de charge pour véhicule électrique, est actuellement en vigueur.

De plus, et dans un cadre plus global, de nombreuses mesures ont été prises depuis 2011 afin de lever les freins à la mise en place de bornes de recharge sur les lieux de travail et d'habitation. Leur objectif général est de réaliser les pré-équipements (mise en place des gaines techniques, des installations électriques générales,...) voire les équipements en points de charge aux moments où ces travaux peuvent se faire à moindre coût, notamment au moment de la construction ou lors de la réalisation de travaux importants sur les parcs de stationnement existants.

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte porte de nouvelles mesures complémentaires aux dispositions déjà prises en ce sens, notamment le pré-équipement, en cas de travaux importants, des bâtiments existants à usage d'habitation (parcs de stationnement intérieurs et extérieurs).

Standards de prises

Enfin, en ce qui concerne les standards de prises à privilégier, la directive européenne sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs a donné des orientations aux Etats membres. La France a d'ores et déjà pris en compte ces préconisations en mettant à jour, en janvier 2015, la partie technique du Livre Vert (dont la première version a été publiée en 2011) qui intègre l'ensemble des dispositions techniques définies au niveau européen sur les standards de prise. Ces préconisations avaient par ailleurs été intégrées de façon anticipée au cahier des charges de l'appel à projet piloté par l'ADEME lors de sa mise à jour de juillet 2014.

Étude Mobilité Hydrogène France

Les véhicules électriques combinant batteries et piles à combustible à hydrogène sont complémentaires de la solution batterie seule, et pourraient accroître le potentiel de développement du marché des véhicules électriques en Europe. Vingt partenaires (Air Liquide, Alphéa Hydrogène, AREVA, CEA, CETH2, EDF, GDF SUEZ, GRTgaz, IFPEN, INEVA-CNRT, Intelligent Energy, ITM Power, Linde, Michelin, McPhy Energy, Pôle Véhicule du Futur, PHyRENEES, Solvay, Symbio FCell, Tenerrdis, WH2) se sont associés dans le consortium « Mobilité Hydrogène France » pour produire des scénarios de déploiements synchronisés de véhicules et d'une infrastructure privée et publique d'hydrogène sur la période 2015 – 2030.

Cette démarche française, dans la continuité des initiatives « H2 Mobility » en Allemagne et en Grande-Bretagne, entre autres, est financée par les acteurs eux-mêmes et par l'Union Européenne dans le cadre du projet HIT (Hydrogen Infrastructure for Transport). Le consortium a rendu public les résultats de l'étude fin 2014. Elle prévoit dans un premier temps le développement de clusters locaux, composés de flottes captives et d'une ou plusieurs stations de recharge en hydrogène. Cela permettrait de limiter le risque "marché" pour les propriétaires d'infrastructures en assurant un minimum de clientèle. Dans un second temps, les clusters seraient 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.

Les mesures portées par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte

Le projet de loi relatif 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 les plus respectueux de l'environnement :

- 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 (y compris dans les zones à circulation restreinte) ;
- introduction d'une stratégie de développement et de déploiement des infrastructures correspondantes d'alimentation en carburant alternatif (gaz naturel, biogaz, ...).

L'objectif principal de ces mesures est de diminuer la pollution locale générée par les activités de transport, ainsi que les émissions de gaz à effet de serre, via l'augmentation de la part de véhicules à faibles émissions.

- Vincent PANETIER

N°8

Objectifs européens Énergie Climat

Les objectifs 2020 s'avèrent très ambitieux et le cadre 2030 reste à déclinier

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. La déclinaison en instruments juridiques opérationnels va commencer en 2015.

Des enjeux climatiques et énergétiques indissociables

Si la France a largement décarboné son secteur de la production électrique par un recours historique important à l'hydraulique, au nucléaire 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 71 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) anthropiques de la France (année 2013). Les politiques énergétiques et climatiques sont donc intimement liées.

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 2°C. La France soutient cette approche. Elle a ainsi confirmé dans le projet de loi relatif à 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 attendu 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 marque 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, porter cet objectif à 30%.

/ L'objectif d'atténuation du changement climatique

Le secteur dit « 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°12 sur les marchés carbone).

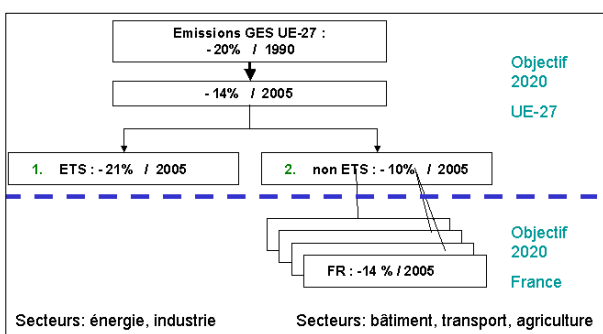
L'EU ETS impose depuis 2005 un plafond d'émissions à plus de 11 000 installations industrielles

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 (1 quota = 1tCO₂eq émise). Depuis 2008, elles ont également la possibilité d'utiliser des crédits Kyoto (voir fiche n° 12) pour effectuer leur conformité. 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 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).

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 2013, 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 491.9 Mt CO₂eq, hors secteur UTCF. Les résultats des inventaires sont stables depuis 2011 après une forte baisse par rapport à l'année 2010 (-5,1%). Ces évolutions s'expliquent notamment par les variations climatiques d'une année sur l'autre. Les émissions sont en forte diminution par rapport à 1990 ou 2005 (-11 %). Pour le secteur du partage de l'effort, les émissions ont été réduites de 8% 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 de 15 % entre 2005 et 2020, pour atteindre 341 Mt. La France respecterait donc le plafond européen fixé à 359 Mt. Les émissions de 2014 (estimations provisoires) sont évaluées à 348 Mt, soit un niveau déjà inférieur au plafond fixé pour 2020 mais l'année 2014 constitue une année exceptionnelle, très douce sur l'ensemble des régions avec un nombre de jours de gel très inférieur à la normale.

Tableau 1 : émissions passées et projetées de gaz à effet de serre de la France (métropole + DOM), en Mtonnes

		2005			2010	2011	2012	2013	2014 Provisoire		2020 (AME)
Secteur du partage de l'effort (hors ETS)	émissions	399			385	381	383	373	348		341
	Plafond							394	389		359
Y compris secteur ETS		556			518	490	490	491	455		459

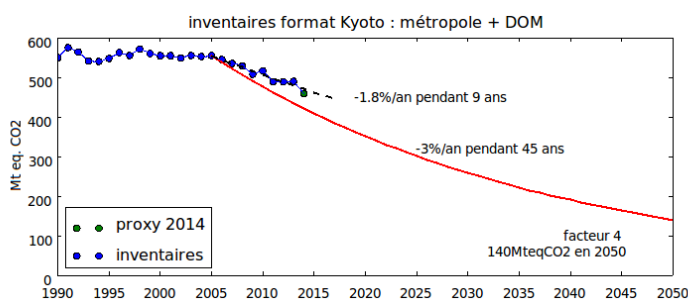
L'engagement de réduction de 14% pris par la France sur ces secteurs apparaît donc réaliste. Pour 2020, l'objectif d'atténuation du paquet énergie-climat est en voie d'être atteint dès lors que le rythme des efforts correspondants est maintenu.

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



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

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 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

236,3 Mtep en énergie primaire (219,9 Mtep hors usages non énergétiques).

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

En 2014, les principales nouvelles mesures réglementaires mises en œuvre concernent la préparation de la troisième période de certificats d'économies d'énergie, la transposition de la directive 2012/27 UE relative à l'efficacité énergétique (audit énergétique obligatoire pour les grandes entreprises, analyse coûts-avantages pour les installations génératrices de chaleur fatale...), ainsi que l'aménagement des dispositifs 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 en cours d'adoption par le Parlement jouera un rôle prépondérant en faveur des rénovations énergétiques profondes.

Situation actuelle et perspective à l'horizon 2020

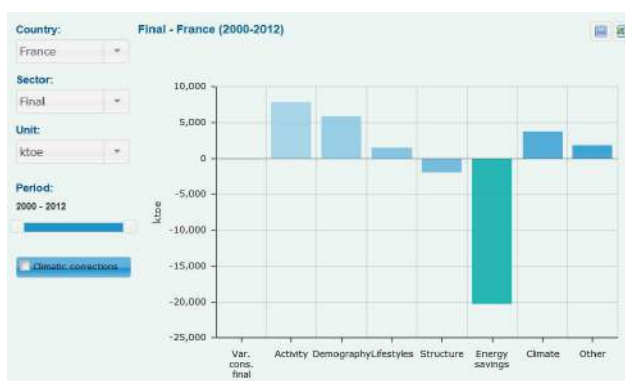
La consommation finale énergétique a baissé de 5 Mtep entre 2008 et 2009 en raison de la crise économique, atteignant 155 Mtep. Elle s'établit autour de ce seuil pour la cinquième année consécutive, et atteint même son niveau le plus bas, à tout juste 154 Mtep² en 2013. Par rapport à 2012, elle a ainsi reculé de 0,7 %, en raison des consommations en baisse dans l'industrie, le tertiaire et dans une moindre mesure les transports. La consommation finale énergétique ne semble plus augmenter désormais que dans le secteur résidentiel. Dans les transports, le tertiaire et plus encore l'industrie, le mouvement de diminution semble bien entamé. L'intensité énergétique finale continue ainsi à diminuer, et plus fortement qu'en 2012 : elle a ainsi décliné de 1 % en 2013.

Le graphique ci-dessous, issu du projet Odyssee-Mure³, permet de décomposer l'évolution de la consommation d'énergie finale de la France entre 2000 et 2012, et montre que les importants volumes d'économies d'énergie réalisées grâce aux politiques d'efficacité énergétique ont permis de compenser les effets liés à la hausse de la démographie ou à la hausse du PIB :

¹ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-France-remet-son-plan-d-action.html>

² Corrigée des variations climatiques

³ Source : <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/decomposition.html>



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.

Perspective à long terme

L'efficacité énergétique doit être la clé de voûte pour atteindre nos objectifs, tant en termes de climat que de sécurité énergétique, de compétitivité et de stimulation de nos économies : moins de gaz à effet de serre, moins de polluants atmosphériques, moindre pression sur des ressources non renouvelables, moindre dépendance énergétique, allègement de notre facture, surcroît d'activité lié aux investissements de maîtrise de l'énergie.

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 prévoient une part de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030.

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, et le recours à des procédures de mise en concurrence destinées à réduire les coûts du développement des EnR. Ces nouvelles règles entreront progressivement

en vigueur, à compter du 1^{er} janvier 2016 pour la première et du 1^{er} janvier 2017 pour la seconde.

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 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 22 sur les carburants de substitution), la part des biocarburants produits à partir de matières premières alimentaires pouvant contribuer à cet objectif sera limitée à 7 %, et un objectif de 0,5 % sera fixé pour les biocarburants avancés.

Celui-ci s'articule avec un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 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 21 sur la biomasse énergie et 22 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 pour répondre aux besoins en chaleur (+10,5 Mtep par rapport à 2005), ainsi que pour la production d'électricité (+ 6,8 Mtep). Le projet de loi relatif à la transition énergétique 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.

Pour la chaleur, c'est la filière biomasse qui contribue le plus à atteindre l'objectif avec une production de 16,5 Mtep en 2020 (cf. fiches 21 sur la biomasse, 26 sur la géothermie et 24 sur le photovoltaïque et l'énergie solaire).

Pour l'électricité, ce sont les filières de l'éolien (cf. fiche 23) et de l'hydraulique (cf. fiche 27) qui contribuent majoritairement avec des objectifs de production respectifs à 2020 de 5 et 6 Mtep. A 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, le fonds chaleur, l'obligation d'achat de l'électricité renouvelable, le dispositif de complément de rémunération qui sera 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 6 sur le soutien à la R&D pour les nouvelles technologies de l'énergie).

Le choix a été fait de ne négliger aucun gisement, afin de positionner la France comme un acteur majeur dans l'ensemble des technologies de production comme les énergies marines ou le biogaz. 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, les conflits d'usages des sols.

Situation actuelle et perspective à l'horizon 2020

Le rapport remis fin 2013 à la Commission indique que la part de l'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie était de 13,7 %, pour l'année 2012, donc en léger retard sur la cible de 14% prévue initialement. L'objectif de consommation finale d'énergie renouvelable était en effet de 22,9 Mtep en 2012 alors que celle-ci a atteint 22,0 Mtep. L'écart était de 313 ktep sur l'électricité (éolien, hydroélectricité, malgré une avance dans le photovoltaïque), de 459 ktep sur la chaleur (biomasse et géothermie) et de 61 ktep dans les transports (bioéthanol). Ainsi, on peut estimer que la trajectoire que la France s'est fixée était presque respectée. Un nouveau rapport sur les

progrès réalisés par la France dans le domaine des énergies renouvelables sera remis à la Commission fin 2015.

Néanmoins, l'objectif de 23 % en 2020 est ambitieux. L'effort restant à réaliser entre 2013 et 2020 devra être beaucoup plus important que celui accompli entre 2005 et 2013 (c'est ainsi que la trajectoire avait été programmée en 2009/2010). **La production supplémentaire de chaleur et d'électricité renouvelables devra ainsi être environ 3,5 fois supérieure à la progression déjà réalisée. Pour ce faire, de nouveaux objectifs de développement des énergies renouvelables seront fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie définie par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.**

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

Le cadre énergie-climat 2030 adresse un signal d'ambition autour des trois mêmes objectifs que le paquet énergie climat 2020, avec une priorité marquée à l'objectif climatique général, le seul pleinement contraignant.

Dans la perspective de promouvoir un accord global sur le climat attendu 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, est décliné en objectifs individuels pour les Etats membres (EM).

Le partage de l'objectif climat 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 ;
- De -30% sur le hors EU ETS.

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 Etats membres.

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 Etats 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 ».

Au-delà des grandes orientations stratégiques présentées, le cadre énergie climat 2030 fixe une ligne détaillée à la nouvelle Commission dans ses prochaines propositions (qui constitueront le « paquet »), notamment à court terme une révision de la directive portant sur le marché carbone européen (proposition attendue pour l'été 2015), une nouvelle décision sur le partage de l'effort arrêtant la répartition entre Etats 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.

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 : la Commission européenne a adopté, le 25 février 2015, une communication intitulée « Protocole de Paris — programme de lutte contre le changement climatique mondial après 2020 », portant sur la préparation de la « contribution prévue, déterminée au niveau national » (CPDN ou INDC pour Intended Nationally Determined Contribution en anglais) de l'Union européenne et sur la stratégie en vue de la COP21. La version de l'« INDC » telle que validée par les Etats membres a été notifiée à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques le 6 mars 2015 : les objectifs européens sont ainsi traduits concrètement et valorisés dans le cadre du processus onusien des négociations internationales. Il est important que les autres grandes régions du monde dévoilent elles aussi leurs contributions

De plus, une communication de la Commission relative à « l'Union de l'énergie », également publiée le 25 février, reprend les 5 piliers proposés par le Vice-président chargé de l'Union de l'énergie, Maroš Šefčovič : sécurité d'approvisionnement, achèvement du marché intérieur de l'énergie, modération de la demande, « décarbonisation » de l'économie, recherche et innovation. Sur ce sujet, la France est convaincue que nous ne pourrions apporter une réponse aux défis de l'UE qu'en réalisant une Union de l'énergie robuste, reposant de façon équilibrée sur trois objectifs prioritaires : la lutte contre le changement climatique, la sécurité énergétique et la compétitivité.

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.

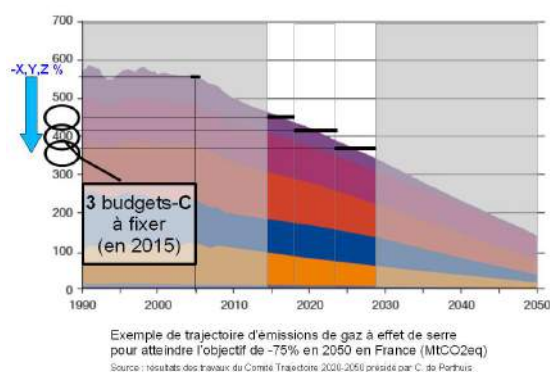
Stratégie bas-carbone et programmation pluriannuelle de l'énergie à construire en 2015.

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.

En particulier, il est prévu d'organiser l'atteinte des objectifs en matière de diminution des émissions de gaz à effet de serre autour de « budgets-carbone », qui détermineront 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.

Illustration de la logique « budgets-carbone »



Une stratégie de développement « bas carbone » sera associée à ces budgets. Elle se substituera à l'actuel plan climat et définira les grandes lignes des politiques, transversales et sectorielles, permettant d'atteindre les objectifs. Visant la cohérence d'ensemble, elle comprendra des orientations de long-terme, le cadrage économique et des recommandations sectorielles (secteurs énergétiques et non-énergétiques). Les différentes planifications et programmations de l'État prendront en compte, de même que les schémas régionaux et donc les Plans Climat-(Air)-Énergie Territoriaux (PCAET).

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, elle 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 sera élaborée pour chaque zone non interconnectée (DOM et Corse).

- Laurence CHEYROU, Maxime DURANDE, Timothée FUROIS, Cécile GOUBET, Daniel GRINFOGEL, Olivier DE GUIBERT, Vivien ISOARD, Frédérique MILLARD.

Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux et la sécurité d'approvisionnement

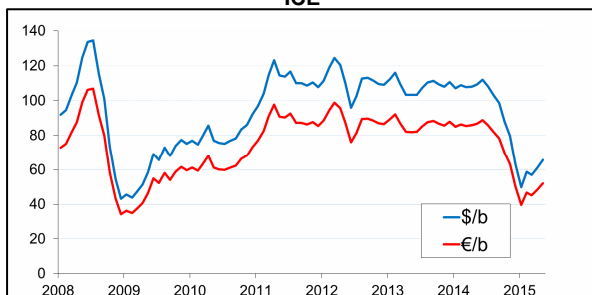
L'année 2014 a été marquée par une forte augmentation de la production mondiale de pétrole brut qui a entraîné une situation d'excédent de l'offre par rapport à une consommation moins forte que prévue et favorisé la chute des cours observée en fin d'année. Le cours du Brent ICE est néanmoins resté en moyenne sur l'ensemble de l'année à un niveau élevé, s'établissant à 99,4 dollars par baril.

La baisse de la consommation de gaz naturel s'est poursuivie en 2014 en Europe, ce recul de la consommation s'accompagnant d'une baisse de 23% du prix du gaz sur les marchés de gros du nord-ouest de l'Europe. La crise russo-ukrainienne n'a eu qu'un impact modéré sur les prix mais a en revanche remis sur le devant de la scène la problématique de la sécurité d'approvisionnement.

Les marchés pétroliers mondiaux

En dépit de la chute des cours observée en fin d'année, le cours moyen du Brent ICE est resté à un niveau élevé en 2014, s'établissant en moyenne à 99,4 dollars par baril (\$/b).

Figure 1 : Evolution du cours moyen mensuel du Brent ICE



Source : DGEC à partir de Reuters

L'année 2014 a été constituée de deux périodes bien distinctes.

Les cours du pétrole brut sont restés relativement stables durant le premier semestre, le cours du Brent se maintenant dans une fourchette comprise entre 104 \$/b et 111 \$/b entre janvier et mai. Durant cette période, les cours du pétrole se sont donc inscrits dans la continuité de la période de prix élevés initiée fin 2010 (cours moyen du Brent : 110,9 \$/b en 2011, 111,7 \$/b en 2012, 108,7 \$/b en 2013), le cours du Brent atteignant même 115 \$/b en juin dans le contexte de l'avancée de l'Etat islamique en Irak.

La seconde moitié de l'année 2014 a en revanche été marquée par une chute des cours. Celle-ci a dans un premier temps été progressive, le cours du Brent

passant de 112 \$/b fin juin à 80 \$/b mi-novembre, avant de s'accélérer en fin d'année suite à la décision prise par l'OPEP le 27 novembre de maintenir inchangés les quotas de production de l'organisation. Une baisse de moitié du cours du Brent a ainsi été observée lors du second semestre, celui-ci finissant l'année 2014 à 57 \$/b, un niveau qu'il n'avait plus atteint depuis mai 2009.

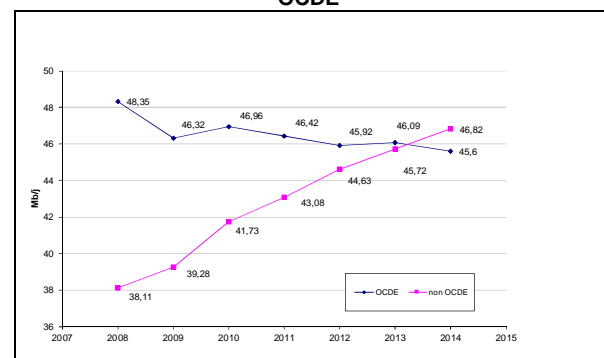
Sur l'ensemble de l'année 2014, avec une moyenne de 99,4 \$/b, le cours du Brent est en baisse (-8,5%) par rapport à 2013 (108,7 \$/b), mais reste à un niveau moyen élevé, proche de 100 \$/b.

La croissance de la consommation s'est poursuivie en 2014

L'année 2014 a connu la persistance d'un contexte économique dégradé. Le Fonds monétaire international a ainsi régulièrement revu en cours d'année les perspectives de croissance mondiale pour 2014. L'estimation finale de 3,3% est semblable au niveau de la croissance mondiale en 2013. La consommation mondiale de produits pétroliers a poursuivi sa croissance, augmentant de +0,6 Mb/j en 2014, dynamique cependant inférieure à celle observée en 2013 (+1,1 Mb/j).

Pour la première année, la demande des pays non OCDE (46,8 Mb/j) a été en 2014 supérieure à celle des pays de l'OCDE (45,6 Mb/j). La consommation des pays de l'OCDE a poursuivi sa baisse (-0,5 Mb/j par rapport à 2013), en raison du recul de la demande en Europe et au Japon. La demande des pays non-OCDE a au contraire crû de 1,1 Mb/j, rythme identique à celui observé en 2013.

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

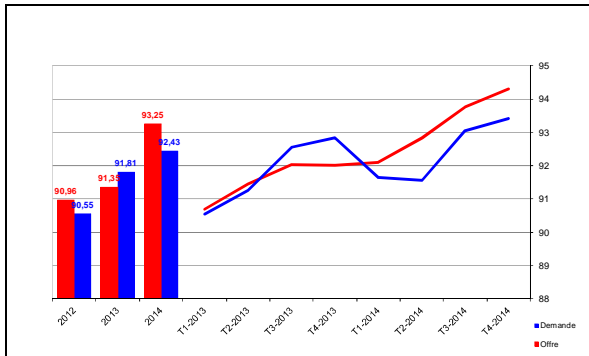


Source : AIE – Oil market report janvier 2015

La forte croissance de la production mondiale a entraîné une situation d'excédent de l'offre par rapport à la consommation

La production mondiale a fortement augmenté en 2014, passant de 91,4 Mb/j en 2013 à 93,3 Mb/j. Cette forte augmentation de la production a entraîné une situation de déséquilibre entre l'offre et la demande, l'excédent d'offre s'élevant en moyenne à 0,8 Mb/j sur l'ensemble de l'année 2014, contre un déficit de 0,5 Mb/j en 2013.

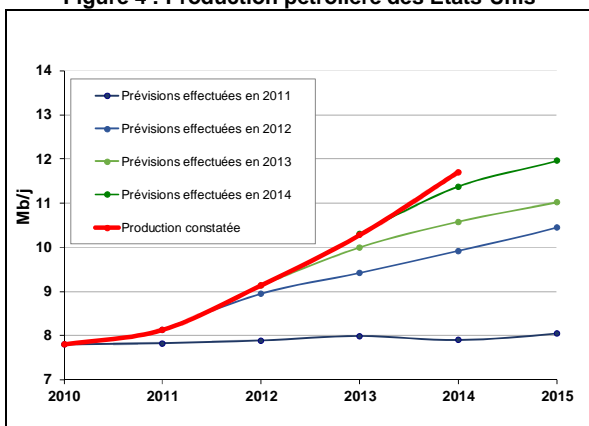
Figure 3 : Equilibre production - consommation annuel et trimestriel



Source : AIE – Oil market report janvier 2015

La forte croissance de l'offre mondiale s'explique principalement par l'augmentation de la production des Etats-Unis en 2014 (+1,6 Mb/j), supérieure à la dynamique de 2013 (+1,3 Mb/j). Portée par l'augmentation de la production de pétrole de schiste, la production américaine a ainsi été en 2014 supérieure aux prévisions, confirmant une tendance déjà observée en 2012 et 2013. Les progrès techniques réalisés tout particulièrement dans les forages horizontaux et les opérations de fracturation ont permis d'abaisser les coûts de production et d'attirer de nouveaux investisseurs.

Figure 4 : Production pétrolière des Etats-Unis



Source : AIE - Medium-term oil market report 2011-2014

La production de l'OPEP est restée stable par rapport à 2013, la baisse de la production libyenne étant compensée par l'augmentation de la production des autres pays membres de l'organisation, tout particulièrement l'Irak, l'insurrection islamiste en Irak n'ayant eu qu'un impact limité sur la production. La majeure partie de la production irakienne, située dans

le sud du pays, à l'écart de la zone de conflit, a en effet pu être exportée normalement tout au long de l'année 2014. La production irakienne a même connu une augmentation importante en fin d'année 2014, notamment suite à l'accord intervenu entre le gouvernement central de Bagdad et le gouvernement régional du Kurdistan.

En dépit du déséquilibre entre la production et la consommation mondiale, l'OPEP a décidé fin 2014 de laisser inchangés ses quotas de production

La réunion des pays membres de l'OPEP programmée le 27 novembre 2014 était la première depuis le début de la chute des cours du pétrole brut en juin 2014. Elle s'est soldée par la décision de laisser inchangés les quotas de production à 30 Mb/j pour les six premiers mois de 2015, soit 1 Mb/j au-dessus du niveau estimé nécessaire par l'OPEP pour équilibrer le marché. L'organisation s'est ainsi alignée sur la position défendue par l'Arabie Saoudite et le Koweït. D'autres pays membres de l'organisation au budget plus fragile, notamment le Venezuela, l'Algérie et l'Iran, défendaient au contraire une baisse des quotas de production afin de faire remonter les cours du brut.

En dépit des demandes répétées de ces pays, plus fragiles budgétairement et de l'adoption d'un budget saoudien en déficit pour l'année 2015, l'Arabie Saoudite continue de défendre la position décidée par l'OPEP en novembre 2014, expliquant que la correction du déséquilibre offre-demande doit être réalisée par le marché à travers une réduction des productions présentant les coûts les plus élevés. Ce message de l'Arabie Saoudite est également relayé par les Emirats Arabes Unis et le Koweït.

Suite à la décision de l'OPEP, la perspective du maintien à court terme de la situation d'excédent de la production par rapport à la consommation a favorisé l'accélération de la baisse des cours du pétrole brut à la fin de l'année 2014.

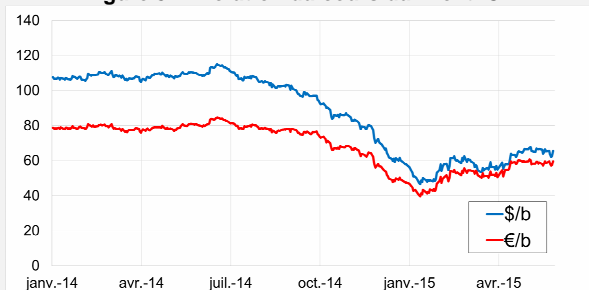
Vers un rééquilibrage du marché en 2015 ?

La chute des cours incite les entreprises pétrolières à réduire leurs investissements dans l'amont pétrolier. L'effet de ces réductions d'investissement est particulièrement visible sur les champs de pétrole de roche-mère, ces champs nécessitant en effet un développement continu par le biais de nouveaux forages, ce qui rend cette production potentiellement plus élastique aux prix. Le nombre de puits en cours de forage aux Etats-Unis a ainsi baissé de moitié entre novembre 2014 et avril 2015, ce qui a entraîné un ralentissement de la croissance de la production américaine de pétrole brut, une baisse étant même observée à partir d'avril 2015.

A court terme, la production de pétrole brut reste excédentaire par rapport à la consommation. L'Agence internationale de l'énergie prévoit ainsi un excédent supérieur à 2 Mb/j pour le second trimestre de 2015, les programmes de réduction des investissements mis en œuvre suite à la chute des cours n'ayant à court terme qu'un impact limité sur la production. La situation pourrait toutefois évoluer au second semestre. La

croissance de la demande de pétrole brut, la saisonnalité de la consommation ainsi que les premiers effets de la baisse des investissements dans la production pourraient en effet se cumuler et entraîner un rééquilibrage du marché, sans déboucher vers une remontée des prix jusqu'aux niveaux de début 2014.

Figure 5 : Evolution du cours du Brent ICE



Source : DGEC à partir de Reuters

La diversification des importations et le dispositif de stocks stratégiques permettent de sécuriser l'approvisionnement pétrolier de la France

La sécurité des approvisionnements en pétrole de la France s'appuie sur :

- les efforts en termes d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique qui permettent de limiter la dépendance envers les importations pétrolières ;
- la diversification des importations (cf. fiche n° 11 - Les importations et les exportations ; la facture énergétique) qui permet de limiter la vulnérabilité en cas de crise ;
- la surveillance du bon fonctionnement des marchés, qui s'exerce au niveau national et dans le cas des enceintes multilatérales comme le G20, afin que ceux-ci reflètent au mieux l'équilibre entre l'offre et la demande ;
- une participation au dialogue entre pays producteurs et pays consommateurs en vue de faire émerger une vision partagée des enjeux énergétiques et des risques et de favoriser la réalisation des investissements nécessaires.

Les stocks stratégiques de pétrole et de produits pétroliers (cf. fiche n° 15 sur les infrastructures pétrolières) constituent l'outil principal de gestion de crise. Dans le cadre de ses engagements envers l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'Union européenne, la France maintient un niveau minimum de stocks pétroliers destiné à surmonter les situations de crises d'approvisionnement internationales. En cas de perturbation majeure de l'approvisionnement en produits pétroliers, l'AIE est chargée de coordonner l'action collective de ses États membres.

En cas de crise, la France dispose également d'un mécanisme de sécurité, le Plan Ressources Hydrocarbures, comprenant différentes mesures pouvant être mises en œuvre afin de garantir ou rétablir, au moins à un niveau minimal, l'approvisionnement en hydrocarbures indispensable à la vie du pays.

Les marchés gaziers mondiaux

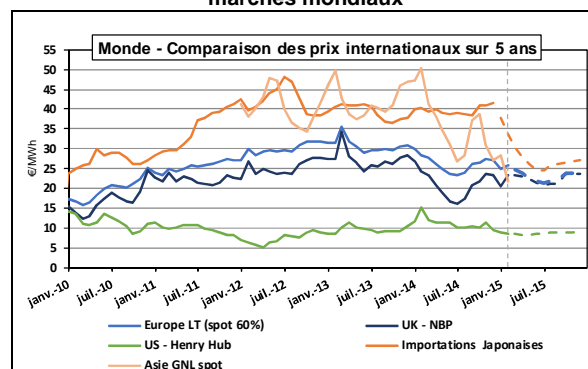
Une stagnation du commerce mondial du gaz en 2014

La consommation mondiale de gaz est restée atone en 2014 avec une croissance du gaz commercialisé estimée à seulement 0,3%¹, cette évolution venant confirmer le ralentissement observé depuis plusieurs années (1,5% en 2013, 2,3% en 2012 et 2,8% en 2011).

Cette stagnation globale cache toutefois une divergence d'évolution des trois principaux marchés :

- la croissance de la demande asiatique est restée soutenue en 2014 (+4% selon les premières estimations) et a ainsi constitué le principal moteur de la croissance mondiale. La production s'y développe rapidement (+7%), notamment en Chine (+16 Gm3; +14%), mais reste insuffisante pour satisfaire les besoins croissants de cette zone.
- la poursuite du développement des champs de gaz non conventionnels en Amérique du Nord a favorisé une forte croissance de l'offre en 2014 (+5,2%). La demande est également restée dynamique (+1,6%) sous l'effet de la croissance industrielle et de la rigueur de l'hiver.
- la chute de la consommation européenne s'est accentuée (-10% en 2014 contre -1,4% en 2013). Au déclin du gaz dans la production électrique débuté en 2011, s'est ajouté en 2014 un climat particulièrement clément. Cette chute de la consommation s'accompagne d'un déclin marqué de la production (-6% en 2014), la légère croissance de la production norvégienne (+2%, +2 Gm3) ne permettant pas de compenser la baisse importante de celle des Pays-Bas (-19%, -16 Gm3).

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



Source : DGEC à partir de Reuters

¹ Estimation CEDIGAZ, centre d'information international sur le gaz naturel, qui regroupe plus de 190 membres répartis dans 40 pays, dont la plupart des grandes compagnies pétrolières et gazières internationales.

La tension sur le marché asiatique s'est relâchée en 2014

Sur le marché asiatique, la majorité des approvisionnements est réalisée par le biais de contrats long terme indexés sur les cours de produits pétroliers. Les prix des achats effectués par ce biais sont restés relativement stables en 2014, s'établissant légèrement en dessous de 40 €/MWh. La chute des cours du pétrole brut observée au second semestre n'a pas eu d'impact significatif sur le prix de ces contrats en 2014, l'évolution des cours pétroliers n'étant reportée que progressivement sur les prix du fait de l'utilisation d'un lissage sur plusieurs mois.

Une croissance de la demande plus faible qu'escomptée, du fait de températures clémentes en hiver et en été, d'un contexte économique restant dégradé et de la concurrence du charbon pour la production électrique, ainsi qu'une offre de gaz naturel liquéfié (GNL) relativement confortable ont en revanche favorisé une baisse des cotations des cargaisons de GNL au jour le jour. Les cotations des cargaisons spot de GNL sur le marché asiatique ont reculé de 15% en 2014 pour s'établir autour de 36 €/MWh. Début 2015, la poursuite de 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.

En dépit d'une nouvelle hausse, le prix du gaz en Amérique du Nord est resté significativement inférieur à ceux observés sur les deux autres marchés majeurs.

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.

Sous la pression d'un accroissement de la demande du fait d'un hiver rigoureux, le prix du gaz sur le Henry Hub, principal hub gazier américain, a poursuivi sa remontée débutée en 2013 avec une nouvelle hausse de 18% en 2014. Les prix se sont ainsi établis en 2014 légèrement au-dessus de 11 €/MWh, soit un niveau équivalent à celui observé en 2010.

Cette hausse des prix limite le développement de la production électrique à partir de gaz naturel, les parts relatives du gaz (30%) et du charbon (37%) étant restées stables en 2014 aux Etats-Unis.

La production de gaz de schiste, qui était devenue la première source de gaz en 2013, poursuit sa forte croissance et permet ainsi de compenser le déclin de la production dans le golfe du Mexique. La production de gaz de schiste se concentre sur les gisements les plus productifs en gaz, ainsi que ceux permettant une production de liquides associés.

La baisse de la consommation a favorisé la baisse des cours du gaz naturel sur le marché européen en 2014

Le développement des hubs gaziers européens s'est poursuivi en 2014, les achats de gaz sur les marchés au comptant tendant à prendre une place de plus en plus importante en Europe. En moyenne, les prix sur ces places de marché du nord-ouest de l'Europe ont baissé de 23% en 2014 pour s'établir autour de 22 €/MWh. Cette baisse des prix a été favorisée par la réduction de la consommation, cette réduction s'expliquant par des températures hivernales clémentes, un contexte économique morose, ainsi que par l'absence de compétitivité du gaz par rapport au charbon pour la production d'électricité.

La baisse des cours a été particulièrement marquée en juillet, mois au cours duquel les prix sont passés sous la barre des 16 €/MWh et cela en dépit de la situation de crise entre l'Ukraine et la Russie. Cette crise n'a eu en effet aucune conséquence majeure sur les flux physiques de gaz russe vers l'Europe, ce qui a limité l'impact sur les prix spot du gaz en Europe. Les tensions russo-ukrainiennes ont en revanche soutenu les prix à terme pour l'hiver 2014/2015, l'accroissement du différentiel avec les prix spot favorisant ainsi durant l'été l'injection de gaz dans les stockages.

Le développement de la liquidité des marchés européens favorise par ailleurs une réduction de la part d'indexation des contrats long terme sur le pétrole au profit d'une indexation sur les prix du gaz sur les places de marché. Dans le nord-ouest de l'Europe, les contrats long terme sont ainsi en moyenne indexés à plus de 60% sur le prix de marché. En moyenne, on peut estimer que le prix d'achat via des contrats long terme a connu une baisse de 15% en 2014 à 25 €/MWh, bénéficiant de la baisse des cotations pétrolières (-10%) et de la baisse des prix de marché (-23%).

Les variations relatives du prix du gaz en Europe et des cotations du GNL en Asie ont favorisé le retour des cargaisons vers le marché européen. Ces cargaisons supplémentaires ont permis de mettre fin à la baisse continue des importations de GNL en Europe depuis 2011 et l'accident de Fukushima.

Vers un rapprochement des prix entre zones en 2015 ?

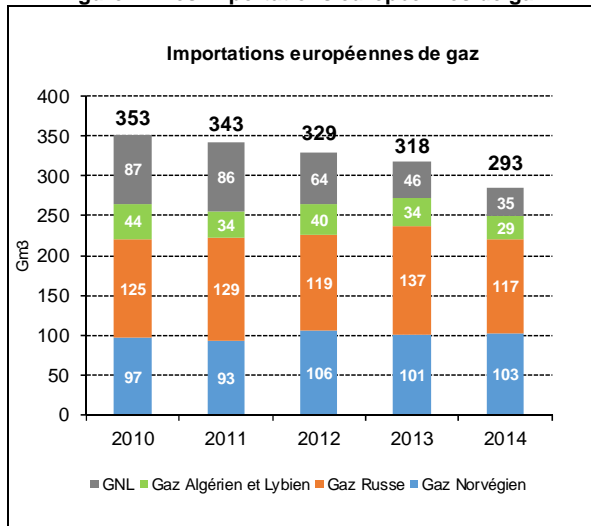
La baisse des cours du pétrole brut devrait favoriser une baisse des prix du gaz en Asie, marché sur lequel les contrats long terme sont majoritairement indexés sur les cours pétroliers. Un resserrement des écarts de prix entre l'Europe et l'Asie pourrait ainsi avoir lieu.

La mise en service des premières installations d'exportations de GNL américain, prévue pour la fin de l'année 2015, pourrait à terme limiter les différentiels entre le marché américain et les marchés européens et asiatiques, sans pour autant permettre une complète convergence du fait des coûts de liquéfaction et de transport du GNL.

La crise russo-ukrainienne est venue rappeler l'importance de la problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz

L'Union européenne importe près de 70% de sa consommation de gaz, dont un peu moins de 30% en provenance de Russie (117 Gm³ sur une consommation de 410 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° 11 - 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°10

Les marchés européens de l'électricité

La baisse des prix de l'électricité sur les marchés de gros en Europe se poursuit. Plusieurs réformes de fond sont engagées pour restaurer des signaux économiques et garantir la sécurité d'approvisionnement.

L'année 2014 confirme la tendance baissière observée depuis quelques années sur les marchés de gros de l'électricité européens, aussi bien sur les marchés *spot* que sur les marchés à terme. Les marchés européens restent en effet globalement affectés par une situation de surcapacité, du fait d'une demande électrique qui reste atone (conséquence directe de la crise économique et des efforts de maîtrise de la demande) et d'une forte croissance des capacités de production, notamment renouvelables. Des tensions peuvent toutefois apparaître en période de pointe dans certains pays.

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 465 TWh en 2014 (source : RTE), soit une baisse importante par rapport à 2013 (-6%), principalement liée aux températures élevées constatées en 2014. Corrigée de l'aléa climatique et du secteur de l'énergie, RTE estime la baisse de consommation à -0,5%. En puissance, cela correspond à une demande moyenne de l'ordre de 53 GW, avec une forte variabilité (de 30 GW la nuit en été, à plus de 80 GW en hiver à la pointe de consommation).

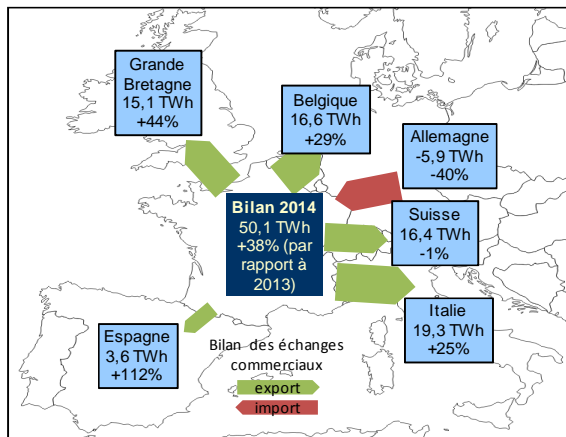
Contrairement aux autres pays d'Europe, la demande électrique en France est particulièrement thermosensible, ce qui s'explique par le fait que près d'un tiers des ménages français a un chauffage électrique. En 2014, une chute d'1°C de la température extérieure en hiver correspondait à un besoin en puissance supplémentaire de 2,4GW (soit près de 50% de la thermo-sensibilité européenne). Le record de puissance appelée de février 2012 (102,1 GW) n'a pas été battu en 2014, puisqu'en l'absence de vague de froid comparable à celle de 2012, la pointe horaire de consommation s'est établie à 82,5 GW en décembre. Le minimum de consommation s'est lui établi à 29,5 GW en août.

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).

Influence des interconnexions sur les prix

En 2014, le solde des échanges de la France avec ses voisins est exportateur de 65 TWh, en nette hausse par rapport à 2013 (+38%). 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 2014 et évolution par rapport à 2013



Source : RTE – adaptation DGEC

Ces 65 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 900MW.

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 ainsi globalement exportatrice : 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 mai, juin, juillet et août 2014, la France a été exportatrice nette vers l'ensemble de ses voisins, y compris l'Allemagne. Ce bilan exportateur en moyenne masque cependant une situation importatrice à la pointe comme l'a montré le mois de février 2012.

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.

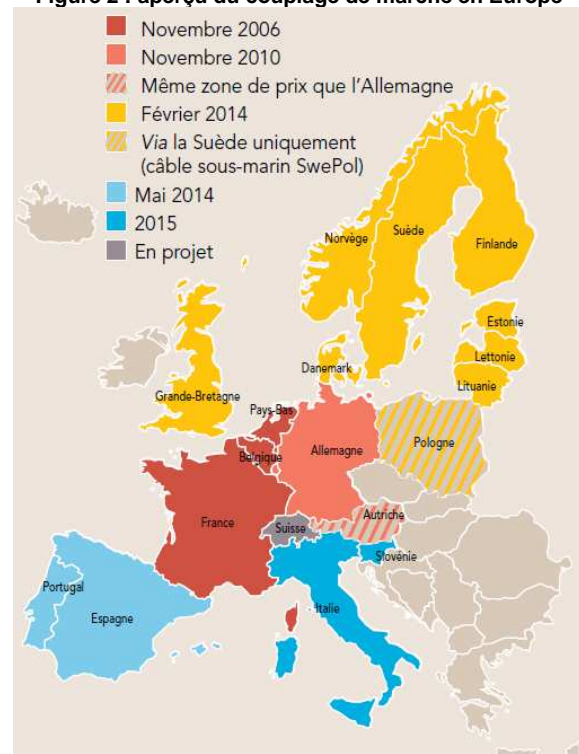
Le couplage de marché en Europe

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 de l'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.

Figure 2 : aperçu du couplage de marché en Europe



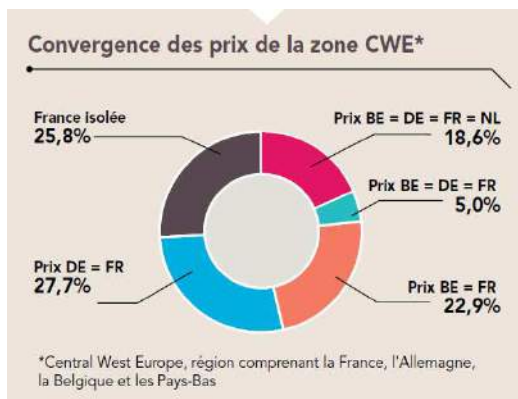
Source : RTE, bilan électrique 2014

Bilan du couplage de marché journalier

En 2014, les prix de marché ont été égaux sur l'ensemble de la zone CWE : 19% du temps contre 15% en 2013 mais 46% en 2012 et 66% en 2011. Cette moindre convergence par rapport à 2011 et 2012 s'explique par les changements rapides intervenus dans les mix électriques au sein de la zone, qui se caractérisent par une forte poussée des énergies renouvelables intermittentes.

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.

Figure 3 : bilan 2014 du couplage du marché journalier entre la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas



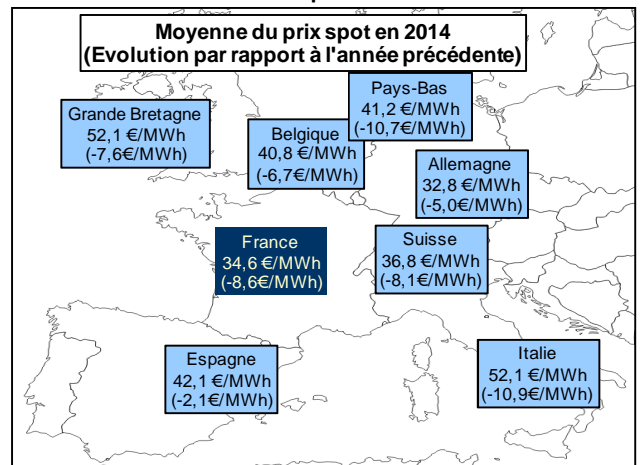
Source : Bilan électrique 2014 de RTE

Des prix de gros qui poursuivent leur baisse

La baisse sensible des prix sur les marchés de gros déjà constatée en 2012 et 2013 se poursuit sur l'année 2014, aussi bien sur les marchés à terme que sur les marchés spot en France et chez la plupart de nos voisins européens.

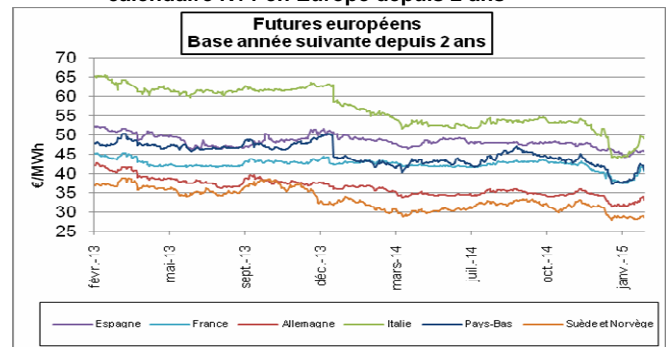
Cette baisse des prix s'explique principalement par un effet combiné de la crise économique qui perdure en Europe, des efforts de maîtrise de la consommation, de la baisse du prix des combustibles et des quotas CO2, du développement important des énergies renouvelables, en particulier en Allemagne et de températures élevées qui ont eu pour conséquence une consommation d'électricité faible, en particulier en France.

Figure 4 : moyenne des prix spot (« day-ahead ») en Europe



source : Reuters – adaptation DGEC

Figure 5 : évolution des prix à terme pour l'année calendaire N+1 en Europe depuis 2 ans



source : Reuters – adaptation DGEC

Une contraction de la demande industrielle

La demande corrigée des aléas climatiques se maintient en France à un niveau quasi constant depuis 2010, alors qu'elle a augmenté de presque 10% entre 2002 et 2008. Ceci est dû notamment à une baisse de la consommation dans le secteur industriel. Depuis début 2011, la consommation des PME/PMI diminue à un rythme annuel de l'ordre de 1% tandis que la consommation de la grande industrie, depuis le second semestre 2011, a baissé de l'ordre de 4% par an.

En Europe¹, la demande a diminué de 6% entre 2008 et 2014, soit une baisse de 155 TWh (source : données ENTSO-E).

Une augmentation des capacités de production

La demande peine à se redresser alors que parallèlement d'importantes capacités, surtout des capacités renouvelables intermittentes, sont installées chaque année. Au niveau de la plaque européenne, ce sont 97 GW de capacités renouvelables supplémentaires qui ont été installées entre fin 2010 et fin 2013 (source : données ENTSO-E), pour 173 TWh d'énergie produite supplémentaire en 2013 par rapport à 2010 à partir d'énergies renouvelables. En France, le volume de nouvelles capacités raccordées s'est élevé

¹ Au périmètre des données de l'ENTSO-E de 2008.

en 2014 à 963 MW pour l'éolien et 926 MW pour le photovoltaïque.

L'électricité renouvelable est prioritaire à l'injection et son coût marginal de production est souvent faible (le vent, le soleil, le courant des rivières sont gratuits). Ceci a pour effet de déplacer la courbe de l'offre électrique et fait ainsi baisser les prix de gros par éviction de l'électricité la plus chère.

Les prix de détail, eux ne suivent pas la même tendance : ainsi les prix TTC pour le consommateur final en Europe ont augmenté sensiblement (+29,5% entre le 1^{er} semestre 2008 et le 1^{er} semestre 2014 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 de l'Europe de l'Ouest, mais des prix totaux parmi les plus élevés pour les ménages (la taxe EEG, qui finance les régimes de soutien aux renouvelables électriques s'établissait à 62,4 €/MWh en 2014).

Un recours accru au charbon dans certains pays européens et une augmentation des émissions de gaz à effet de serre

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 désormais à 7€/tCO₂ 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 dans la production d'électricité. Le taux d'utilisation moyen des centrales au charbon est ainsi aujourd'hui plus élevé que celui des centrales au gaz, ce qui engendre des émissions de CO₂ supplémentaires dans de nombreux pays européens comme l'Allemagne.

Les cycles combinés à gaz (CCG) souffrent ainsi d'une diminution de leur nombre d'heures de fonctionnement, 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 réformes 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 sont en cours au niveau européen pour restaurer un signal sur le prix du carbone lisible par les

investisseurs. Ainsi, le projet de réserve de stabilité permettra au marché des quotas d'être plus résistant aux chocs de demande, évitant ainsi les fluctuations trop brutales du prix du carbone qui peuvent être néfastes à cette visibilité.

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

Jusqu'à présent, 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 sont donc rémunérées sans que l'électricité produite ne passe par le marché.** Un opérateur possédant des capacités renouvelables n'a 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.

Au niveau européen, 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 seront proposées. Ils s'agira de mieux intégrer les énergies renouvelables au marché (pour certaines installations : vente directe de l'énergie produite sur le marché, avec un soutien versé sous forme de prime et non plus de tarif d'achat ; responsabilisation des écarts sur le mécanisme d'ajustement) et au système électrique (pour certaines installations : participation au réglage de tension et aux services systèmes à la baisse pour les énergies fatales, incitation à de meilleures prévisions de leur production), dans le but de réduire les distorsions induites par les dispositifs de soutien, en particulier le phénomène de prix négatifs, rare en France mais plus fréquent en Allemagne.

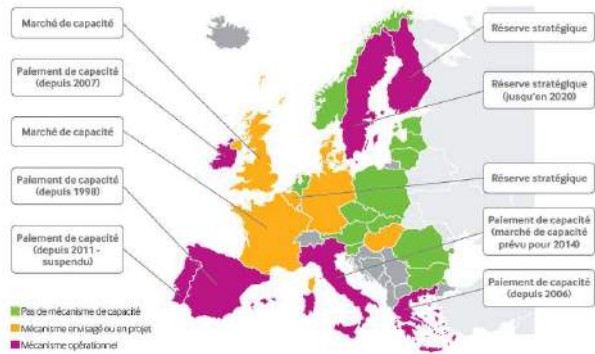
Plusieurs pays de l'Union européenne mettent en place des mécanismes de capacité

Au regard des prix de gros actuels, 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 6 : les mécanismes de capacité en Europe

Figure 8 – État des Mécanismes de Capacité en Europe (2013)
 (Source : ACER)



source : RTE, à partir de l'ACER

Ces mécanismes peuvent prendre différentes formes (réserves stratégiques, paiement de capacité, marché de capacité), et répondent à des problématiques très diverses d'un pays à l'autre (gestion de la pointe, besoins de « back-up » renforcés pour gérer l'intermittence, besoins 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 à la réalisation des investissements nécessaires (effacement ou production).

- Antoine CARON

N°11

Importations, exportations, facture énergétique

La facture énergétique baisse en 2014 de plus de 11 Md€ par rapport à son haut niveau des trois dernières années.

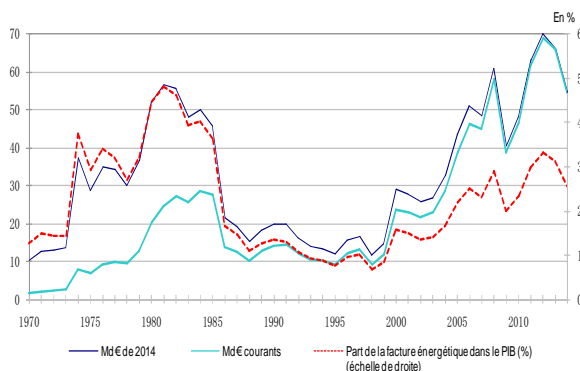
La facture énergétique de la France recule sensiblement en 2014 par rapport à son haut niveau des trois dernières années, à moins de 55 milliards d'euros (Md€). Elle s'allège ainsi de plus de 11 Md€ par rapport à 2013. Cette baisse touche l'ensemble des produits, du fait du cumul d'un effet prix et d'un effet volume sur les hydrocarbures. L'excédent commercial d'électricité, orienté à la hausse, contribue également à atténuer légèrement la facture énergétique de la France.

Une facture énergétique en forte baisse en 2014

La facture énergétique de la France (cf. encadré) baisse sensiblement en 2014 par rapport à son haut niveau des trois dernières années. Elle s'établit à 54,6 milliards d'euros (Md€), soit un recul de 17,1%, qui conduit à un allègement de plus de 11 Md€ sur un an. Le niveau ainsi atteint équivaut à 2,6 % du produit intérieur brut, contre plus de 3 % entre 2011 et 2013. Dans les années 1990, ce taux n'était que de 1 %. Il a ensuite oscillé entre 1,5 % et 2,5 % dans les années 2000, à l'exception de l'année 2008 où il a frôlé les 3 %, en raison de la flambée des prix des énergies.

Même en nette diminution, la facture énergétique reste légèrement supérieure au déficit commercial de la France, évalué par les Douanes¹ à 53,8 Md€.

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



Source : données des Douanes, calculs SOeS

Les produits pétroliers y contribuent à 82 % en 2014. La facture pétrolière a régressé nettement par rapport à celle de 2013, de - 12,8 %, pour un total de 45 Md€, soit une économie de 6,6 Md€ au total. Cette baisse touche davantage encore le pétrole brut que les produits raffinés (respectivement - 14,9 % et - 8,7 %).

¹ « Le chiffre du commerce extérieur », DGDDI-Douanes, février 2015.

D'une part les prix du brut importé et des produits raffinés ont fléchi en 2014 par rapport à 2013, respectivement de - 7,9 % et - 8,4 % (prix moyens coût, assurance et fret – CAF - à l'importation en euros courants par tonne). Cette tendance est directement liée aux évolutions du pétrole brut, avec un Brent se situant en dessous de la barre symbolique de 100\$/baril, soit un retrait de près de 9 % par rapport à 2013. D'autre part, les volumes de pétrole brut importé ont baissé, alors que les produits raffinés sont restés quasi stables, d'après les Douanes.

La baisse de la facture gazière est encore plus prononcée, sous l'effet conjugué des prix et surtout des volumes. Tant le prix spot que ceux des contrats de long terme (plus de dix ans) diminuent. Le recul des volumes est le résultat d'une faible demande, particulièrement liée à la douceur exceptionnelle des températures. Ainsi, la facture gazière s'établit à 10,3 Md€, soit une chute de 27 % par rapport à celle de 2013, soit une économie de 3,8 Md€.

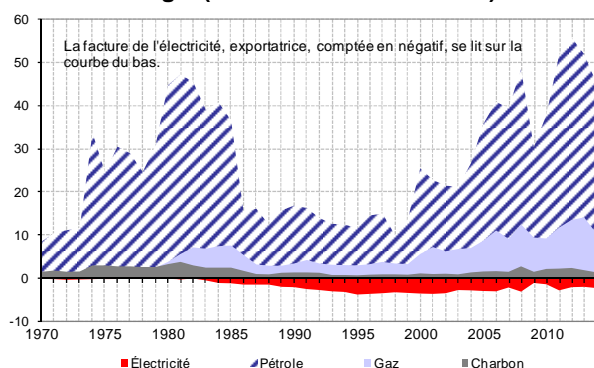
La facture charbonnière diminue encore, de 25,9 % en 2014, pour un total de seulement 1,4 Md€. Elle ne représente ainsi en 2014 plus que 2,6 % du solde importateur en valeur. Cette évolution s'explique également par la baisse des prix, cumulée à une forte régression des volumes, notamment du fait d'une moindre sollicitation des centrales à charbon.

Les exportations d'électricité permettent à la France d'alléger sa facture énergétique globale, avec un excédent commercial dû aux échanges d'électricité de 2,1 Md€ en 2014, en hausse de 19,4 % par rapport à 2013.

Le poids relatif de la facture énergétique dans les importations descend à 14 %, après avoir dépassé 16 % en 2012 et 2013. Elle continue de peser lourdement toutefois sur le commerce extérieur de la France : en 2014, il fallait en moyenne un mois et demi d'exportations totales du pays pour compenser la facture énergétique. Si cela représente plus de neuf jours de moins que la moyenne des trois dernières années, ce niveau n'en demeure pas moins élevé.

Périmètre de la facture énergétique

La facture énergétique correspond au solde du commerce extérieur en valeur des produits énergétiques : 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 de 800 millions d'euros en 2013.

Fig. 2 : La facture énergétique déclinée par type d'énergie (en millions d'euros 2014)

Source : données des Douanes, calculs SOeS

Fig. 3 : Le commerce extérieur de l'énergie en 2014 (en millions d'euros courants)

	Importations CAF *			Exportations FAB *			Facture			
	2013	2014	2013-2014 (%)	2013	2014	2013-2014 (%)	2013	2014	2013-2014 (%)	2013-2014 (M€)
Combustibles minéraux solides	1 930	1 452	- 24,8	16	34	+ 115,8	1 914	1 418	- 25,9	- 496
Pétrole brut	34 372	29 222	- 15,0	43	3	- 93,3	34 328	29 219	- 14,9	- 5 109
Produits pétroliers raffinés	29 192	26 921	- 7,8	11 977	11 206	- 6,4	17 215	15 714	- 8,7	- 1 501
Total pétrole	63 563	56 142	- 11,7	12 020	11 209	- 6,7	51 543	44 933	- 12,8	- 6 610
Gaz	14 790	11 434	- 22,7	617	1 086	+ 76,0	14 173	10 347	- 27,0	- 3 825
Pétrole et gaz	78 353	67 576	- 13,8	12 637	12 295	- 2,7	65 716	55 281	- 15,9	- 10 435
Électricité	1 418	987	- 30,4	3 212	3 129	- 2,6	-1 794	-2 142	+ 19,4	- 348
Total	81 701	70 015	- 14,3	15 864	15 458	- 2,6	65 836	54 557	- 17,1	- 11 279

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

Source : données des Douanes, calculs SOeS

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

	1973	1980	1985	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014
Facture énergétique en milliards d'euros courants (CAF/FAB*)	2,6	20,3	27,5	14,2	13,1	22,9	23,5	38,7	46,5	69,0	65,8	54,6
Facture énergétique en milliards d'euros 2014	13,3	51,5	45,2	19,7	16,3	27,2	28,5	42,5	47,5	69,6	66,2	54,6
Part des importations d'énergie dans les importations totales (en %)	12,4	26,4	22,1	9,4	8,0	9,3	9,6	13,1	13,2	16,8	16,1	14,0
Nombre de jours d'exportations totales pour couvrir la facture énergétique	nd	99,0	72,8	28,8	18,6	25,2	26,4	39,7	43,0	57,0	55,0	45,6
Equivalence entre la facture énergétique et la richesse produite en France - indicateur facture / PIB - en %	1,4	4,5	3,6	1,3	1,0	1,5	1,6	2,2	2,3	3,3	3,1	2,6
Cours moyen du dollar en euros	0,68	0,64	1,37	0,83	0,89	1,12	1,09	0,80	0,76	0,78	0,75	0,75

Source : données des Douanes, calculs SOeS

Les hydrocarbures : un solde en nette régression

En volume, le solde importateur des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) diminue fortement, de 6,5 %, par rapport à son niveau de 2013, après conversion en tonne équivalent pétrole. Cette tendance touche l'ensemble des énergies, à l'exception des produits pétroliers raffinés, dont l'évolution est à peu près stable.

Le gaz

A 518,7 TWh, les entrées brutes de gaz sur le territoire sont en repli de 5,6 % en 2014, après une stagnation en 2013 (+ 0,4 %). Les entrées brutes par gazoduc diminuent de 3,0 % en 2014, sous l'effet du

net recul des entrées de gaz russe à Obergailbach. De mai à octobre, les entrées brutes par gazoduc ont progressé par rapport à leur niveau de 2013, mais elles ont fortement reculé la plupart des mois de chauffe.

Les sorties de gaz ont augmenté sensiblement (+ 40,8 %), principalement vers la Suisse (quasi triplement des flux), mais aussi vers l'Espagne (+ 25 %).

Les injections de GNL dans le réseau sont en nette diminution pour la troisième année consécutive (- 19 % en 2014 et en 2013, après - 33,0% en 2012). Le GNL regazéifié ne représente plus que 13,4 % des entrées brutes de gaz en 2014, contre 15,7 % en 2013 et 28,0 % en 2011. Les injections à Montoir-de-Bretagne affichent la plus forte baisse (- 24,6 % en

2014) et ne représentent plus que 13 % du total du GNL injecté dans le réseau, contre 87 % pour le site méthanier de Fos-sur-Mer.

Sous le double effet de la baisse des entrées brutes et de la hausse des sorties, le solde des entrées-sorties diminue de 11,1 % en 2014, à 436,6 TWh, soit son plus bas niveau depuis 2002.

La part des contrats de court terme (moins de deux ans) dans les approvisionnements, qui avait atteint 15,7 % en 2012, avant de céder 1,3 point en 2013, est en forte augmentation en 2014, à 21,9 %. En 2014, les prix sur les marchés du nord ouest de l'Europe ont baissé plus fortement que les prix des approvisionnements réalisés via des contrats de long terme, entraînant ainsi un plus grand recours aux approvisionnements sur le marché spot.

La Norvège renforce sa place de principal fournisseur de gaz naturel de la France, avec 38,1 % du total des entrées brutes, et des quantités stables par rapport à 2013. La Russie reste le deuxième fournisseur devant les Pays-Bas, mais les volumes importés diminuent respectivement de 37 % et 27 %. Avec 9,5 % des entrées brutes, le GNL algérien est la quatrième source d'approvisionnement de la France, en repli de 18 % sur un an, tandis que le GNL qatari poursuit la baisse entamée en 2012 et représente moins de 2 % des entrées brutes en 2014. Les achats « spot » sur les marchés belge ou allemand de gaz, dont la provenance n'est pas connue avec précision, représentent le quart des entrées brutes, contre seulement 16 % en 2013.

conséquence notamment de la deuxième guerre civile en Libye. A contrario la part des pays du Moyen-Orient continue de progresser, et les importations en provenance d'Afrique subsaharienne ont largement augmenté (Angola, Nigeria). Ainsi, le poids des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) s'est encore accru, et dépasse 53 % des importations françaises de pétrole brut ; ce niveau n'avait pas été atteint depuis 1998. L'Arabie Saoudite et le Kazakhstan restent les premiers fournisseurs de la France. Le Nigeria, d'où proviennent 11,4 % des importations françaises, gagne deux places pour se classer en troisième position, devant la Russie (9,8 %) et la Norvège (8,0 %). Les importations en provenance de l'Angola ont doublé, à 3,2 Mt.

Fig. 5 : Approvisionnement en gaz naturel entre 2012 et 2014 (en TWh PCS)

	2012	2013	2014	2014 (%)
Total des entrées brutes (transit inclus)	547,4	549,5	518,7	100,0
- selon le pays d'origine				
Norvège	212,9	198,7	197,8	38,1
Pays-Bas	82,0	76,3	55,8	10,8
Russie	74,0	98,3	62,3	12,0
Algérie	47,8	59,4	49,0	9,5
Qatar	21,7	17,6	9,5	1,8
Swap*	39,0	12,4	9,9	1,9
Égypte	9,2	1,0	0,0	0,0
Trinité et Tobago	2,6	0,0	0,0	0,0
Nigeria	3,7	0,0	0,9	0,2
Autres et indéterminés	54,6	85,8	133,4	25,7
- selon le type de contrat				
court terme	85,9	79,1	113,6	21,9
moyen et long terme	461,5	470,3	405,1	78,1
- selon la forme de gaz				
gaz naturel sous forme gazeuse	440,5	463,1	449,2	86,6
gaz naturel liquéfié (GNL)	106,9	86,4	69,5	13,4
Total des sorties (transit inclus)	69,3	58,3	82,1	15,8
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	478,1	491,2	436,6	84,2

* Essentiellement, réception par GDF-Suez à Montoir de gaz en provenance du Nigeria pour le compte de l'Italie
Source : calcul SOeS, d'après GRT-gaz, TIGF et fournisseurs de gaz.

Le pétrole et les produits pétroliers

Après une diminution significative en 2012 (- 11,4 %), les quantités de pétrole brut importées ont continué de décroître en 2013 et 2014, à un rythme toutefois moins soutenu (- 2,2 % puis - 3,4 %), pour s'établir à 53,6 millions de tonnes (Mt) en 2014. Le poids des pays de l'ex-URSS et de l'Afrique du Nord dans les importations françaises a de nouveau reculé,

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

Grandes zones	1973		1979	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014	
		%											%
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	11,1	9,8	11,8	12,8	23,8
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	12,1	9,7	9,0	7,7	14,3
Afrique subsaharienne	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	8,2	11,3	10,2	11,9	22,1
Mer du Nord ¹	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	10,6	6,1	7,0	5,9	11,0
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	21,0	18,4	16,8	15,0	27,9
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,4	0,3	0,9	1,0	1,5	0,9	0,5	0,9
Total	134,9	100,0	125,9	73,9	73,4	78,0	85,6	84,2	64,1	56,8	55,6	53,6	100,0
dont Opep ²	127,8	94,7	111,8	36,7	41,7	42,7	41,8	38,2	27,6	24,4	26,1	28,7	53,6
OPEP hors Irak	109,1	80,8	89,1	30,4	38,7	42,7	34,5	36,8	25,2	22,6	24,8	27,5	51,3
Principaux fournisseurs													
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	6,0	7,8	10,2	11,1	20,7
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	6,8	7,2	7,2	7,1	13,3
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	2,8	4,0	4,9	6,1	11,4
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	11,1	8,3	6,7	5,2	9,8
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	7,0	4,7	5,0	4,3	8,0
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	0,9	2,9	3,1	3,7	6,9
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	3,4	1,3	1,6	3,2	5,9
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	10,2	6,4	4,8	3,0	5,6
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	3,1	2,9	2,8	2,6	4,8
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	3,4	1,3	1,9	1,4	2,5
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,4	1,8	1,2	1,2	2,3
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,6	3,3	1,6	1,2	2,2
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	1,3	1,3	0,6	0,3	0,5
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,1	0,2
Brésil	-	-	-	-	-	-	0,1	0,3	0,6	1,4	0,4	-	-

¹ Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark

² 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

Source : SOeS

Les importations de produits finis sont en très faible hausse (+ 0,6 %), alors que les exportations sont quasiment stables (- 0,1 %). Ainsi, le déficit des échanges évolue peu entre 2013 et 2014, passant de 22,2 Mt à 22,5 Mt. En 2014 encore, ce léger déficit est surtout imputable à l'ensemble gazole/fioul domestique qui représente 54 % des importations, et, dans une moindre mesure, aux carburéacteurs. Les deux premiers fournisseurs restent les États-Unis et la Russie, avec respectivement 26 % et 22 % de part de marché. Bien qu'ils soient moins élevés, les soldes importateurs des carburéacteurs et du GPL aggravent le déficit. Les exportations d'essence, en particulier vers les États-Unis et les Pays-Bas (23 % ex-æquo des exportations totales), tendent au contraire à atténuer ce déficit.

¹ FOD : Fioul domestique

² GPL : Gaz de pétrole liquéfié

Source : SOeS, d'après les statistiques des Douanes

Fig. 7 : Importations et exportations de produits raffinés en 2014 (en millions de tonnes)

	Importations (I)	Exportations (E)	Solde importateur (I - E)
Gazole/FOD ¹	22,5	1,8	20,7
Carburéacteurs	4,4	1,2	3,2
GPL ²	3,7	1,1	2,7
Coke de pétrole	0,9	0,0	0,9
Fioul lourd	5,0	5,9	-0,8
Bitumes	1,1	0,3	0,9
Essence	0,3	3,8	-3,5
Naphta	2,2	2,4	-0,2
Lubrifiants	0,8	1,4	-0,6
Autres	0,4	0,9	-0,5
TOTAL	41,3	18,8	22,5

- Sami Louati, Evelyne Misak, Didier Cadin.

Les marchés carbone européen et mondiaux

17 marchés représentant 40 % du PIB mondial et 11 % des émissions

Depuis l'établissement du Protocole de Kyoto en 1997, de nombreuses initiatives visant à établir des marchés carbone ont vu le jour dans le monde, au premier rang desquelles le marché carbone européen. Depuis 2005, la part des émissions mondiales couvertes par un système d'échange de quotas a augmenté de 73%. Ces différents systèmes s'inspirent les uns des autres dans leurs modalités qui doivent cependant s'adapter aux spécificités locales. 2014 a été une année particulièrement active avec le lancement des discussions sur les réformes structurelles pour le marché carbone européen, la mise en œuvre de la réforme du marché carbone « *Regional Greenhouse Gas initiative* » (RGGI)¹ aux Etats-Unis, la connexion effective entre les marchés californien et québécois, le lancement des marchés pilotes en Chine, etc. Début 2015, la Chine a annoncé le lancement de son marché carbone national domestique en 2016 et la Province canadienne de l'Ontario pourrait également lancer son marché. 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.

Au total, ce sont donc 17 marchés carbone représentant 40 % du PIB mondial et 11 % des émissions qui sont mis en œuvre actuellement en tant qu'outil de réductions d'émissions de gaz à effet de serre.

Les marchés carbone : un outil de réduction de émissions de gaz à effet de serre

Marchés carbone : les grands principes de fonctionnement

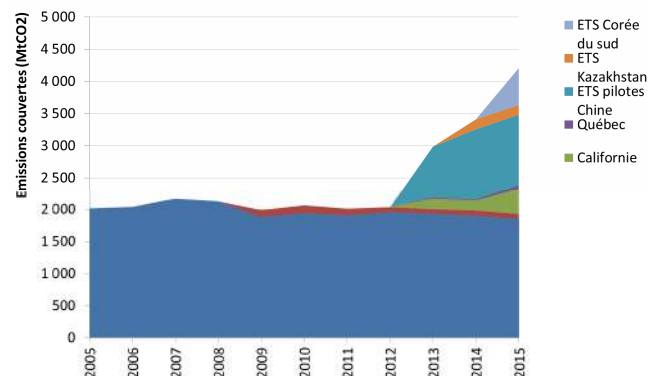
Les marchés carbone, également nommés systèmes d'échange de quotas d'émissions ou système de permis d'émissions négociables (*angl*: *Emissions trading schemes – ETS*), sont des outils réglementaires facilitant l'atteinte pour tout ou partie des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre déterminés politiquement (par exemple, l'Union européenne s'est fixée un objectif de réduction de 20% en 2020 par rapport à 1990² – voir fiche 8). Ils fixent un plafond d'émissions qui permet de limiter la

quantité de gaz à effet de serre émise. Cette limite se traduit par la quantité de quotas d'émissions mise en circulation. Les participants peuvent acheter ou vendre des quotas, 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. Dans la théorie économique, un marché carbone est l'instrument le plus efficace pour réaliser un niveau donné de réductions d'émissions de façon coût - efficace.

Les marchés carbone connaissent un fort développement international depuis près de 10 ans

Entre 2005 et 2013, la part des émissions mondiales couvertes par un système d'échange de quotas a augmenté de 73 % (source : Chaire économie du climat, 2013). Le bilan fin 2014 confirme l'intérêt croissant pour ce type de mécanisme réglementaire avec 17 marchés carbone déjà opérationnels et 14 à l'étude.

Figure 1 - Emissions couvertes par un marché carbone



Source : Chaire économie du climat, 2015

Les marchés carbone couvrent 40% du PIB mondial et 11% des émissions dans 35 pays, 12 Etats ou Provinces et 7 villes (sources : ICAP status report 2015 et Banque Mondiale 2014). 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.

¹ Le REGGI couvre les émissions du secteur électrique de 9 Etats du nord est des Etats Unis. Suite à un fort déséquilibre offre – demande, la réforme du marché a abouti à une baisse du plafond d'émissions : -45 % pour 2014, puis -25 % par an en moyenne sur la période 2015–2020

² Ceci correspond à une réduction de 14% en 2020 par rapport à 2005, qui est ventilée en 21% pour les secteurs relevant du marché carbone européen, et 10% pour les autres secteurs

Le Protocole de Kyoto : fondation pour le développement des marchés carbone

Le Protocole de Kyoto de 1997 fixe des objectifs aux 40 pays les plus industrialisés (listés à l'annexe B du Protocole), qui doivent collectivement réduire leurs émissions d'au moins 5% sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. L'objectif est différencié par pays. Les émissions considérées comprennent six gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique : CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆. Les pays hors annexe B n'ont pas d'engagements de réduction d'émissions. Le Protocole est formellement lancé en 2005.

Flexibilité et transferts de technologies : les mécanismes de projet

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 MdUSD³ 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 les projets n'auraient pas lieu de toute façon, et 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 aujourd'hui victimes de leur succès et d'une faible demande liée en partie à l'absence, à ce jour, de fortes contraintes sur la réduction des émissions dans le monde (plus de

nouveaux marchés émergent, plus il y a de nouvelles demandes potentielles pour ces crédits). En effet, si ces mécanismes ont permis de lancer de très nombreux projets, la demande pour les crédits issus de ces projets est limitée. 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

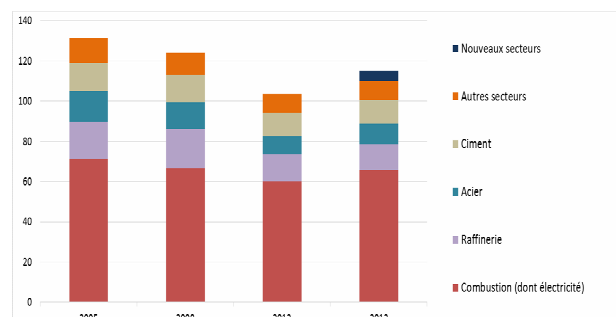
Une première revue disponible depuis 2014 montre que les émissions des pays de l'annexe B ont été réduites de plus de 22% contre un objectif de 5%.

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 fête ses 10 ans

L'Union européenne a voté en 2003 le marché carbone européen, ou *European Union Emissions Trading Scheme* (EU ETS). Il est entré en vigueur en 2005 sur le secteur électrique et les 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.

Figure 2 - Répartition des émissions françaises par secteur (Mt)



Source : agence européenne de l'environnement, ETS data viewer d'après EUTL

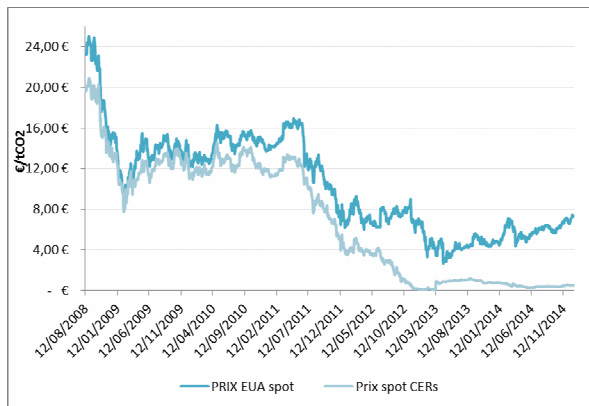
³ CDC climat recherche (2012) sur la base des données financières publiques de 4000 projets.

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. 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 août 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, entre autres, d'une proposition législative visant à instaurer une réserve de stabilité du marché à compter de 2021 lui fait suite. 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 €. Les projections des analystes prévoient un prix en moyenne de 24 € pour 2021 – 2030.

En route pour la phase IV

Dès la proposition concernant la réserve de stabilité adoptée, la préparation de la phase post 2020 débutera.

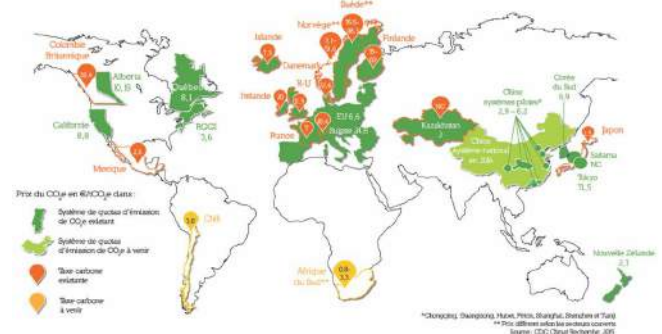
Faisant suite aux conclusions du Conseil européen d'octobre 2014, la Commission européenne a lancé le 19 décembre 2014 une consultation publique portant sur les principaux sujets qui seront abordés pour la révision, en vue de sa phase IV (post 2020), de la directive EU ETS, qui détermine le fonctionnement 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 et les risques de fuite de carbone, le financement de l'innovation, la modernisation du secteur électrique, la mise en œuvre de la solidarité entre Etats membres actée lors du Conseil 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 : 2 Mdt en 2013).

Au total, entre 2005 et 2014, la Californie, l'Europe, le Kazakhstan, la Nouvelle-Zélande, la Suisse, le Québec, neuf États de l'est des États-Unis (Regional Greenhouse Gases Initiative – RGGI), les zones économiques chinoises de Shenzhen, Beijing, Shanghai, Chongqing et Tianjin mais aussi les provinces de Guangdong et Hubei et enfin le Japon, avec ses deux systèmes en place à Tokyo et Saitama, ont progressivement instauré des marchés carbone.

Figure 4 – Carte des marchés carbone et autres mécanismes de tarification du carbone existants ou à l'étude dans le monde



Source CDC Climat Recherche, 2015

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).

Quatorze autres systèmes sont à l'étude au Brésil au niveau national et sous-national (Rio de Janeiro et Sao Paulo), Chili, Chine au niveau national et sous-national (ville de Hangzhou), au Japon, au Canada, en Colombie Britannique, au Manitoba, en Ontario, au Mexique, en Thaïlande, en Turquie et en Ukraine.

La Chine annonce le lancement de son marché carbone national pour 2016

Depuis mi 2014, de nombreuses annonces font état du lancement probable d'un marché carbone domestique en Chine qui débiterait en 2016 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 (comparé aux 8,3 Mdt d'émissions dues à la combustion d'énergie en Chine en 2012).

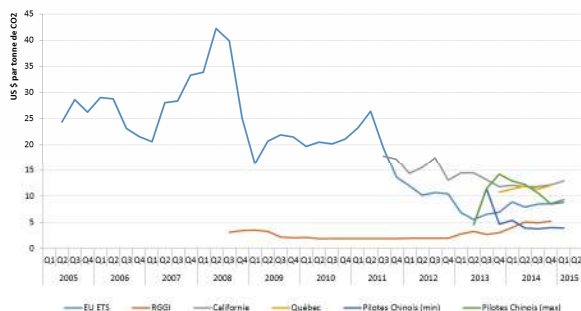
Le prochain plan quinquennal qui doit être publié au premier trimestre 2016 devrait fournir les grandes lignes de ce dispositif et des réformes des marchés de l'énergie en lien avec celui-ci.

La façon dont le marché carbone national chinois est envisagé n'est pas encore connue. En effet, avec le développement des 7 marchés pilotes initiés entre 2013 et 2014, la couverture des émissions chinoises 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 (mais ne sont pas toujours représentatifs de l'équilibre offre/demande du fait de la faible liquidité constatée sur les marchés). Les autorités chinoises devront définir si elles privilégient un marché carbone unique sur leur territoire ou si elles optent pour le développement de marchés par région ou ville qui se connecteraient entre eux.

Quoiqu'il en soit, le marché carbone chinois serait le plus important au monde en termes de quantités d'émissions couvertes, devant le marché carbone européen.

En décembre 2014, suite au développement des marchés carbone en Californie et au Québec, l'Etat de Washington pourrait rejoindre la *Western Climate Initiative* (WCI), collaboration d'Etats américains de l'ouest et de Provinces canadiennes fondée en 2007 pour développer les outils de lutte contre le changement climatique, et mettre en place son marché carbone. L'Ontario, également membre de la WCI, a annoncé étudier la mise en place d'un marché carbone.

Figure 5 – Evolution des prix du carbone dans les différents marchés carbone internationaux



Source : Chaire économie du climat, 2015

Liaison entre marchés carbone : un pas de plus vers une couverture mondiale des émissions

Initiatives de connexion entre marchés

Au sein de la *Western Climate Initiative*, la connexion entre le marché californien et le marché québécois, initiée en 2013, s'est en effet concrétisée en 2014. Ce sont les deux premiers marchés carbone au monde à se connecter totalement et directement. La dernière enchère commune aux deux systèmes s'est déroulée le 18 février 2015 avec un prix d'adjudication à 12,21 USD, soit 11 cents au-dessus du prix plancher fixé réglementairement. 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.

Côté européen, l'Union européenne et la Suisse étudient également la possibilité de connecter leurs systèmes.

Le développement des marchés carbone, le partage d'expériences et le renforcement de capacité peuvent contribuer à l'aboutissement des négociations internationales

Le développement de solutions de tarification des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial permet également à chacun de prendre la mesure de ce qu'implique l'action contre le changement climatique et de constater qu'une action ciblée sur ses préoccupations domestiques est possible. La possibilité pour un Etat de faire appel à des marchés carbone dans le cadre d'un accord climat lui permet d'agir sur ses coûts de conformité, tout en s'inscrivant dans une logique de soutien de transferts de technologies, de savoir-faire et de financement à une échelle internationale : les marchés carbone sont en général perçus comme des flexibilités qui fournissent une incitation à accroître l'ambition climatique dans le cadre des négociations internationales.

Le partage d'expériences et l'assistance technique sur les marchés carbone, à travers la promotion du développement de ces outils, pourraient favoriser l'obtention d'un accord international à Paris en 2015.

- Cécile GOUBET, Dimitar NIKOV

L'exploration et la production d'hydrocarbures en France

Une activité de recherche et de production d'hydrocarbures conventionnels qui se réduit dans un climat de défiance

L'année 2014 continue à être marquée par une forte mobilisation contre l'activité pétrolière liée principalement à une défiance par rapport aux risques d'hydrocarbures non conventionnels ainsi qu'une baisse importante des investissements en exploration.

La contribution de l'activité à notre sécurité d'approvisionnement est aujourd'hui faible. Mais avec une production de 0,76 million de tonnes de pétrole et de 0,15 milliards de m³ de gaz, cette activité a encore généré en 2014 un chiffre d'affaires de l'ordre de 330 millions d'euros et des retombées fiscales de plus de 55 millions d'euros.

Avec l'objectif d'une réduction de la consommation d'hydrocarbures de 30% à horizon 2030, la France reste donc encore dépendante des hydrocarbures, notamment pour les transports, ce qui représente une charge importante dans le déficit de notre balance commerciale. La production d'hydrocarbures sur notre territoire contribue à limiter notre dépendance énergétique tout en étant également source d'activité économique et d'emplois.

L'activité d'exploration

Projets d'exploration en cours

En 2014, 54 permis de recherches d'hydrocarbures conventionnels sont en cours de validité. Ces derniers ne visent ni le pétrole de schiste, ni le gaz de schiste. Aucun nouveau permis n'a été attribué, trois demandes de permis ont été rejetées, trois permis ont été prolongés, quatre titres ont été mutés, quinze nouvelles demandes ont été jugées recevables et dix demandes de prolongation sont en cours d'instruction.

Au cours de l'année 2014, la superficie des permis d'exploration terrestre en cours de validité a diminué de 6 566 km², passant de 31 150 à 24 584 km². Cette réduction de 21% résulte de surfaces rendues sur neuf permis dans le cadre de demandes de prolongation de permis. La superficie des permis en mer est de 355 km² pour la métropole.

La superficie des permis en Outre-Mer s'est maintenue à 66 610 km² entre 2013 et 2014.

En 2014, la superficie « gelée » du domaine minier à terre en métropole par des demandes de permis exclusifs de recherches en cours d'instruction depuis parfois plus de 5 années représente environ 80 000 km², soit plus du double de la superficie attribuée.

Réalisation de travaux de recherches

Les travaux de recherches se répartissent essentiellement entre les campagnes d'acquisition de données de géophysique et les forages d'exploration.

130 km de données sismiques 2D ont été acquis dans le bassin parisien et 4000 km² de données sismiques 3D dans le canal du Mozambique.

Il n'y a pas eu de forage en mer et le nombre de forages terrestres est resté constant par rapport à l'année précédente, avec au total huit puits (31 907 mètres forés en 2014).

Dans le bassin parisien, sur les cinq puits forés, trois puits ont été forés dans le voisinage du gisement de Saint-Martin-de-Bossenay.

Les deux derniers forages ont été réalisés dans l'est de la France. En Lorraine, le puits de Tritteling est un forage d'exploration pour du gaz de houille. En Alsace, un premier puits a été foré sur le permis de Soufflenheim.

Investissements

Les investissements d'exploration ont été divisés par presque dix par rapport à 2013. Cela est principalement dû à l'arrêt des dépenses de forage au large de la Guyane française. Le montant de 40,3 M€ montre cependant la baisse accélérée de l'exploration en France métropole.

Figure 1 : Investissements d'exploration par région

	Réalisations 2013 (M€)	Réalisations 2014 (M€)
Bassin parisien	51	15
Bassin d'Aquitaine	2,5	21
Région Alsace	0,8	4
Autres zones métropole	3,9	0,3
Total métropole	58,2	40,3
Total Outre Mer	684	37
TOTAL	742	77

Source : DGEC

Les prévisions de dépenses d'exploration en France pour l'année 2015 sont en très forte baisse, autour de 16 M€.

Les investissements dans le bassin aquitain ont été importants par rapport à l'année 2013.

La production d'hydrocarbures

Une production de pétrole relativement stable

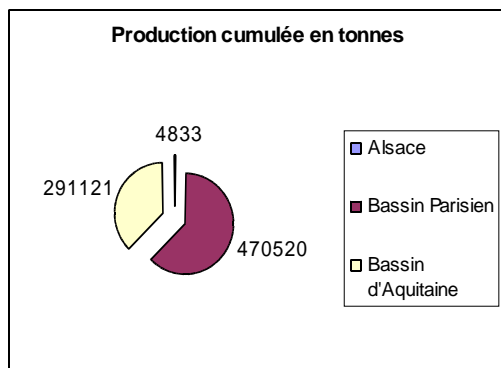
En 2014, le territoire métropolitain comptabilisait 64 concessions (nombre inchangé par rapport à 2013) pour une superficie globale d'environ 4 000 km². Parmi ces concessions, deux ont changé de titulaires : celles de Lacq et Lacq Nord.

La production 2014 s'est élevée à 0,76 million de tonnes de pétrole soit une diminution de 3,3% par rapport à 2013. La très faible diminution 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 l'optimisation de puits producteurs sur de nombreux gisements.

La répartition géographique montre toujours une prédominance du bassin parisien avec 61% de la production nationale (pourcentage en hausse par rapport à 2013).

Les deux tiers de la production sont assurés par dix gisements dont la production unitaire est supérieure à 20 000 tonnes. Parmi ceux-ci, quatre concentrent près de 40% de la production nationale : Parentis et Cazaux en Aquitaine, Champotran et Itteville dans le bassin parisien.

Figure 2



Source : DGEC

Investissements

Figure 3 : Dépenses de production par région

	Réalisations 2014 (M€)	Prévisions de clôture 2015 (M€)
Bassin parisien	81,1	74,4
Bassin d'Aquitaine	46,3	52
Autre zones	0,5	0,2
TOTAL	127,9	126,6

Source : DGEC

Neuf forages ont été réalisés et achevés au cours de l'année 2014, deux en région Aquitaine et sept

dans le bassin parisien dont six sur la seule concession de Champotran.

Les investissements en matière de développement et de production affichent avec 128 M€ un regain d'intérêt important (pour rappel 95 M€ en 2013).

Pour le pétrole, le montant des redevances perçues en 2014 au titre de la production 2013 s'est élevé à **22,2 millions d'euros** (dont 40% pour la redevance progressive des mines qui revient à l'Etat et 60% pour la redevance départementale et communale des mines dite RDCM).

Une production de gaz en nette diminution

L'année 2014 a marqué un tournant dans la production de gaz. Le gaz brut extrait du gisement de Lacq est dorénavant exclusivement dédié au besoin en H₂S de la société Arkema. Le gaz naturel extrait de ce gaz brut sert à alimenter des installations de production d'électricité et d'utilitaires utilisées sur le bassin de Lacq.

La production 2014 de gaz brut s'établit à **0,148 milliard de m³**. Le montant des redevances perçues en 2014 au titre de la production 2013 s'est élevé à plus de **2,8 millions d'euros**.

Conclusion

L'année 2014 a été marquée par une forte baisse des dépenses d'exploration.

Le premier facteur est l'importante superficie du domaine minier « gelé » par les demandes en cours d'instruction depuis plusieurs années. A cela s'ajoute la défiance de certains acteurs locaux soupçonnant la recherche d'hydrocarbures de schiste.

En conséquence, les sociétés se concentrent principalement sur le développement de leurs gisements sur concessions. Le maintien des activités d'exploration en régions Aquitaine et Alsace souligne l'intérêt de ces bassins pour l'exploration conventionnelle.

- Muriel THIBAUT, Julien DEFAYS

Le raffinage

La réduction des capacités françaises de raffinage se poursuit.

Dans un contexte de chute du prix du pétrole au second semestre, l'année 2014 a été marquée par une volonté des opérateurs de restructurer l'activité de raffinage, en transformant ou fermant les raffineries déficitaires. La demande française de produits raffinés a baissé de 14% depuis 2008.

Un point sur le raffinage mondial

La capacité mondiale de raffinage a légèrement diminué en 2014 : -0,6 % pour atteindre 4 388 millions de tonnes (Mt), avec 636 raffineries en exploitation.

Aucune zone géographique ne connaît d'évolution de sa part de la capacité mondiale de raffinage.

La zone Extrême-Orient/Océanie est la première zone en termes de capacité mondiale de raffinage avec 158 raffineries et une part de 29 % de cette capacité.

Investissements dans le secteur du raffinage mondial

En 2014, des projets d'investissements dans le secteur du raffinage sont annoncés en Inde, au Moyen-Orient et en Chine. Néanmoins, pour la Chine, certains projets définis antérieurement sont réévalués et différés.

La Russie favorise la modernisation des raffineries existantes à l'aide d'un dispositif d'incitation fiscale. Les hydrocarbures non conventionnels permettent aux raffineries américaines d'être très compétitives en disposant à la fois d'un pétrole brut moins cher et de coûts d'énergie moins élevés et, par conséquent, de bénéficier d'investissements d'optimisation et d'adaptation des unités de traitement des bruts.

La situation européenne

L'Europe occidentale et orientale (y compris la Communauté des États Indépendants), avec 178 raffineries, représente 27,6 % de la capacité mondiale de raffinage, une part qui reste stable par rapport à 2013. L'Union européenne dispose de 103 raffineries.

Investissements européens

L'Europe connaît peu d'investissements dans le raffinage.

En 2014, en Belgique, un investissement de 1 milliard d'euros a été annoncé par Esso pour renforcer la production de gazole dans sa raffinerie d'Anvers.

La situation du raffinage en France

Pétrole brut traité en raffineries en métropole en 2014

La quantité de pétrole brut traité dans les raffineries de métropole est égale à 55,4 Mt. Elle est en baisse par rapport à la quantité traitée en 2013 (57 Mt).

La raffinerie de Berre (LyondellBasell) est restée sous cocon toute l'année 2014.

Figure 1 : Taux d'utilisation des raffineries métropolitaines en 2014

2014				
Société	Nombre de raffineries	Brut raffiné (kt)	Facteur de service (%)	Nombre de jours cumulés en distillation de brut
Total	5	31 400	72	1628
Esso	2	15 125	87	709
Petroineos	1	8 896	87	326
Métropole	8	55 421	82	2663

Source DGEC

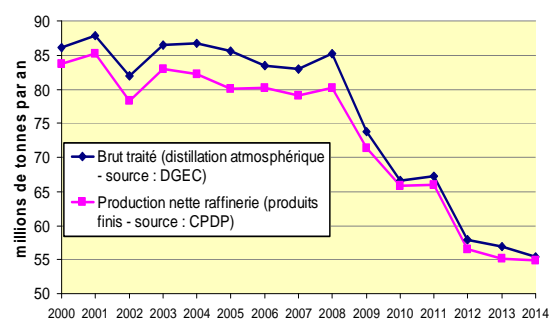
La capacité totale de distillation de pétrole brut disponible en métropole (voir figure 8) est en baisse : 68,3 Mt en ne prenant plus en compte la capacité théorique de traitement de la raffinerie de Berre. Elle était égale à 80 Mt en 2012.

Le pourcentage d'utilisation de la capacité globale (facteur de service des raffineries) connaît une diminution en 2014 : 82 % ; sa valeur était de 87,1 % en 2013. Pour chaque opérateur, la baisse du facteur de service est de l'ordre de 6%.

Traitement du brut et production dans les raffineries de métropole en 2014

En 2014, la production nette des raffineries françaises s'élève à 54,9 Mt. Cette légère diminution par rapport à 2013 (-0,3 Mt) fait suite à plusieurs années de fortes baisses (-30 % depuis 2008).

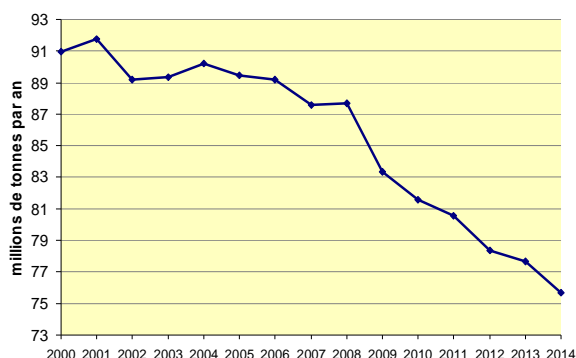
Figure 2 : Traitement de brut et production des raffineries



Équilibre offre-demande

La demande française de produits pétroliers, y compris les soutes marines, s'élève à 75,7 Mt en 2014 et connaît une baisse de 2 Mt, équivalente à celle observée entre 2011 et 2012.

Figure 3 : Demande globale de produits pétroliers en métropole



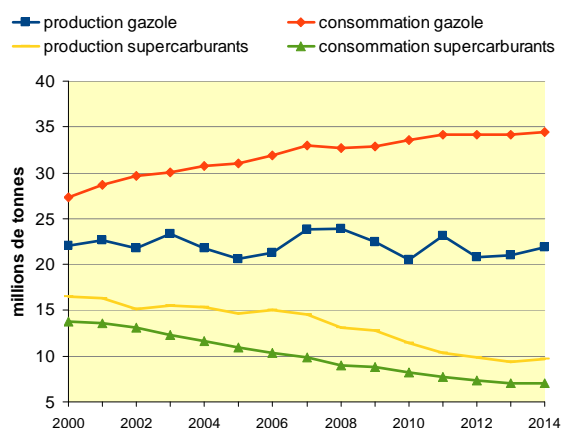
Source : CPDP

Supercarburants et gazole routier

La consommation de supercarburants en 2014 se stabilise à 7,1 Mt. Cette consommation a été divisée par 2 depuis l'année 2000. En 2014, la production nette de supercarburants dans les raffineries françaises est égale à 9,7 Mt.

La consommation de gazole routier (34,4 Mt) augmente légèrement en 2014. En 2014, la production nette de gazole dans les raffineries françaises s'élève à 22 Mt, en légère augmentation par rapport à 2013.

Figure 4 : Production et consommation de supercarburants et de gazole routier



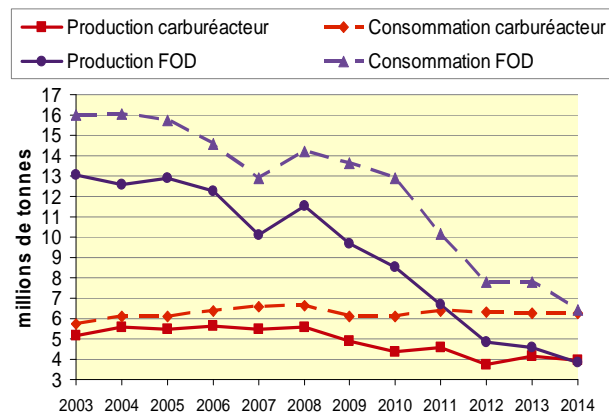
Source : CPDP

Fioul domestique et carburacteur

La consommation de fioul domestique (FOD) poursuit sa tendance à la baisse en 2014 (6,4 Mt), pour une production nette dans les raffineries françaises passant en dessous de 4 Mt (3,9 Mt). La production de fioul domestique dans les raffineries françaises a été divisée par 3 depuis 2000.

La consommation de carburacteur demeure stable autour de 6 Mt depuis 2009 (6,2 Mt en 2014). La production de carburacteur dans les raffineries françaises s'établit à 3,9 Mt en 2014.

Figure 5 : Production et consommation de carburacteur et fioul domestique (FOD)

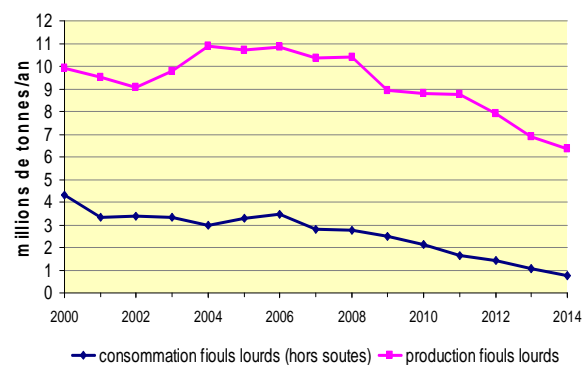


Source : CPDP

Fiouls lourds

La demande globale de fiouls lourds, hors soutes maritimes, s'élève à 0,8 Mt en 2014 (divisée par 5 depuis 2000). La production de fiouls lourds hors soutes maritimes, est égale à 6,4 Mt en 2014.

Figure 6 : Production et consommation de fiouls lourds



Source : CPDP

Capacité des procédés de raffinage par rapport à la capacité globale de distillation atmosphérique

Les raffineries en France sont dotées d'unités de réformage catalytique pour produire de l'essence et d'unités d'hydrodésulfuration pour respecter les spécifications de teneur en soufre du gazole. Ces unités représentent respectivement 17 % et 43 % 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 sont ceux qui ont connu une augmentation de leur part de la capacité totale de distillation depuis 2008, soit respectivement : +6% et +4%.

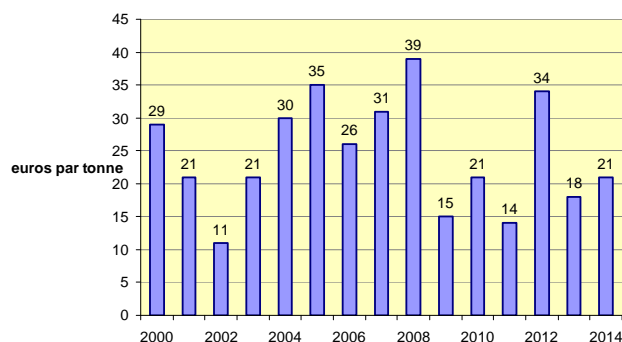
Des unités de viscoréduction, d'alkylation, de polymérisation et d'isomérisation sont utilisées dans les raffineries les plus complexes et permettent de produire des produits très spécifiques pour le secteur de la pétrochimie. Ces unités représentent 10 % de la capacité totale de distillation.

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) s'est élevée à 21 euros par tonne (€/t) en moyenne en 2014 contre 18 €/t en 2013. Elle retrouve ainsi son niveau de 2010.

Durant l'année 2014, la marge brute de raffinage a connu des variations très fortes : 8 €/t en juin et 34 €/t en novembre.

Figure 7 : Évolution des marges brutes moyennes de raffinage sur Brent



Source DGEC

Le secteur du raffinage a bénéficié au deuxième semestre (marge brute moyenne de 28 €/t) d'un environnement plus porteur : baisse importante du cours du brut, relative bonne tenue des cotations des distillats moyens pour des raisons en grande partie saisonnières.

En dépit de cette amélioration, ce secteur continue de faire face à des difficultés structurelles importantes qui ont été à l'origine des fermetures d'installations au cours de ces dernières années : surcapacités de

production du fait de la baisse de la demande ; déséquilibre croissant du mix de consommation entre le gazole et l'essence, couplé à une inadéquation de l'outil industriel ; concurrence du Moyen-Orient, de l'Asie mais aussi des Etats-Unis (du fait de la production des hydrocarbures non conventionnels qui réduit les débouchés traditionnellement importants pour les excédents d'essence européens et qui favorise les exportations américaines vers des zones habituellement approvisionnées par l'Europe).

Investissements

La chute des cours du pétrole a pour conséquence la baisse des chiffres d'affaires des compagnies pétrolières et a induit la réduction des investissements dans le secteur du raffinage. Les opérateurs restructurent les raffineries déficitaires.

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 :

- le Forum européen du raffinage : ce forum réunit l'ensemble des parties prenantes (industriels, États Membres, Commission et Parlement européens) dans le but de discuter des réglementations existantes ayant potentiellement un impact sur le secteur industriel du raffinage et sur la sécurité d'approvisionnement de l'UE en produits pétroliers. Le Forum européen du raffinage s'est réuni trois fois en 2014, en mai, juillet et décembre.
- le « bilan de santé » pour le secteur du raffinage : cet exercice consiste à évaluer l'impact sur la compétitivité des législations européennes actuelles, qui s'appliquent au secteur. Les résultats du bilan de santé sont attendus pour le premier semestre 2015.

Année 2015

La fermeture définitive de la raffinerie de Berre opérée par LyondellBasell est intervenue en février 2015, à l'issue d'un processus de vente de deux ans et demi, qui n'a pas permis de trouver un acquéreur.

Le 16 avril 2015, le groupe Total a annoncé l'arrêt de son activité de raffinage de pétrole brut à la raffinerie de La Mède avec une reconversion d'une partie des unités du site dans la production de biocarburants et la modernisation de la raffinerie de Donges avec des investissements importants mais conditionnés à la déviation de la ligne ferroviaire qui traverse le site.

Figure 8 : Capacité théorique de traitement des raffineries françaises en 2014 (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	18 606	5 622	7 841	3 290	753	1 451	118
Feyzin	5 325	488	2 961	735	1 538	-	192	-	118
Grandpuits	4 914	638	2 369	798	1 638	-	176	-	-
Donges	11 428	1 511	3 736	1 849	2 740	-	227	134	-
Normandie	12 180	1 470	5 506	1 365	-	3 290	-	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-Gravendon	11 410	1 211	3 535	-	2 100	3 395	385	399	-
Fos-sur-Mer	5 565	840	3 010	-	1 470	-	-	-	-
PETROINEOS Lavera	9 800	481	3 903	1 120	1 610	1 225	-	674	-
SARA Le Lamentin	788	126	445	-	-	-	-	-	-
Métropole	68 322	7 864	29 054	6 742	13 196	7 910	1 138	2 524	118
France	69 110	7 990	29 499	6 742	13 196	7 910	1 138	2 524	118

Source DGEC

- Armelle BALIAN, Romain LEBAS

Les infrastructures de stockage

Les raffineries et dépôts d'importation

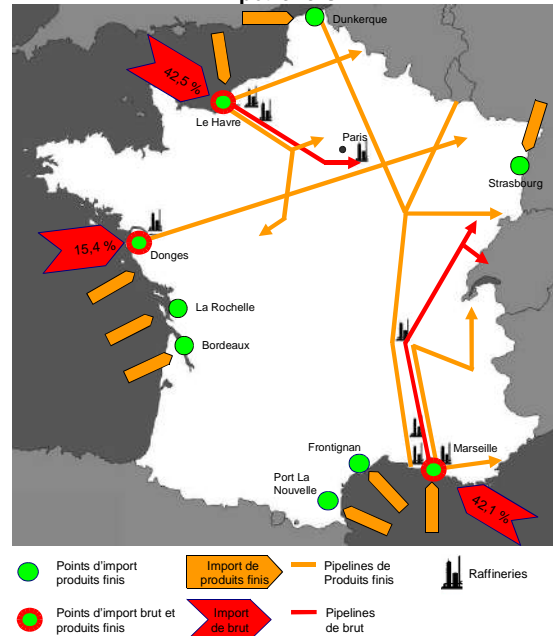
La France importe par voie maritime la quasi totalité des produits pétroliers consommés. Le pétrole brut (53,6 Mt en 2014 en métropole) est approvisionné dans les ports du Havre (42,5 %), de Marseille (42,1 %) et de St Nazaire (15,4 %) avant d'être transporté par pipeline vers :

- **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.

Les produits finis (43,2 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).

La raffinerie de la société Lyondellbasell de Berre qui était sous cocon depuis 2011, est désormais définitivement arrêtée. En liaison avec la Préfecture de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur, la société Lyondellbasell développe un projet de revitalisation et de réindustrialisation du site au sein de la plateforme économique du pôle pétrochimique de Berre avec de possibles effets sur la capacité de stockage de la zone.

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 45,7 millions de m³, soit 1 million de plus qu'en 2013 suite à l'entrée en service de 2 cavités de stockage de gazole sur le site de Géosel à Manosque.

Ces infrastructures sont dédiées à plus de 60 % au stockage de produits finis (environ 29 millions de m³). Le gazole en constitue 53 %, le supercarburant 15 %, et le carburéacteur 8 %.

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 (*)	21 129 845	46%
Total	45 695 839	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 sur une période de dix ans. Cependant, si l'on considère les dépôts pétroliers dédiés au stockage de carburants, de combustibles ou de pétrole 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 205 en 2014. On

constate que le maillage du territoire se distend 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 :

Répartition des dépôts de stockage			
Capacité de stockage (milliers de m ³)	Nombre de dépôts	Volume total (milliers de m ³)	Part du volume total (%)
4 000 < C	1	4 130 700	18,7%
2 000 < C < 4 000	1	2 260 000	10,2%
1 000 < C < 2 000	2	3 399 000	15,4%
500 < C < 1 000	4	3 026 600	13,7%
250 < C < 500	8	2 631 756	11,9%
100 < C < 250	21	3 446 611	15,6%
50 < C < 100	32	2 256 940	10,2%
10 < C < 50	33	882 366	4,0%
1 < C < 10	15	54 882	0,2%
0,4 < C < 1	88	48 343	0,2%
Total	205	22 137 198	100,0%

Source CPDP-DGEC

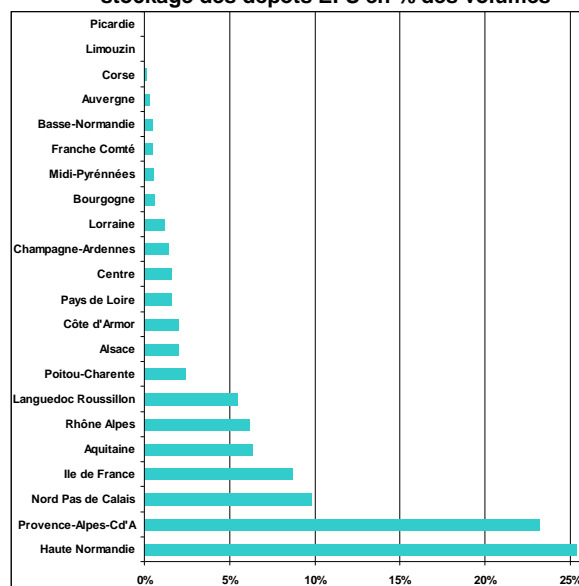
Parmi ces 205 dépôts, 92 sont destinés uniquement à la distribution. Ils représentent moins de 0,3 % de la capacité de stockage, car il s'agit de dépôts de petite taille, d'une capacité généralement inférieure à 1 000 m³.

Les autres dépôts sont essentiellement des établissements fiscaux de stockage (EFS)¹ ; 93 % d'entre eux disposent d'au moins un moyen d'approvisionnement massif (21 par voie fluviale, 28 par voie ferrée, 29 par voie maritime et 63 par pipeline ; 14 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'importation, mais aussi des infrastructures de transport massif de produits pétroliers influencent cette répartition synthétisée dans le graphique suivant :

Figure 2 : Répartition géographique des capacités de stockage des dépôts EFS en % des volumes



Source CPDP-DGEC

Les régions Haute-Normandie et PACA représentent à elles deux 49 % des capacités de stockage en EFS. Dans une moindre mesure, trois autres régions (Languedoc-Roussillon, Aquitaine et Nord-Pas-de-Calais) se distinguent en cumulant 22 % des capacités, en raison de la présence d'importants dépôts d'importation. L'Ile-de-France et la région Rhône-Alpes, avec respectivement 8,7% et 6,2 %, représentent également une part significative qui peut être expliquée par l'activité économique importante de ces zones. Enfin, les 15 autres régions représentent moins de 15 % des capacités de stockage en métropole.

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 ; il a encore diminué de 90 entre 2013 et 2014. Parallèlement, le nombre de stations-service de la grande distribution (GMS) augmente encore en 2014 (+86), mais leur part de marché diminue pour la deuxième année consécutive au profit, notamment, des stations des sociétés pétrolières².

A partir de l'année 2015, le Fonds d'intervention pour les services, l'artisanat et le commerce (FISAC) pourra intervenir en faveur des distributeurs indépendants de carburants par l'octroi d'aides financières individuelles. Il prendra en partie le relais du Comité professionnel de la distribution de carburants (CPDC), créé en 1991 et dissous en 2015 dans le cadre de mesures de simplification administrative. Les stations-service situées dans les zones les moins bien équipées en installations de distribution devraient en bénéficier.

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.

² Données issues de l'enquête annuelle réalisée par la DGEC. Des informations complémentaires sont disponibles dans la fiche n° 31 du panorama énergie-climat 2015.

Année 2015

Le 16 avril 2015, le groupe Total a annoncé l'arrêt en 2016 des activités de raffinage de pétrole brut de la raffinerie de La Mède, sur l'étang de Berre. La restructuration du site devrait, notamment, permettre la production de biocarburants et conserver ou développer les unités de production d'hydrogène et de carburéacteur ; le groupe prévoit également le développement d'une plate-forme de logistique et de stockage de produits raffinés.

Cette évolution, concomitante avec l'arrêt définitif de la raffinerie Lyondellbasell, pourrait impacter significativement la physique du stockage de produits pétroliers dans la zone.

La modernisation de la raffinerie de Donges, également annoncée par le groupe Total, devrait être sans conséquence sur la capacité de stockage locale.

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. La France en compte trois principaux :

- **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 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.
- **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. Les principaux sont :

- **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.

Le trafic dans les principaux pipelines de pétrole brut.

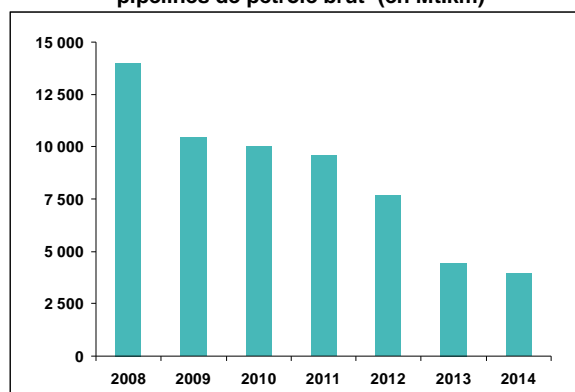
Les quantités de pétrole brut transportées dans les principaux pipelines ont baissé de 7 % en 2014. Le PLIF enregistre la baisse la plus importante (-26 %) en raison, notamment, de l'arrêt de la raffinerie de Grandpuits pendant deux mois dans le cadre de sa maintenance programmée.

Pipeline	Tonnage annuel (kt)
Antifer - Le Havre	8 990
Pipeline Sud-européen	6 974
Pipeline d'Ile-de-France	5 610
Pipeline du Jura	2 595
Pipelines société Vermilion	950
Pipelines société Lundin	237

Source DGEC

Exprimé en Mt.km, le trafic global 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)



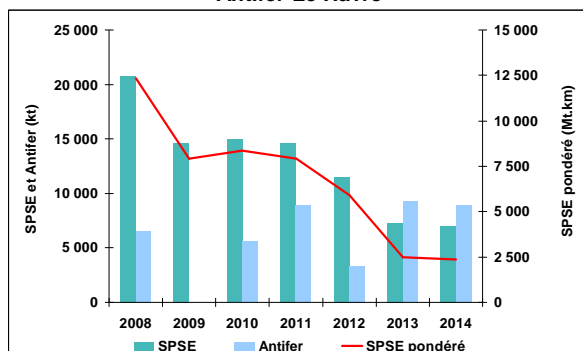
Source DGEC

3 PSE, Oberhoffen-Carling (naphta), Pipeline du Jura, Antifer-Le Havre, PLIF (transport global comprend produits finis et semi-finis), Lundin (Villeperdue-Grandpuits), Vermilion (Bassin de Paris et Bassin Aquitaine Nord et Sud).

Les pipelines sud-européen (PSE) et Antifer-Le Havre

En 2014, l'activité du réseau PSE a baissé de 4 % par rapport à l'année 2013, le trafic vers la raffinerie de Feyzin représentant 63 % de l'activité totale du pipeline. Le trafic sur le pipeline Antifer-Le Havre reste stable.

Figure 5 : évolution des trafics des pipelines PSE et Antifer-Le Havre



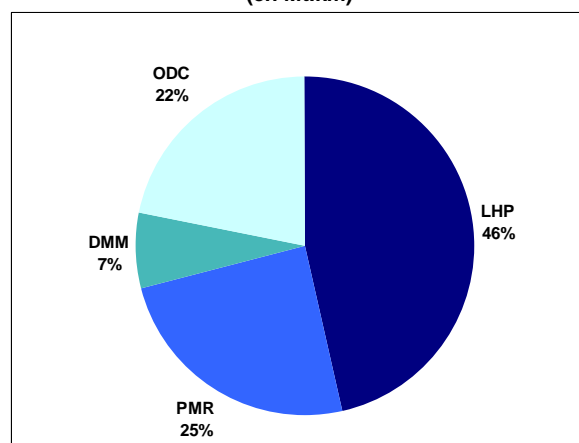
Source DGEC

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 % (en Mt.km) entre 2012 et 2013. Le pipeline Antifer-Le Havre n'a présenté aucune activité en 2009 en raison des travaux qu'il a subis tout au long de l'année.

Le trafic dans les principaux pipelines de produits finis.

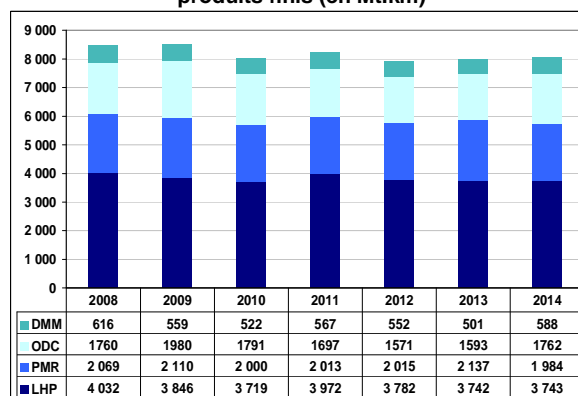
En 2014, le pipeline Le Havre-Paris représente à lui seul environ la moitié du trafic de produits finis en France (fig.6). Le trafic de chaque réseau étant globalement stable d'une année sur l'autre, cette répartition est observable depuis plusieurs années (fig.7).

Figure 6 : trafic des principaux pipelines de produits finis (en Mt.km)



Source DGEC

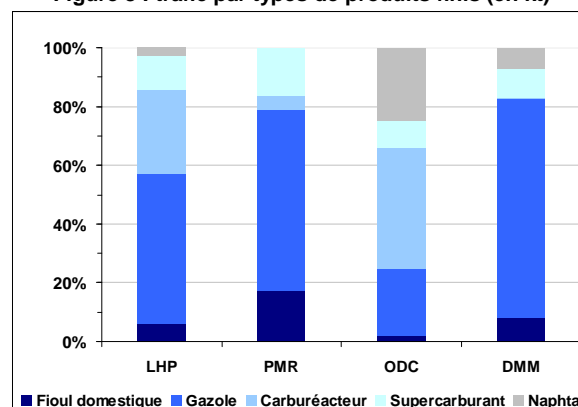
Figure 7 : évolution du trafic des principaux pipelines de produits finis (en Mt.km)



Source DGEC

Les types de produits transportés varient d'un pipeline à l'autre dans des proportions différentes de la structure de la consommation nationale. 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 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. Ces engagements portent sur le maintien d'un niveau minimum de stocks de produits pétroliers destiné à surmonter les situations de crises internationales 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 2014, la France détenait en moyenne un volume de stocks équivalent à 111 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 2014, selon les règles de comptabilité de l'UE, la France détenait en moyenne 96 jours d'importations nettes (EPB). Le différentiel de 15 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.

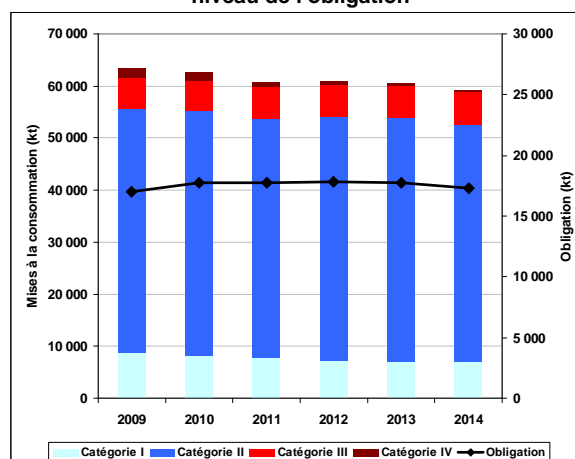
L'obligation de stockage s'étend du 1^{er} juillet d'une année A au 30 juin de l'année A+1 et incombe aux opérateurs ayant mis des produits pétroliers à la consommation tout au long de l'année A-1.

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.

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. La baisse du niveau de l'obligation (en kt) est de nouveau sensible en 2014 et devrait se confirmer à l'avenir (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, lui laissant ainsi le soin de constituer une part dite « en propre » équivalant respectivement à 44 % ou à 10 % de son obligation totale. Sur les 41 entrepositaires agréés assujettis à l'obligation, 33 ont opté pour un taux de délégation à 90 %. Dans cette dernière catégorie, figurent les sociétés de la grande distribution. Les deux raffineurs disposant de raffineries

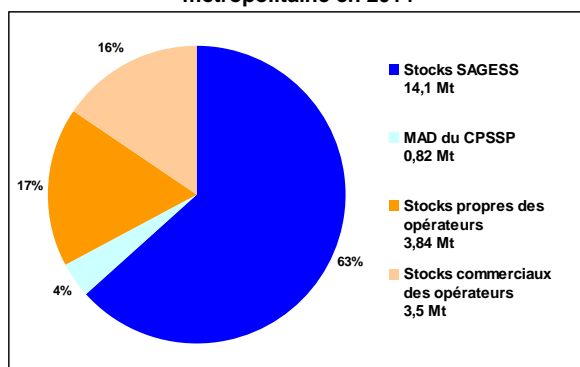
en France et soumis à obligation de stockage stratégique font partie des 8 opérateurs déléguant leur obligation à hauteur de 56 %.

Les opérateurs ayant le statut de destinataire enregistré⁴, délèguent 100 % de leur obligation au 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 84,3 % des stocks présents en France, dont 79,6 % sont réalisés par le biais de la part « déléguée » au CPSSP. En juillet 2014, sur les 22,3 Mt de stocks pétroliers présents en France métropolitaine, 14,1 Mt étaient détenus par la SAGESS, soit environ 63,4 % (fig.10).

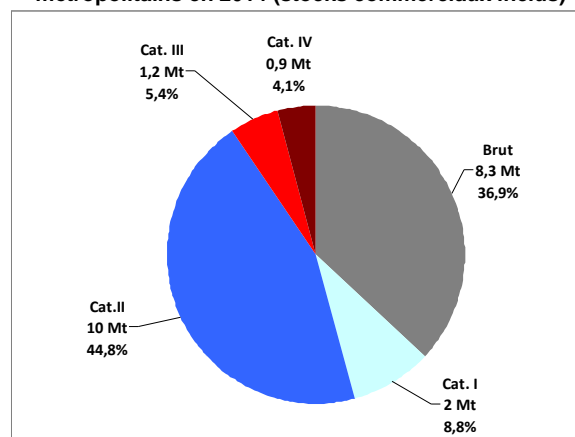
Figure 10 : répartition moyenne des stocks en France métropolitaine en 2014



Source DGEC

La figure 11 illustre la répartition moyenne des stocks présents en France métropolitaine en 2014 entre les différentes catégories de produits et le pétrole brut.

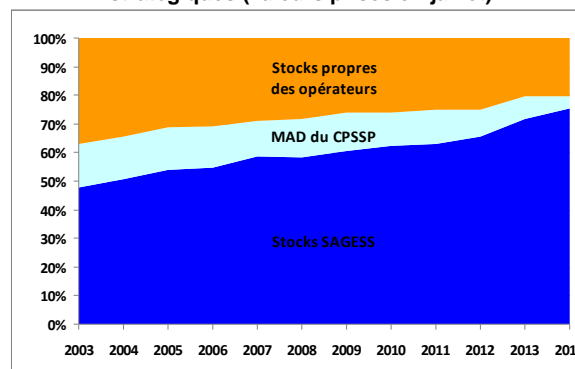
Figure 11 : composition moyenne des stocks métropolitains en 2014 (stocks commerciaux inclus)



Source DGEC

La figure 12 rend compte de l'évolution de la part « déléguée » au CPSSP, au sein de laquelle les stocks physiques de la SAGESS augmentent au détriment de ceux réservés sous forme de MAD par le CPSSP.

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.

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.

La SAGESS est une société anonyme dont l'actionnariat 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, sur avis de la Commission interministérielle des dépôts d'hydrocarbures, 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 d'outre-mer. L'obligation de stockage stratégique y est calculée sur la base d'un pourcentage des mises à la consommation plus faible (20 %) et le taux de délégation au CPSSP est fixé à 50 % de l'obligation. Dans ces départements, l'exercice du suivi et du contrôle des stocks stratégiques est assuré par l'intermédiaire des directions de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DEAL).

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 est en cours de refonte : le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte prévoit de faire porter l'obligation sur l'ensemble des opérateurs pétroliers distribuant des produits pétroliers en France métropolitaine et de calculer le niveau de l'obligation à partir des quantités de produits pétroliers raffinés distribués, à l'instar de l'obligation de stockage stratégique.

- Patrice GOBIN ; Hugues MAILLOT ;
Fadwa MOULOUDI ; 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, près de 100 % du gaz naturel consommé en France (~ 415 TWh en 2014) est importé. On dénombre environ 37 500 km de réseau de transport et 195 000 km de réseau de distribution, 15 sites de stockage de gaz naturel, 3 terminaux méthaniers.

Dans un contexte marqué par le retour d'un différentiel de prix significatif été/hiver et le conflit entre l'Ukraine et la Russie, l'année 2014 se caractérise par un bon niveau de commercialisation des capacités de stockage souterrain de gaz naturel pour l'hiver 2014/2015, après la tendance à la baisse des souscriptions observée au cours des deux années précédentes.

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 GDF-SUEZ 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 8 110 km de réseau principal et 24 043 km de réseau régional ;

- TIGF, ancienne filiale de Total cédée en 2013 au consortium Snam-CIG-EDF, exploite 650 km de réseau principal et 4 450 km de réseau régional.

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.

Les investissements dans les réseaux de transport se sont établis en 2014 à 663 M€ pour GRTgaz et 110 M€ pour TIGF, après respectivement 777 M€ et 125 M€ en 2013. Environ 50 % de ces montants pour GRTgaz, et 40 % pour TIGF, correspondent aux investissements de sécurité et de maintenance des ouvrages. Le reste est consacré au développement des capacités du réseau de transport (études et travaux).

Ainsi, les travaux de réalisation de nouvelles capacités d'interconnexion à la frontière franco-espagnole, 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) organisées en 2009 et 2010, ont continué en 2014 chez TIGF avec le démarrage des travaux de l'Artère de l'Adour, à la suite de son autorisation au mois de juillet. Les premières capacités supplémentaires entrées en service le 1^{er} avril 2013 (165 GWh/j bidirectionnels au point d'interconnexion de Larrau) seront ainsi complétées fin 2015 par un nouveau développement au point d'interconnexion de Biriattou (60 GWh/j).

Fin 2014, les capacités journalières d'importation sur le territoire français s'élevaient à 3 035 GWh (~ 287 Mm³/j), dont 72 % pour les gazoducs et 28 % pour les terminaux méthaniers. A titre de comparaison, la consommation journalière moyenne est de l'ordre de 1 400 GWh et de plus de 4 000 GWh/j lors d'une pointe de froid au risque 2%.

Par ailleurs, TIGF a lancé en 2014 les études préliminaires de renforcement des artères de Gascogne et Midi (DN 900, 60 km) entre Lussagnet (dans les Landes) et Barran (dans le département du Gers) et de renforcement de la compression de Barbaira (Aude), qui visent notamment à permettre, avec les projets réalisés par GRTgaz, le développement de la fluidité des échanges entre le sud et le nord de la France afin 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



De son côté, GRTgaz a poursuivi en 2014 les procédures d'autorisations administratives de plusieurs projets approuvés par la CRE (voir figure 3):

- le projet Eridan (DN 1200, 220 km) consiste à renforcer l'axe Sud-Nord dans sa partie la plus méridionale en doublant l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône) et Saint-Avit (Drôme). Cet ouvrage permettra de développer la fluidité et la flexibilité dans la zone Sud, d'accroître les capacités d'entrée sur cette zone et de contribuer au renforcement du corridor Nord-Sud à l'ouest de l'Europe ;
- le projet Bretagne Sud (DN 400 et 500, 111 km) entre Pleyben (Finistère) et Plumergat (Morbihan) 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. Il permettra notamment l'alimentation de la future centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau ;
- le projet Artère du Santerre (DN 900, 33 km) entre Ressons-sur-Matz (Oise) et Chilly (Somme), qui 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). Cette canalisation transportera du gaz B, à bas pouvoir calorifique, importé des Pays-Bas ;
- 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 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 (fin 2015) conduit également à renforcer le cœur de réseau en doublant l'artère des Hauts de France (mise en service prévue en 2015) sur 174 km entre les stations de Pitgam (Nord) et Cuvilly (Oise) et en créant l'Arc de Dierrey (mise en service prévue 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.

Le projet Hauts de France II et la construction de la station d'interconnexion de Pitgam ont démarré en 2013 et les travaux du projet Arc de Dierrey et du poste d'interconnexion de Dierrey en 2014.

En lien avec l'installation du futur 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 sera posée entre Pitgam et Hondschoote (Nord). En transportant du gaz non odorisé depuis Dunkerque, elle permettra de développer, à l'horizon de fin 2015, des capacités (270 GWh/j) de sortie du réseau français vers la Belgique et les marchés du nord de l'Europe.

Figure 3 : Projets de GRTgaz



Année 2015

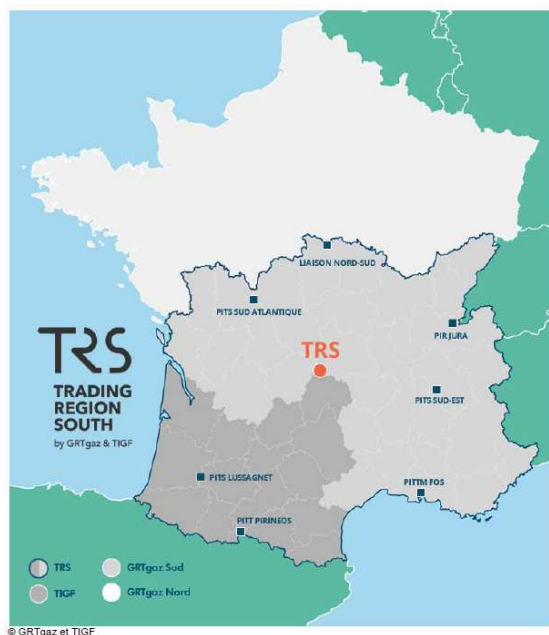
Une zone de marché commune dans le sud de la France au 1^{er} avril 2015

GRTgaz et TIGF ont engagé le processus de fusion des places de marché de gros du gaz en France. Au 1^{er} avril 2015, une zone de marché commune, issue des zones GRTgaz Sud et TIGF a été créée sous le nom de Trading Region South (TRS).

La création de la TRS permettra d'augmenter l'attractivité du marché français du gaz. Ce modèle d'intégration des places de marché, validé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), sera

appliqué pour la première fois en Europe. La TRS a pour objectif principal de simplifier l'accès des clients au marché de gros du gaz dans le sud de la France. Depuis le 1^{er} avril 2015, les expéditeurs n'ont plus à souscrire des capacités à l'interconnexion des deux réseaux. Les déséquilibres des expéditeurs sont répartis entre les deux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF, qui continuent à exister comme aujourd'hui. En 2005, la France comptait encore cinq places de marché. Depuis 2009, elle n'en comptait plus que trois : le PEG Nord, le PEG Sud et le PEG TIGF fusionnées cette année. À l'horizon 2018, les orientations de la CRE publiées en mai 2014, prévoient la création d'un marché unique du gaz en France.

Figure 4 : Zone de marché commune dans le sud de la France



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 ont acheminé en 2014 un total de 350 TWh. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités locales, par GrDF (filiale de GDF-SUEZ 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 2014, 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.

Le tarif d'utilisation des nouvelles concessions, qui ne peut être péréqué, en vertu des dispositions 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.

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).

Ce projet a fait l'objet d'une expérimentation entre avril 2010 et juin 2011 sur 18 500 compteurs répartis sur quatre communes. Celle-ci a permis d'affiner les choix techniques en vue d'un déploiement national. Parallèlement, une étude technico-économique pilotée par la CRE a permis de conclure que, sur une durée de 20 ans, le projet est rentable pour la collectivité en prenant en compte les gains potentiels en matière de MDE.

A la demande de la Ministre de l'énergie, un comité de concertation dédié au projet de comptage communicant Gazpar a été organisé au premier trimestre 2013. Il a notamment débattu des objectifs du projet, de la filière industrielle associée, des

services rendus aux consommateurs, ainsi que de l'organisation du déploiement généralisé de ces compteurs.

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 locales initiées en 2014 se poursuivront au cours de l'année 2015 dans quatre régions françaises, regroupant tous les acteurs concernés, afin d'assurer un déploiement efficient.

Dès le début de l'année 2016, un déploiement pilote portant sur 150 000 compteurs sera 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.

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 GDF-SUEZ, exploite un parc de 13 sites dont 10 en nappes aquifères et 3 en cavités salines, pour un volume utile commercialisé de 103 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 32 TWh (24 % des capacités françaises).

En 2014, la très grande majorité des capacités de stockage de gaz commercialisées pour l'hiver 2014/2015 ont été souscrites. Ces bons résultats sont liés non seulement au renforcement des obligations réglementaires de stockage de gaz des

fournisseurs effectué en mars 2014, mais aussi à une conjoncture favorable sur les marchés gaziers (différentiel de prix été/hiver sur les marchés de gros) dans un contexte de crise russo-ukrainienne, ainsi qu'à l'intervention de Storengy qui contribue au remplissage de ses propres installations.

Toutefois, cet opérateur a mis sous cocon le site de stockage de Saint-Clair-sur-Epte, portant à trois le nombre de stockages mis sous cocon en France. Les sites de Cerville/Trois-Fontaines et de Soing-en-Sologne ont été mis sous cocon en 2012.

Enfin, la DGEC a poursuivi au cours de l'année 2014 une concertation avec les acteurs gaziers sur 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.

Année 2015

L'évolution de l'ATS. Le Ministère de l'Écologie a conduit en 2014 un groupe de concertation sur les évolutions du dispositif d'accès des tiers aux stockages de gaz (ATS). Cette concertation se poursuit en 2015, avec le lancement d'une consultation publique.

Les terminaux méthaniers

En 2014, dans un contexte de baisse de la demande, la part du gaz naturel liquéfié (GNL) dans l'approvisionnement français est restée stable à environ 17 % de la consommation française (~ 70 TWh), ce qui correspond à un taux d'utilisation moyen des infrastructures de l'ordre de 25 % (contre 30% en 2013). 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 %).

Depuis 2011, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens a fortement baissé en raison des prix du gaz naturel significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, ce qui conduit à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe. Ainsi, le volume de GNL livré en France a baissé de près de 20 % par an de 2011 à 2014. Dans ce contexte, l'utilisation des services de rechargement, offerts depuis 2011 par les gestionnaires de terminaux méthaniers français, s'est accrue avec une dizaine de rechargements de cargaisons de GNL en 2014.

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 GDF-Suez ;

- 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 devrait entrer en service fin 2015.

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 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). En revanche, le projet d'un nouveau terminal Fos Faster, porté par les sociétés Vopak (à 90 %) et Shell (à 10 %) a été abandonné fin 2014.

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

La loi portant engagement national pour l'environnement, dite Loi Grenelle 2, a introduit dans son article 92 des dispositions visant à développer et à soutenir la filière de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

A la suite de la promulgation de cette loi en juillet 2010, un ensemble de textes réglementaires a été élaboré par la DGEC, en lien avec les acteurs de la filière, afin de mettre en place un cadre réglementaire et tarifaire adapté à l'injection du biométhane.

Publiés les 22 et 24 novembre 2011, ces textes s'inscrivent dans un dispositif plus général de soutien à la production de biogaz mis en place par le Gouvernement en 2011 (tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération, aides du Fonds Chaleur et du Fonds Déchets de l'ADEME).

En application de cette réglementation, quatre acheteurs de dernier recours de biométhane (GEG Source d'Énergie, Enerest, Gaz de Bordeaux, GDF-Suez) ont été désignés, ainsi que GrDF comme gestionnaire du registre des garanties d'origine (par appel d'offres lancé par le ministre chargé de l'énergie) et un modèle indicatif de contrat d'achat de biométhane a été élaboré en collaboration avec les acteurs de la filière du biogaz.

Le registre national des garanties d'origine du biométhane injecté est opérationnel depuis mars 2013 et les acheteurs ont pu obtenir dès cette date l'attribution des garanties d'origine correspondant aux quantités de gaz achetées.

Depuis février 2013, le dispositif dit de "double valorisation" permet aux producteurs de biogaz de

valoriser simultanément leur production sous forme d'électricité et sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, en leur accordant le double bénéfice des dispositifs de soutien existants pour la production d'électricité à partir de biogaz (tarif d'obligation d'achat) et pour la production de biométhane injecté (tarif d'achat garanti).

Enfin, l'injection de biométhane produit à partir de boues de stations d'épuration a été autorisée en 2014, et un tarif de rachat *ad-hoc* a été ajouté à la réglementation existante.

Fin 2014, six sites de production injectent régulièrement leur biométhane dans les réseaux. Les sites suivants ont été raccordés en 2014 :

- Agribiométhane à Mortagne-sur-Sève (79)
- Létang Biogaz à Sourduin (77)
- O'Terres Energie à Ussy-sur-Marne (77)

Environ dix sites de méthanisation supplémentaires devraient débiter l'injection dans les réseaux courant 2015 dont le premier dans le réseau de transport de GRTgaz à Chagny (71) en juillet 2015.

L'avenir de la filière peut être considéré avec optimisme à moyen terme. En effet, fin 2014, les gestionnaires de réseaux gaziers faisaient état de plus de 300 projets recensés, dont la concrétisation dépendra de divers facteurs (financements possibles, rentabilité, facteurs techniques).

La Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a souhaité accélérer le développement de la méthanisation et a annoncé en juin 2014 un appel à projets visant à soutenir le lancement de 1 500 projets sur trois ans (méthaniseurs produisant de l'électricité, de la chaleur ou raccordés au réseau de gaz).

Afin d'assurer l'existence, la cohérence et la pérennité de la stratégie et des actions mises en oeuvre pour le déploiement de la filière biogaz, la Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a demandé en juillet 2014 la mise en place d'un comité national biogaz piloté en lien avec le ministère de l'agriculture. Ce comité installé début 2015 va notamment étudier les mesures permettant d'encourager le développement du bioGNV.

Pour mémoire, le groupe de travail sur l'injection du biométhane dans les canalisations de gaz naturel, mis en place par la DGEC en 2008-2009, avait évalué le potentiel de production annuelle de biométhane entre 3 TWh et 9 TWh à l'horizon 2020.

- Jean-Michel LAMY ; Stanislas REIZINE ; David KREMBEL.

N° 17

La production d'électricité et l'effacement de consommation en France

Un mix électrique peu carboné et une part des énergies renouvelables dans la production en hausse.

Le parc de production d'électricité français est significativement exportateur et peu carboné grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables. Les énergies renouvelables ont couvert 19,5 % de la consommation nationale en 2014, et les émissions de CO₂ du parc électrique ont baissé de 40 % par rapport à l'an dernier sous l'effet de températures hivernales très douces.

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 2014

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, est relativement stable depuis quatre ans. Elle est en baisse de 0,5 % en 2014 (- 6 % sans correction des variations climatiques). La stabilisation de la demande s'explique principalement par l'effet conjoint de la crise économique et des mesures d'efficacité énergétique dont les effets commencent à apparaître.

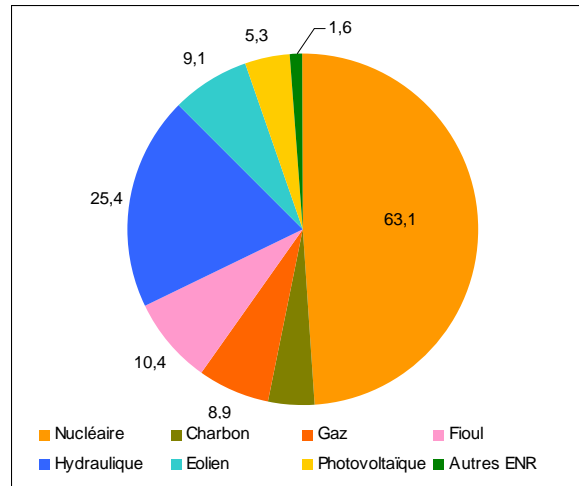
Plus précisément, la consommation des particuliers, des PMI/PME et des professionnels (corrigée des variations climatiques) a connu une baisse de 1 % en 2014 qui fait suite à quatre années de hausse. La consommation industrielle, quant à elle, s'est stabilisée à son niveau de 2013 après trois années consécutives de baisse.

Le parc de production

La puissance installée en France métropolitaine

La puissance électrique installée du parc français s'élève en 2014 à environ 129 GW de moyens de production, soit 660 MW de plus que l'an dernier.

Fig. 1 : Puissance installée en France au 31/12/2014 (GW)



Source : DGEC à partir du bilan électrique 2014 de RTE

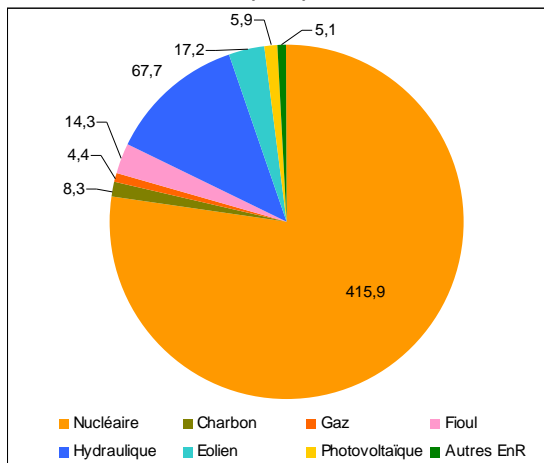
En pratique, ces 129 GW de puissance installée ne sont pas toujours disponibles pour le système électrique. En effet, les installations ne fonctionnent pas 100 % du temps : les centrales ont, d'une part, des périodes d'indisponibilité (soit programmées, pour maintenance par exemple ; soit fortuites), et d'autre part certains moyens de production sont intermittents 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. A contrario, en raison de la douceur des températures de l'hiver 2014, la pointe de consommation s'est limitée à 82,5 GW cette année-là.

La production d'électricité en France métropolitaine

La production nette du parc électrique français s'est élevée à 539 TWh en 2014, selon la répartition par filière ci-dessous, soit une baisse de 1,8 % par rapport à 2013. Cette légère baisse de la production associée à la baisse de la consommation brute a conduit cette année à une forte hausse du solde exportateur, qui s'élève à 65,1 TWh.

Fig. 2 : Production d'électricité en France en 2014 (TWh)



Source : DGEC à partir des données du SOeS

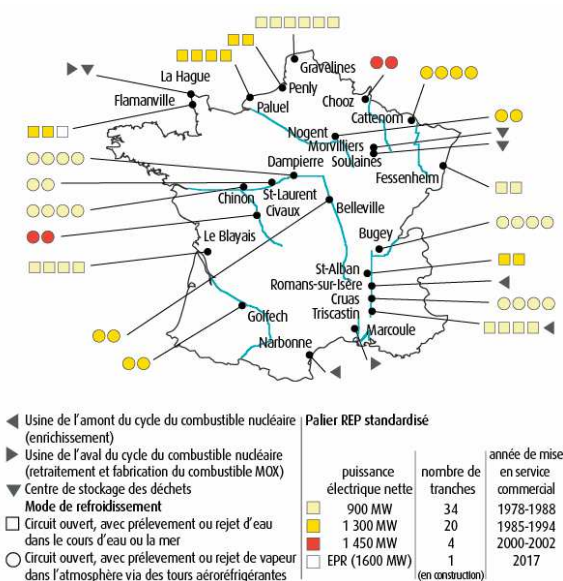
Le parc nucléaire a produit 77 % de la production d'électricité en 2014

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



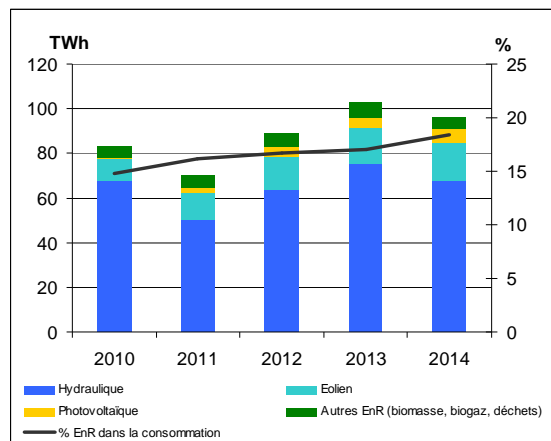
Source : SOeS

Les énergies renouvelables ont produit 18,4 % de l'électricité consommée en 2014

En 2014, la production d'électricité issue d'énergies renouvelables a atteint 18,4 % de la consommation nationale (contre 17,0 % en 2013) et 17,8 % de la production. Cet accroissement est dû à l'augmentation par rapport à 2013 de la production des filières photovoltaïque (+ 24,9 %), éolienne (+ 7,1 %), et thermique renouvelable (biomasse et valorisation des déchets principalement, + 8,4 %). Ces bons résultats sont en partie compensés par la baisse conjoncturelle de la production hydraulique : celle-ci reste élevée mais en baisse par rapport à 2013 (-10,9 %), année exceptionnelle en termes de précipitations.

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 : Evolution de la production d'électricité renouvelable en France et part de la production EnR dans la consommation



Source : DGEC à partir des données du SOeS

Le parc des centrales thermiques à combustible fossile apporte 5 % de l'énergie électrique

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.

La capacité totale du parc thermique classique s'élève début 2015 à 24 411 MW, soit une baisse de 1 296 MW par rapport à l'an dernier, due à la fermeture des centrales à charbon de Blénod et Cordemais 1. De nouvelles fermetures de tranches charbon sont prévues en 2015.

La production du parc thermique classique s'élève à 27 TWh en 2014, en net recul par rapport à 2013 (-40 %), en raison de la production élevée des autres moyens de production (nucléaire, hydraulique, photovoltaïque, éolien) et d'un hiver très doux. La production thermique classique constitue en 2014 la troisième source de production d'électricité en France avec 5 % de l'énergie électrique totale produite derrière le nucléaire et l'hydraulique. Les centrales à charbon sont les plus affectées par la baisse de la production thermique en 2014, puisque leur production diminue de 58 %, alors que celle des centrales au gaz diminue de 28 %.

Fig. 5 : Les principales installations thermiques à flamme en France au 30 juin 2015

Technologie	Groupe / aménagement	Puissance (MW)
Cycle combiné gaz	Bayet	440
	Emile Huchet 7	413
	Emile Huchet 8	413
	Blénod 5	427
	Martigues-Ponteau 5	465
	Martigues-Ponteau 6	465
	Combigolfe	425
	Cycofos	435
	DK6 1	400
	DK6 2	400
	SPEM - Montoire	425
	Pont sur Sambre	412
	Croix de Metz - Toul	412
Fioul centralisé	Cordemais 3	700
	Cordemais 4	700
	Aramon 1	700
	Aramon 2	700
	Porcheville 1	600
	Porcheville 2	600
	Porcheville 3	600
Charbon	Le Havre	600
	Cordemais 1	600
	Cordemais 2	600
	Emile Huchet	600
	Provence	600

Source : DGEC

Le parc thermique classique centralisé s'adapte aux nouvelles normes environnementales en termes d'émissions de polluants atmosphériques conformément aux directives européennes. Ces directives ont pour conséquence :

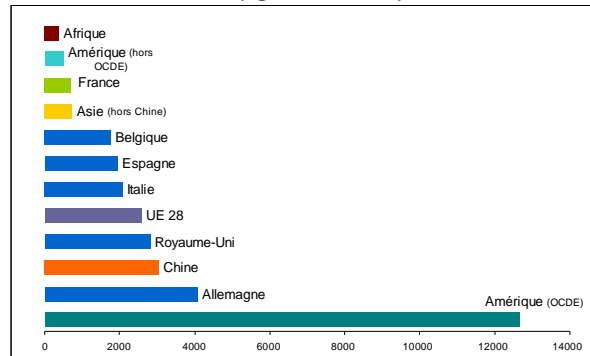
- la limitation du fonctionnement et la fermeture avant fin 2015 des centrales au charbon anciennes ;
- de nouveaux investissements pour les centrales au fioul et les autres centrales au charbon pour réduire de façon importante leurs émissions en polluants atmosphériques.

Les centrales thermiques classiques sont confrontées à des difficultés pour trouver une rentabilité sur les marchés de l'énergie, en raison de prix de marché bas. Les conditions économiques sont particulièrement difficiles pour les centrales à cycle combiné gaz, dont une partie a été placée à l'arrêt durant la période estivale en 2014.

Un mix électrique peu carboné

Le parc électrique français est dans son ensemble, grâce notamment au nucléaire et aux énergies renouvelables, l'un des moins émetteurs de gaz à effet de serre en Europe et au monde.

Fig. 6 : Emissions de CO2 de la production d'électricité et de chaleur en 2012 par habitant (kgCO₂/habitant)

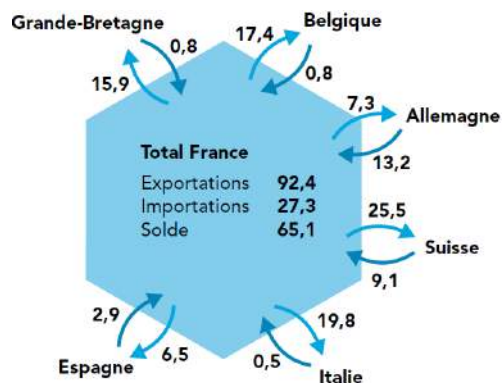


Source : DGEC à partir des données de l'Agence Internationale de l'Energie

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 2014, le total des exportations s'élevait à 92,4 TWh et le total des importations à 27,3 TWh. Le solde exportateur est donc de 65,1 TWh, son plus haut niveau depuis 2002. 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 trentaine d'heures en 2014.

Fig. 7 : Bilan des échanges contractuels en 2014 (TWh)



Source : Bilan électrique 2014, RTE

Le prix de gros de l'électricité en France est parmi les moins élevés d'Europe

La constitution du mix électrique français permet d'avoir un prix de gros de l'électricité parmi les moins chers d'Europe : le prix spot moyen sur les

bourses en 2014 vaut 34,6 €/MWh, soit 20 % de moins qu'en 2013. Cette baisse s'explique par celle de la consommation, la chute des cours des combustibles fossiles et la bonne disponibilité du parc nucléaire. La question de la commercialisation de l'électricité en France est abordée plus en détail dans la fiche n° 33.

Les capacités d'effacement

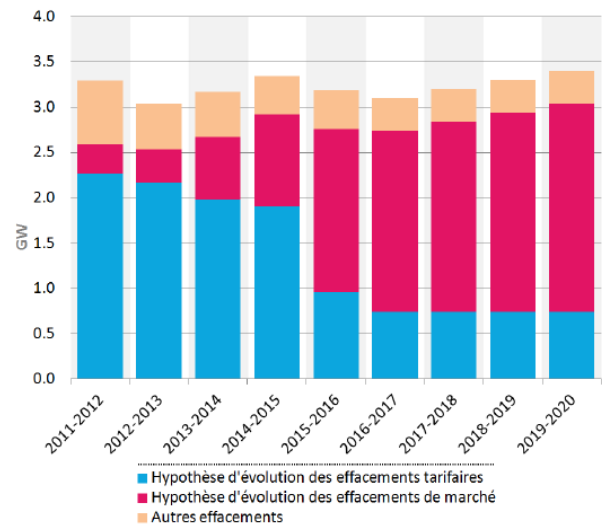
Un effacement de consommation consiste à réduire temporairement la consommation d'électricité d'un site par rapport à sa consommation normale, sur une base volontaire. Les fournisseurs et certains opérateurs spécialisés proposent à leurs clients (les consommateurs particuliers ou industriels) des solutions 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 de marché, 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 de marché 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).

Fig. 8 : Hypothèses retenues de puissance d'effacements hivernaux cumulable



Source : Bilan prévisionnel 2015, RTE

Ainsi, la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 (dite « loi Brottes ») a mis en place un cadre réglementaire permettant la 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.

Par ailleurs, le mécanisme de capacité mis en place par le Gouvernement, qui vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en France, permettra dès 2017 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 (1012 MW pour l'hiver 2014-2015), des réserves rapides et complémentaires (400 MW en 2015), des services systèmes fréquence (60 MW en 2015) et de l'interruptibilité (600 MW en 2015) : ce dernier est un dispositif assurantiel, adopté par le Gouvernement fin 2012, 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 court (quelques secondes).

- Pierre BOUTOT, Etienne HUBERT

Les réseaux électriques

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 toutes les lignes exploitées à une tension supérieure à 50 kV sur le territoire métropolitain continental. Il comprend 105 331 km de lignes électriques à haute et très haute tension, 1 213 transformateurs et 3 793 postes de livraison, et 47 interconnexions avec les pays voisins.

Figure 1

en km	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV
aérien	21 749	26 680	1 060	16 531	35 412
souterrain	3	1 060	2	680	2 480

En 2014, 90% des nouvelles lignes à 90 et 63 kV ont été construites en souterrain.

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,
- 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 17 du rapport), car l'électricité ne peut être stockée en quantité importante à des conditions économiques acceptables.

La France s'est fixée l'objectif de porter à 32% en 2030 la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. 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 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 65,1 TWh pour 2014. En réalité, elle a exporté 92,4 TWh et importé 27,3 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.

ERDF 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, 750 400 postes de distribution (HTA/BT) et 2 240 postes sources (HTB/HTA) et dessert 35 millions de clients.

Figure 2

en km	Lignes MT	Lignes BT
aérien	351 933	415 179
souterrain	261 190	276 786
Total	613 123	691 965

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.

EDF-SEI et Electricité de Mayotte assurent la gestion des réseaux de distribution d'électricité dans les départements d'Outre-Mer.

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.

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 62 minutes en 2014. 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'ERDF a atteint 3,1 milliards d'euros en 2013, marquant ainsi une hausse de 55 % depuis 2008 et de 24 % depuis 2010.

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), ERDF anticipant environ 180 000 nouveaux producteurs sur la période 2013-2016.

Figure 3 : Trajectoire d'investissement hors Linky sur les réseaux de distribution d'ERDF (en M€ courants)

année	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
M€	2 016	2 275	2 504	2 789	3 036	3 115	3 124

Réalisé

année	2015	2016	2017
M€	3 378	3 466	3 547

Prévisionnel (trajectoire proposée par ERDF en juin 2013)

Concernant les compteurs d'électricité communicants, à la suite de l'expérimentation réussie, menée par ERDF, du déploiement d'environ 300 000 exemplaires d'un prototype de compteur communicant « Linky » sur les régions de Tours et de Lyon, la CRE a rendu une évaluation favorable ouvrant la voie au déploiement à grande échelle. Le 9 juillet 2013, le Premier Ministre a confirmé le déploiement du compteur communicant.

ERDF a lancé un appel d'offres en 2013 pour la fabrication de la première tranche de 3 millions de compteurs. Les marchés ont été attribués à l'été 2014. Ont suivi, au dernier trimestre 2014, des appels d'offres pour la pose des compteurs. La pose des compteurs devrait démarrer au dernier trimestre de l'année 2015. D'autres appels d'offres seront lancés dans l'objectif de l'achèvement du déploiement à l'horizon 2021.

La mise en œuvre des nouveaux compteurs va 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 bien 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 favorisera l'émergence de services de maîtrise des consommations, auxquels il servira de support, et favorisera l'apparition de nouvelles offres tarifaires, qui pourront 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

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) sont élaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution concernés, en fonction des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par les schémas régionaux du climat, de l'air, et de l'énergie (SRCAE), et sont approuvés par le préfet de région. Ils 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 SRCAE. En application de l'article 1^{er} du décret du 20 avril 2012, toutes les installations EnR d'une puissance installée de plus de 100 kVA doivent être raccordées selon les modalités prévues par le S3REnR.

Les S3REnR définissent un périmètre de mutualisation entre les producteurs du coût des ouvrages électriques à créer : une même quote-part doit ainsi être payée par tous les producteurs d'énergies renouvelables se raccordant dans le cadre d'un S3REnR. Ce mécanisme permet d'éviter les effets de barrière et d'aubaine qui résulteraient de l'application du droit commun de raccordement applicable aux ENR avant la création des S3REnR et selon lequel le premier producteur dont le raccordement nécessitait la création d'un ouvrage finançait seul cet ouvrage, les producteurs suivants pouvant ensuite en bénéficier gratuitement.

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. Quinze S3REnR ont à ce jour été publiés.

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'échange globales de la France s'élèvent fin 2014 à environ 16 GW pour l'export et 12 GW pour l'import. La plupart des interconnexions en

étude sont gérées par RTE. 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 2017. 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.

- Sidonie BLANCHARD, Isabelle TIMSIT, Clément ROBERT, Sabine CORCOS.

N°19

Garantir la sécurité du système électrique

La programmation pluriannuelle de l'énergie et le mécanisme de capacité, de nouveaux outils pour garantir la sécurité d'approvisionnement

Garantir la sécurité du système électrique est essentiel pour éviter les risques de toute nature liés à une coupure de courant localisée ou un black-out à plus grande échelle. La sécurité du système électrique repose sur deux piliers qu'il convient de bien distinguer :

- l'adéquation des capacités électriques à la pointe de consommation, qui désigne l'existence et la disponibilité de suffisamment de moyens de production et d'effacement pour couvrir les pics de demande ;
- la sûreté de fonctionnement du système électrique, qui désigne la capacité du réseau électrique à acheminer en permanence l'électricité des producteurs d'électricité aux consommateurs. Ce deuxième pilier relève principalement du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE.

L'adéquation des capacités d'effacement et de production à tout moment, en particulier à la pointe de consommation

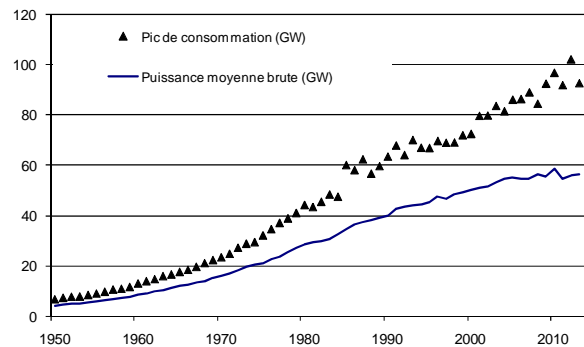
L'électricité ayant pour particularité de ne pas pouvoir être stockée en grande quantité de façon économique, la quantité d'électricité produite et injectée dans le réseau doit être égale à tout moment à la quantité d'électricité consommée. Autrement, des déséquilibres locaux peuvent se créer et se propager 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 ce pic de demande, le parc de production doit être dimensionné en fonction du pic de consommation et non de la demande moyenne annuelle, tout en tenant compte de la capacité qu'ont certains consommateurs à réduire leur consommation aux heures de pointe (i.e. le développement 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.

Figure 1 : Evolution de la puissance des pics de consommation et de la puissance moyenne appelée



Assurer la sécurité d'approvisionnement a un coût pour la collectivité. Le critère de sécurité d'approvisionnement est fixé par les pouvoirs publics : il impose que les déséquilibres entre l'offre et la demande ne conduisent pas à plus de 3 heures de coupure par an, en moyenne.

De nouveaux outils pour garantir la couverture de la pointe de consommation

Le respect du critère de défaillance repose sur trois mécanismes de prévision :

- (i) le bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité
- (ii) la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)
- (iii) le mécanisme de capacité.

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, et détermine les besoins en puissance permettant de répondre à la croissance de la demande électrique. **L'édition 2014 fait apparaître un risque de dégradation de la sécurité d'approvisionnement électrique en France durant les hivers 2015-2018.**

La PPE, prévue par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, fixe les priorités d'action des pouvoirs publics relatives à l'ensemble des énergies. Elle est élaborée notamment à partir du bilan prévisionnel et précise les orientations de l'action publique en matière d'énergie, notamment pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Le mécanisme de capacité, dont les règles ont été arrêtées en janvier 2015, contribuera, à partir de l'hiver 2016-17, 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 fixé par les pouvoirs publics soit respecté.

Zoom sur la canicule de 2015

Le système électrique est également soumis à des risques lors des périodes de canicule en été. D'une part, la consommation augmente d'environ 400 MW par degré au-dessus des normales saisonnières en raison des besoins de ventilation et de climatisation ; d'autre part, les exigences environnementales limitent la température des rejets dans les fleuves de l'eau utilisée pour refroidir les centrales (nucléaires, thermiques) et peuvent donc conduire à baisser la puissance, voire arrêter certaines d'entre elles. Les prévisions réalisées par RTE pour l'été 2015 montraient des marges importantes pour le système électrique malgré l'hypothèse d'un arrêt de plusieurs centrales nucléaires, grâce notamment aux capacités d'importation. L'épisode de canicule du début juillet 2015 n'a effectivement pas généré de difficulté sur le système électrique.

La sûreté de fonctionnement du système électrique

Assurer la sûreté du système électrique, c'est aussi garantir que le réseau permette à la production et à la consommation d'être équilibrées à tout instant, et pas seulement pendant les pointes de consommation. 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.

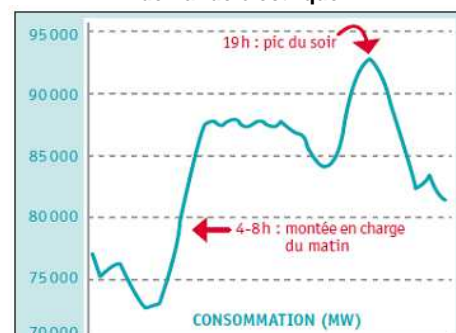
Prévisions de consommation et de production à court-terme

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.

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 2 : Illustration des variations journalières de la demande électrique



¹ L'agrégation des énergies renouvelables permet de réduire statistiquement la variabilité de leur production et facilite la gestion de l'intermittence.

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'Energie.

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.

Depuis janvier 2014, l'ensemble de ces dispositifs d'équilibrage est complété par un dispositif assurantiel d'interruptibilité par l'intermédiaire duquel le gestionnaire du réseau de transport peut, en cas de menace grave et immédiate sur l'équilibre offre/demande, procéder à l'interruption de certains consommateurs à profil de consommation interruptible, avec un délai court (quelques secondes) et dégager ainsi une capacité supplémentaire pouvant atteindre 600 MW. Ce dispositif devrait être renforcé dans le cadre du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.

- Pierre BOUTOT, Sabine CORCOS, Sidonie BLANCHARD, Thibaud NORMAND, Antoine CARON

N°20

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 2014, 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 le démarrage du déploiement de compteurs communicants dans de nouveaux pays.

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.

En France, les premiers retours d'expérience des projets de démonstration ont contribué à une meilleure vision des prochaines briques technologiques à déployer dans les prochaines années, tandis que les réflexions sur les nouveaux modèles réglementaires et régulateurs ont démarré.

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-voute 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 la 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, ...), la numérisation des équipements existants et le développement de logiciels et systèmes informatique capables de traiter les volumes d'informations collectées sur les réseaux. Le compteur communicant est notamment une brique essentielle de la modernisation du réseau de distribution.

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 démarre en décembre 2015

Le déploiement massif de compteurs communicants d'électricité devrait commencer au 1^{er} décembre 2015 et se poursuivre jusqu'en 2021. Première brique des réseaux électriques intelligents, le nouveau compteur devrait contribuer à l'amélioration du système électrique et à l'information du consommateur.

Une présentation plus détaillée est faite dans la fiche intitulée « les réseaux électriques ».

Concernant les compteurs communicants de gaz (projet « Gazpar »), 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 2014 pour atteindre 17,2 milliards (Mds) de dollars contre 15 milliards de dollars en 2013. 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.

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 sont en cours (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 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 capacité 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 capacités de stockage thermique connectées 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 capacité 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 capacité de stockage thermique est passée de 250 MW à 2420 MW.

D'ici 2020, une étude de BNEF en 2014 estime que le marché du stockage stationnaire d'énergie devrait passer de 1,2 GW (capacité commandée à fin 2013) à

11,3 GW d'ici 2020. Une étude de l'IHS (2014) estime quant à elle un marché de **40 GW en 2022**.

Des initiatives locales de déploiement de capacités de stockage commencent à émerger.

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 capacité 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, à la suite d'une première étude de GRTgaz publiée en 2013, l'ADEME, GRTgaz et GrDF participent à plusieurs projets et études sur le « power-to-gas » afin de préciser le potentiel technico-économique de cette technologie pour contribuer aux objectifs climatiques de 2050. 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. 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.

Les résultats de l'étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire (publiée en octobre 2014) envisagent un déploiement du power-to-gas en trois phases :

- **à court terme, l'hydrogène permet de valoriser les excédents de production d'électricité renouvelable.** Il est incorporé dans le réseau gazier à hauteur de quelques % et est utilisé directement sur des marchés de niche comme celui de la pile à combustible ;
- **à plus long terme, l'hydrogène est associé à du CO₂** (issu par exemple de la purification du biogaz de méthaniseurs) **pour produire du méthane de synthèse** qui peut être incorporé dans le réseau gazier sans contrainte technique et contribue donc à "décarboner" le réseau gazier ;

- de façon progressive, l'hydrogène "décarboné" (ex : obtenu par électrolyse) se substitue à l'hydrogène "classique" produit par exemple par vaporéformage du gaz naturel dans les usages industriels.

L'étude recommande en parallèle de poursuivre les actions de R&D (R&D amont mais aussi constitution de démonstrateurs et en coopération avec d'autres pays), de poursuivre les efforts d'organisation de la filière, de réformer le cadre réglementaire autour de la production et l'utilisation d'hydrogène, de mener des actions de sensibilisation sur la filière hydrogène et de réfléchir à des mécanismes de soutien spécifique pour développer l'hydrogène décarboné.

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 d'avril 2014 à septembre 2015.

Les trois premiers AMI ont donné lieu au 31 décembre 2013 à la contractualisation de 16 projets, dont plusieurs sont en cours de réalisation, pour un budget total de plus de 300 M€ soutenus à hauteur de 90 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 d'énergie et l'hydrogène, un nouvel 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. Les lauréats seront désignés courant 2015. Un nouvel appel à projets sur ces thématiques sera lancé à l'été 2015.

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 européens du programme Horizon 2020 qui rassemble des fonds nationaux abondés jusqu'à 50% par la Commission, vise à renforcer la coopération des pays européens dans le domaine. Le budget de cet appel à projets est 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 appel à projet dédié est ouvert depuis le 30 janvier 2015.

Cette action vise à susciter des coopérations 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 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 (ouverte du 2 décembre 2013 au 15 mai 2014) visant à sélectionner des projets au stade amont de leur développement. Suite à cette première phase, 14 projets ont été retenus dans le cadre de l'ambition stockage de l'énergie.
- la phase d'accompagnement (ouverture du 2 octobre 2014 au 2 mars 2015), 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.
- la phase de développement (ouverture en 2016) 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 de l'Economie, du Redressement Productif et de l'Economie 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 le président de 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 plan, listées ci-dessous, 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 projet pour le déploiement à grande échelle des technologies « smart grids »

Un nouvel appel à candidatures et à projets a été lancé le 15 avril 2015 dans le cadre du plan « Réseaux électriques intelligents ». Il vise à mobiliser les collectivités afin qu'elles développent une approche intégrée et proposent des projets mettant en œuvre un maximum de « briques fonctionnelles » autour des réseaux électriques intelligents. Il vise ainsi à poursuivre la dynamique engagée par les nombreux

démonstrateurs en élargissant les zones de déploiement afin de couvrir plus de consommateurs, plus de moyens de production ainsi qu'une plus large diversité de territoires et tester ainsi plus de fonctionnalités.

L'appel à projets permettra d'identifier les zones les plus adaptées pour montrer la pertinence technique et économique des solutions françaises, dans l'optique d'une généralisation à l'échelle nationale et à l'export.

Le plan sur l'autonomie et puissance des batteries, piloté par la directrice générale du 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.

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**.

D'une part, un **droit à l'expérimentation d'un service de flexibilité locale** est introduit. L'objectif est de permettre à des collectivités de fédérer un ensemble de consommateurs, de producteurs et d'autres acteurs afin de corréliser 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. D'autre part, il est donné la possibilité au Gouvernement de prendre par ordonnance les mesures nécessaires pour mener à bien un **déploiement expérimental à grande échelle d'un ensemble de solutions de réseaux électriques intelligents** dans une ou plusieurs zones géographiques.

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 ».

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 (DOM + Corse), le seuil technique de puissance 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.

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.

Les évolutions pour 2015

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.

Un tarif d'achat pour les installations éoliennes favorisant le stockage d'énergie dans les zones exposées au risque cyclonique

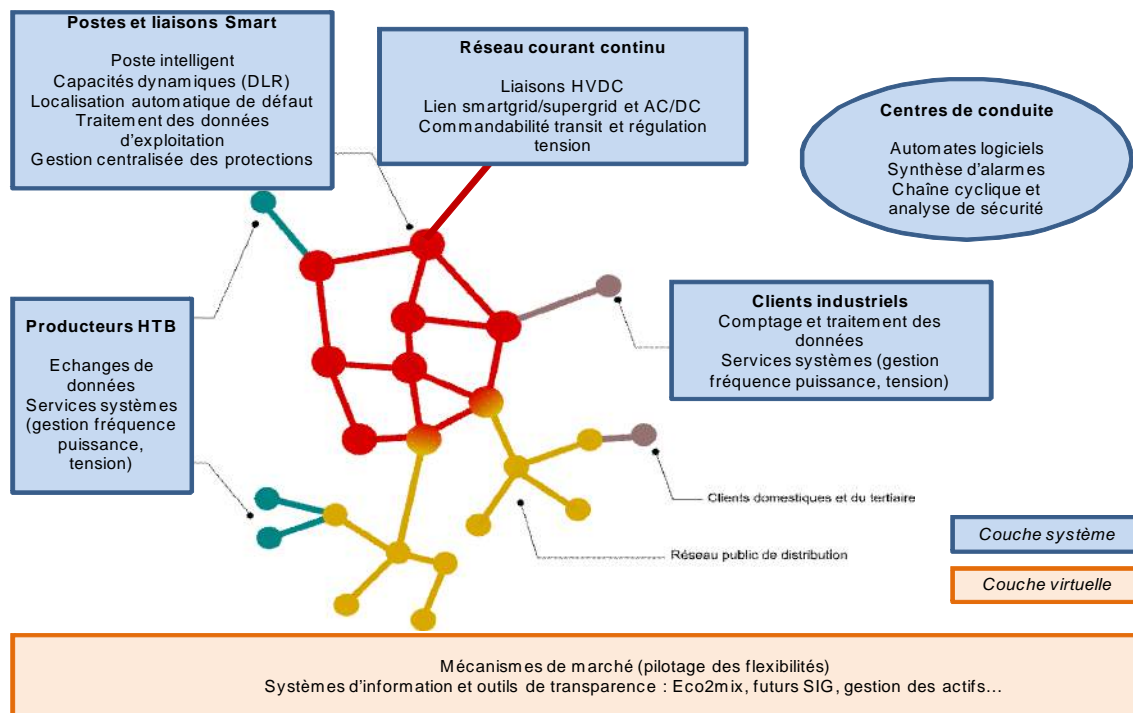
Cet outil est présenté dans la fiche intitulée « éolien ».

Groupe de travail sur l'autoconsommation et l'autoproduction

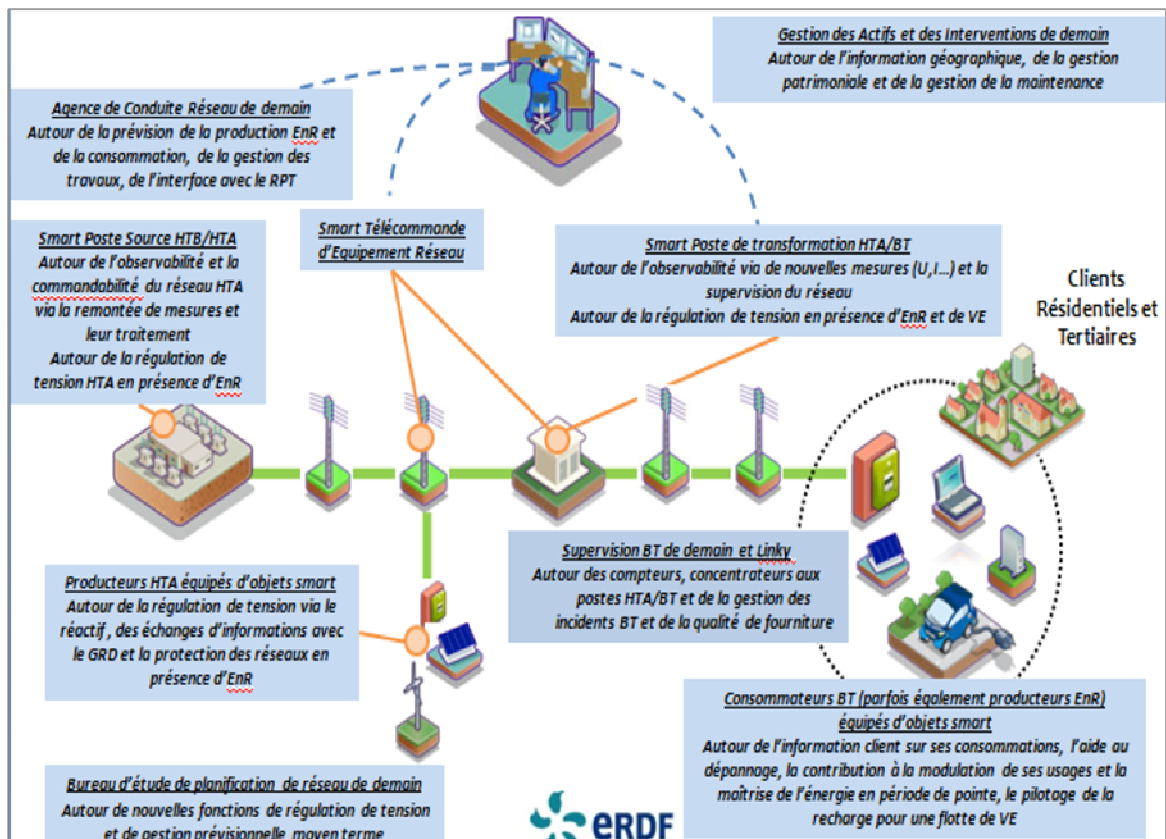
Cet outil est présenté dans la fiche intitulée « les énergies solaires ».

- Sabine CORCOS, Louise ORIOL, Clément ROBERT, David KREMBEL, Pascal BARTHE.

Les objets et fonctions Smart du RPT



Source : RTE



Source : ERDF

N°21

La biomasse énergie

La ressource énergétique la plus anciennement utilisée et la plus importante des renouvelables, 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°22), 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 de l'ordre de **60% de la production d'énergie finale renouvelable** en France (environ 50% hors biocarburants, cf. fiche n°22). Et le PNA EnR (Plan National d'Actions pour les énergies renouvelables) prévoit une stabilité 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 7 Mtep environ entre 2012 et 2020 (+66%). Ce qui correspond à la moitié de l'augmentation prévue de la production d'énergie renouvelable sur cette période.

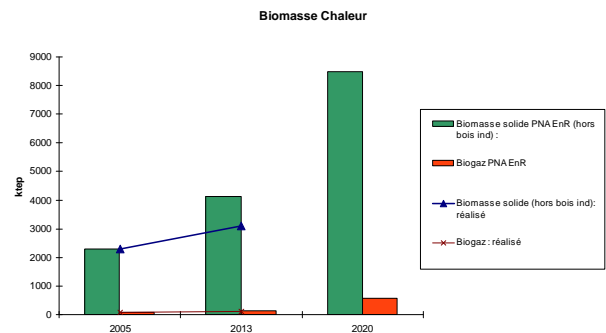
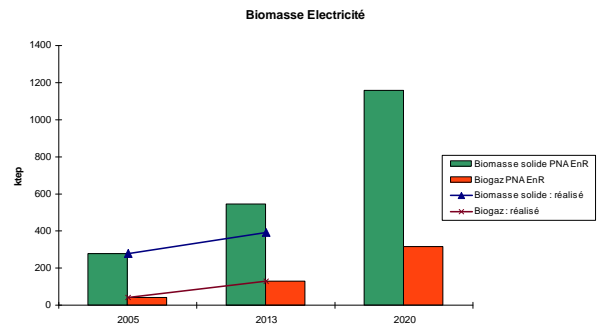
La Biomasse Énergie est prépondérante dans la production de chaleur renouvelable (85% environ), la chaleur renouvelable représentant de l'ordre de la moitié de la production nationale d'énergie renouvelable.

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 est très dynamique, du fait notamment des politiques de soutien volontaristes (crédits d'impôts, Fonds Chaleur...) mises en place (voir plus bas). En dépit de ce dynamisme, la biomasse solide affiche un retard significatif par rapport à l'objectif intermédiaire prévu en 2013, (11 Mtep réalisé, contre 11,7 Mtep prévus dans la trajectoire). L'atteinte de l'objectif 2020 pour la biomasse solide, 17,1 Mtep, va représenter un défi ambitieux.

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 à peu près au rythme prévu par le PNA EnR, mais son

poins 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.



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 2013, 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 il prévoit par contre 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 menée par l'ADEME et dont les résultats sont parus 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 cheminées ouvertes 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 près de **1,1 milliards d'euros sur la période 2009-2013**. 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.

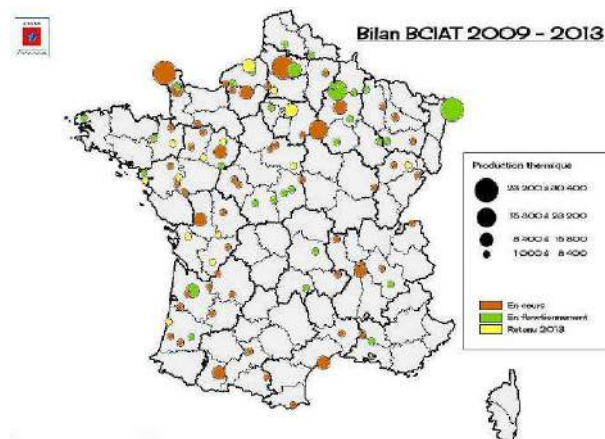
Il existe également chaque année un appel à projets national Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT), qui s'adresse aux entreprises des secteurs industriel, agricole et tertiaire et concerne les installations produisant plus de 1 000 tep/an à partir de biomasse. Un 7^{ème} appel à projets BCIAT a ainsi été lancé en septembre 2014. 17 dossiers ont été déposés pour un montant total d'investissements de plus de 200 M€. Le bilan provisoire fait état de 9 projets éligibles à ce stade pour un total d'investissements de 146M€ et une production de 88 ktep/an et de 3 projets en attente. Les résultats définitifs seront connus en septembre 2015.

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 particules fines, 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 1 - Carte des projets retenus au BCIAT (Biomasse, Chaleur, Industrie, Agriculture, Tertiaire) du fonds chaleur en 2009-2013



En 2014, l'ADEME a effectué un **bilan du fonds chaleur** : il en ressort que celui-ci a permis le financement de plus de 2 900 installations, représentant une production d'énergie de **1,36 Mtep/an** – dont **1,08 Mtep/an à partir de biomasse** (incluant le biogaz), soit 80% de la production totale.

En termes d'installations et d'équipements industriels, on constate que le parc actuel de **réseaux de chaleur** s'est **étendu de plus de 300 km/an** entre 2009 et 2013 ; au total, **531 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 emplois¹** 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 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

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).

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 la ministre Ségolène Royal a annoncé le **doublement du budget du fonds chaleur 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 1 252 MW à fin 2014, contre 1 361 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 au lancement d'un nouvel appel d'offres « CRE 5 » en 2015.

Les précédents appels d'offres biomasse CRE 1, 2, 3 et 4 ont permis la mise en service de 26 installations à fin 2014, 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 2 - Carte des projets CRE en service et en construction à fin 2014



(source : DGEC)

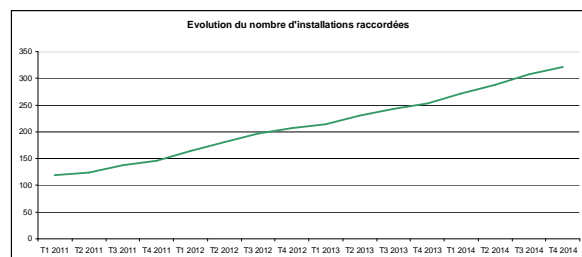
La filière biogaz : un fort dynamisme

La filière biogaz contribue pleinement aux objectifs de la transition énergétique pour la croissance verte, à savoir le développement des EnR, la réduction des émissions de GES, et l'essor d'une économie circulaire (avec la valorisation des digestats de la méthanisation).

La puissance électrique du parc des installations de production d'électricité à partir de biogaz a atteint 327 MW fin 2014, en ligne avec la trajectoire prévue par le PNA EnR (311 MW à fin 2014).

Cette filière reste dynamique et en croissance : +68 installations raccordées au réseau de distribution d'électricité en 2014, contre +46 en 2013.

Figure 3 – Evolution du nombre d'installations biogaz raccordées au réseau



(source : ERDF)

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 de rachat 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. Les coûts d'investissement étant supérieurs à ceux nécessaires pour un projet de cogénération, l'injection concerne plutôt des installations de taille moyenne ou importante (typiquement une production de biométhane >50 Nm³/h, équivalent à environ 300 kWe). A 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°16).

Fin mars 2013, le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie et le Ministère de l'Agriculture, de l'Agroalimentaire et de la Forêt ont lancé le plan « Energie Méthanisation Autonomie Azote », qui s'inscrit dans une double logique : atteindre le développement de **1000 méthaniseurs à la ferme d'ici 2020** d'une part, encourager une gestion globale de l'azote sur les territoires d'autre part, en valorisant l'azote organique et en diminuant la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral, pour une agriculture à la fois plus compétitive et plus écologique.

Un an et demi après l'annonce de ce plan, le Ministère de l'Ecologie a déjà mis en œuvre l'ensemble des mesures annoncées dans ce plan et relevant de sa compétence, à savoir :

1. La **revalorisation du tarif d'achat de l'électricité** produite à partir de biogaz : l'arrêté modificatif a été publié au JO le 7 août 2013. Il prévoit une revalorisation de la prime à l'utilisation d'effluents d'élevages ;
2. Le soutien à l'innovation : **plusieurs appels à manifestation d'intérêt « Recyclage et valorisation des déchets »** ont été ouverts depuis 2011 dans le cadre de l'action « Economie circulaire » du PIA opérée par l'ADEME.
3. La simplification des procédures administratives :
 - l'expérimentation d'un **certificat de projet** a débuté dans quatre régions (décret publié le 20 mars 2014 au JO) ;
 - Une expérimentation de **permis unique** rassemblant les procédures environnement (ICPE, espèces protégées), urbanisme (permis de construire), défrichement et autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie a été mise en place pour les éoliennes terrestres et les installations de méthanisation et de valorisation du biogaz dans sept régions ; une généralisation à toute la France est par ailleurs prévue par le projet de loi pour la transition énergétique ;
 - Les textes réglementaires ouvrant la voie à **l'injection**, dans les réseaux de gaz, du biométhane issu des boues de stations d'épurations des eaux usées des collectivités (**STEP**) ont été publiés au JO à la fin du mois de juin 2014 ;

- Dans le cadre de la procédure ICPE, le **seuil d'enregistrement** pour les projets de méthanisation agricole a été **relevé** de 50 à 60 tonnes de déchets traités par jour. Le décret de nomenclature a été publié au JO le 4 septembre 2014.

Ces mesures ont d'ores et déjà permis d'impulser une bonne dynamique pour le développement de la méthanisation, notamment agricole. Afin de consolider ce développement, des mesures complémentaires ont été confirmées :

1. La ministre Ségolène Royal a lancé le 4 septembre 2014 **l'appel à projets « 1500 méthaniseurs »**, visant à identifier les porteurs de projets de méthanisation pour mieux les accompagner (cf. Fiche Panorama n°16) ;
2. Un « **Comité National Biogaz** », réunissant les parties prenantes, a été mis en place. Dans ce cadre ont été lancés quatre groupes de travail :
 - Un premier dédié à l'évolution des mécanismes de soutien, pour donner de la visibilité aux porteurs de projets sur les nouveaux systèmes de soutien à la filière qui doivent être mis en place (dans le cadre des nouvelles lignes directrices de la commission européenne sur les aides d'État à l'environnement) ;
 - Un second dédié au déroulement des procédures qui devra proposer des mesures permettant de faciliter et d'accélérer le développement des projets de méthanisation ;
 - Un troisième dédié au développement du bioGNV ;
 - Un quatrième sur l'injection du biométhane, qui se réunit régulièrement depuis 5 ans déjà, et dont les travaux se poursuivront dans le cadre de ce comité.
3. Enfin, une analyse des projets actuels a été lancée par l'ATEE Club Biogaz et le Syndicat des énergies renouvelables, avec le ministère et l'ADEME, afin de mieux comprendre la réalité des situations (notamment économiques) des installations de méthanisation, selon leurs caractéristiques, et d'identifier les éventuelles solutions à mettre en œuvre pour faire face aux difficultés que connaissent actuellement un certain nombre de projets.

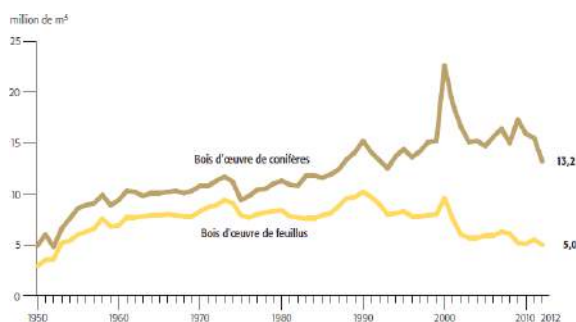
Une ressource abondante mais difficile à mobiliser

La ressource française potentielle en biomasse est, "sur le papier", considérable. En effet, seule la moitié de l'accroissement forestier annuel est par exemple récoltée. Néanmoins, des tensions croissantes se font sentir concernant l'accès à ces ressources, en lien notamment avec le développement de la biomasse énergie ; elles se manifestent pour l'instant principalement sur les ressources en bois, qu'il s'agisse de bois forestier ou de produits connexes de scieries par exemple. Ceci s'explique par le fait que ces ressources en biomasse peuvent 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. Le calcul comptable, consistant à constater que la récolte de bois ne correspond qu'à la moitié de l'accroissement annuel des arbres sur le territoire, et que le stock de bois en forêt augmente donc rapidement, n'est donc pas suffisant en soi.

Ainsi, si en matière de **ressources théoriques en bois** la France est relativement bien pourvue – une étude réalisée en 2009 pour le compte de l'ADEME² estimait que de l'ordre de 19 Mm³ de bois étaient potentiellement mobilisables en forêt pour la production d'énergie – sa mobilisation se heurte à différents freins : la ressource est aux deux tiers feuillue alors que le marché du bois matériau pour le feuillu décroît régulièrement depuis plusieurs décennies (cf. figure 4 ci-dessous); la forêt française est très morcelée; et les propriétaires sont peu incités à gérer activement leurs parcelles (notamment du fait d'une fiscalité plus patrimoniale qu'incitative).

Figure 4 - Récolte de bois d'œuvre de 1950 à 2012

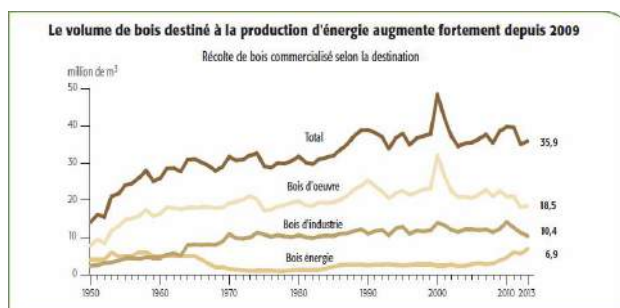


(Agreste, 2013)

En dépit des politiques de soutien à la filière Bois Énergie, la récolte de bois peine donc à décoller autant qu'il le faudrait : l'atteinte des objectifs 2020 du PNA EnR supposerait ainsi non seulement une augmentation très significative de la valorisation énergétique de bois en fin de vie, de résidus agricoles et d'autres ressources annexes (biomasse issue des vergers, des vignes, des espaces verts urbains ou des haies)³; mais aussi une croissance de l'ordre de +20 Mm³ du bois récolté en forêt. Or, la récolte commerciale de bois forestier pour le secteur de l'énergie s'élevait en 2013 à seulement 6,9 Mm³ (il serait ainsi nécessaire de la multiplier par près de 4 en 7 ans); la récolte totale de bois en forêt, en tenant compte du secteur informel, est quant à elle

estimée à environ 55 Mm³ (une croissance de plus de 35 % de cette récolte est donc nécessaire); et une analyse économique réalisée récemment, et à laquelle étaient associés le Ministère de l'Écologie et le Ministère de l'Agriculture, a estimé qu'à horizon 2020 la récolte additionnelle de bois en forêt pour la production d'énergie pourrait être inférieure à 5 Mm³ (principalement car le gisement additionnel disponible correspond à des bois n'ayant pas de débouché dans la filière bois d'œuvre; l'exploitation des parcelles correspondantes ne permet ainsi pas de générer suffisamment de revenus aux propriétaires forestier pour les inciter à les mettre en gestion). Ce chiffrage est probablement pessimiste, mais pour autant il est manifeste que l'objectif de +20 Mm³ fixé pour 2020 nécessite des mesures sectorielles significatives, et reste en tout état de cause extrêmement ambitieux.

Figure 5 - Récolte de bois commercialisée, de 1950 à 2013



Source : Agreste - Enquête annuelle de branche exploitation forestière

Source : Agreste, 2014

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 très 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 réseau, présentent également un potentiel de développement significatif.

Des actions complémentaires à l'existant, et visant à augmenter la mobilisation de la biomasse disponible au sein de la filière forêt-bois (bois en forêt, et bois en fin de vie), mais aussi à **renforcer le développement de la filière bois matériau** ainsi que la mise en adéquation des bois français avec les besoins de l'aval de la filière sont donc nécessaires en vue d'atteindre nos objectifs contraignants 2020 en matière d'EnR.

L'AMI DYNAMIC du Fonds Chaleur :

Le fléchage d'une partie du Fonds Chaleur vers la fourniture de biomasse, décidé par la Ministre Ségolène Royal et officialisé dans le cadre du Contrat Stratégique de la Filière Bois signé en décembre 2014, apporte un élément de réponse. Un Appel à Manifestation d'Intérêt, l'AMI DYNAMIC, a été lancé par l'ADEME en mars 2015 pour faire émerger des projets collaboratifs, et il est d'ores et déjà prévu sa reconduction en 2016.

² En cours d'actualisation par IGN-FCBA, dans le cadre d'une étude commanditée à nouveau par l'ADEME. Les résultats sont attendus en septembre 2015.

³ De premières estimations indiquent que ces gisements hors forêt, et hors pailles et menues pailles, ne pourront en aucun cas représenter plus de 5,7 MtMS (millions de tonnes de matière sèche; 1m³ de bois représentant environ 0,5 tMS). Ceci étant, une meilleure valorisation du bois en fin de vie, notamment, doit être recherchée, afin d'alléger dans les prochaines années les tensions sur les ressources en bois.

Dans le cadre du doublement de sa dotation, jusqu'à 30 M€ du Fonds Chaleur pourront ainsi servir à la mobilisation de gisements de bois actuellement non valorisés, pour approvisionner des installations ayant bénéficié d'un soutien du Fonds Chaleur.

Toutefois, des soutiens tels que l'AMI DYNAMIC ne seront vraisemblablement pas suffisants, et des mesures structurelles fortes complémentaires doivent être adoptées afin d'inciter à une gestion effective et durable des forêts, à une mobilisation accrue des gisements existants et au développement des débouchés pour le bois matériau (notamment feuillu).

On pourra s'interroger sur le rôle des prix dans les ajustements à venir. Ceux-ci doivent rester raisonnables, et c'est un objectif poursuivi par les pouvoirs publics pour différentes raisons :

- le développement du bois-énergie dépend étroitement du différentiel de prix avec les filières fossiles concurrentes (fioul, gaz), qui demeure significatif – ce qui explique qu'il faille le compenser par des soutiens publics, et notamment par le fonds chaleur, pour rendre cette filière compétitive.
- Il est important de conserver une hiérarchie des prix en correspondance avec la bonne **articulation des usages** qui est souhaitée. Rappelons qu'idéalement – et c'est l'objectif poursuivi à long terme – l'usage énergétique intervient principalement en fin de vie des produits, la ressource forestière ayant d'abord vocation à servir les usages matières. Il s'agit par là de favoriser une valorisation optimale des ressources nationales.

En ce qui concerne la **biomasse d'origine agricole**, là encore le gisement disponible est a priori significatif : plus de 11,6 millions de tonnes de matière sèche pour les résidus agricoles (dont 8,7 Mt de pailles de céréales ou d'oléagineux), selon l'Observatoire National de la Ressource Biomasse piloté par France AgriMer. Mais ce gisement est extrêmement diffus sur le territoire et complexe à mobiliser. Par ailleurs, s'il tient compte des besoins en paille du secteur agricole et du nécessaire retour au sol d'une partie des résidus, il est nécessaire de considérer également le manque de paille constaté lors des années de sécheresse, qui ne doit pas être aggravé par un développement non contrôlé de nouvelles filières. Or, il s'agit d'une biomasse susceptible d'avoir plus ou moins les mêmes usages que le bois (production de chaleur et/ou d'électricité ; production de biocarburants avancés ; bioraffinerie ; et à plus long terme gazéification et méthanation), auxquels s'ajoute par ailleurs le développement de nouveau biomatériaux, et la méthanisation agricole, qui pourra nécessiter des volumes significatifs (les résidus de cultures étant le principal gisement estimé pour la méthanisation dans le cadre d'une étude réalisée par l'ADEME en 2013 sur le potentiel de développement de cette filière).

Dans le but de garantir une bonne gestion de la ressource limitée que constituent ces gisements nationaux, une coordination doit être assurée entre

l'ensemble des filières, dans le domaine de l'énergie ou non, susceptibles de recourir à un même type de ressource. Un suivi plus précis des ressources doit être assuré, à l'échelle nationale comme à l'échelle régionale. Et des mesures fortes doivent être prises pour permettre leur développement et l'augmentation de leur mobilisation. C'est l'objet de la **stratégie nationale de mobilisation de la biomasse** et des **schémas régionaux biomasse** que va instituer la loi sur la transition énergétique et la croissance verte. Elle aura pour objectif de permettre un développement important des filières de valorisation énergétique de la biomasse sans déstabiliser les filières en place (dans le domaine agricole ou dans les filières forêt/bois), dans le cadre d'une bonne articulation des usages.

A noter qu'en ce qui concerne la filière bois, une telle coordination entre les utilisateurs de la ressource a pu commencer à émerger grâce à la dynamique initiée dans le cadre du Comité Stratégique de la Filière Bois, au sein duquel des échanges ont lieu entre l'ensemble des acteurs économiques de la filière et les pouvoirs publics concernés par le sujet. Elle se poursuit en 2015 dans le cadre de la préparation du Programme National Forêt Bois, et des documents de "Programmation Pluriannuelle de l'Energie".

*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

Il n'existe pas d'inquiétudes majeures aujourd'hui concernant les pratiques de récolte française de biomasse et leur "durabilité". Notamment, les pratiques forestières constatées en France sont en très grande majorité des pratiques de gestion durable. Cette question est néanmoins prioritaire compte-tenu des importantes évolutions en cours du secteur, notamment avec le développement de la biomasse énergie : l'intensification de la collecte des matières premières concernées ne doit pas générer d'effets néfastes sur l'environnement.

En effet les gisements se situent en grande partie dans des espaces forestiers ou agricoles ; il doit donc être tenu compte de la multi fonctionnalité de ces espaces, 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.

La question de la **récolte des rémanents** (les "petits bois") en forêt, alors qu'ils étaient jusqu'à présent laissés au sol, fait l'objet d'études et de travaux de recherche – le but étant d'éviter un appauvrissement des sols, ainsi que des effets négatifs sur la

biodiversité. L'ADEME a ainsi publié en 2006 sur le sujet un guide de bonnes pratiques ("La récolte raisonnée des rémanents en forêt"), en cours d'actualisation.

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"). Pour autant quand on brûle de la biomasse pour produire de l'énergie, on libère du carbone dans l'atmosphère.

La biomasse repousse toutefois par la suite, permettant de fixer à nouveau du carbone. Et 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. 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-long 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. La durée nécessaire pour que le "bilan carbone global" d'un scénario comprenant la récolte de bois énergie, devienne plus favorable que celui d'un contre scénario n'impliquant pas cette récolte, est appelée "durée de remboursement de la dette carbone du bois énergie". En France, on considère qu'étant données les pratiques forestières cette durée de remboursement est en moyenne relativement courte.

L'ADEME étudie le sujet activement, afin de déterminer la meilleure manière de prendre en compte ce phénomène, et d'évaluer au mieux les durées de remboursement de la dette carbone dans le contexte français.

Biomasse énergie et qualité de l'air

La combustion de biomasse émet dans l'air une quantité importante de substances polluantes gazeuses et particulaires : il s'agit d'un sujet majeur, pris en compte dans l'ensemble des politiques publiques concernant ce secteur. La France fait d'ailleurs l'objet d'un contentieux européen en matière de qualité de l'air, pour non-respect des valeurs limites de PM10 (particules fines de diamètre inférieur à 10 micromètres) dans certaines zones du territoire pour lesquelles la combustion de biomasse porte une responsabilité.

Il convient par conséquent de développer la biomasse énergie tout en veillant attentivement à réduire dans le même temps les émissions dans ce secteur : il s'agit de réduire, capter et traiter au maximum ces nouvelles émissions de poussières de combustion. Les dispositifs les plus performants en

la matière, et donc les moins polluants, sont ceux qui sont installés sur de grosses installations qui peuvent plus facilement supporter le surcoût correspondant.

Les émissions du secteur résidentiel/tertiaire ont, elles, représenté en 2011 30 % des émissions totales en France de PM10, et 45 % des émissions totales de PM 2,5. Dans ce secteur, la combustion de biomasse est le principal émetteur de particules fines (environ 90 %). Le renouvellement du parc d'appareils de chauffage au bois individuels par des appareils plus performants permet des réductions importantes d'émissions de particules.

Il est donc impératif de ne développer que des équipements performants, et de réduire les émissions de particules en commençant par renouveler le parc ancien des équipements individuels de combustion de bois. Un projet de réglementation a été proposé par la Commission européenne pour les appareils de combustion de biomasse de moins de 500 kW ; elle permettra de limiter la mise sur le marché des appareils responsables des émissions atmosphériques les plus importantes.

- Sophie DEHAYES ; Mélanie DUCOURET ; Martine LECLERCQ ; Matthieu LAE ; Joseph LUNET ; Nicolas MICHELOT.

N° 22

Les carburants de substitution

Si le GNV peine à décoller, l'objectif d'incorporation des biocarburants est lui atteint depuis 2013. En 2014, l'objectif d'incorporation pour le gazole a été relevé à 7,7%.

L'objectif d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels, fixé à 7% en énergie pour l'année 2013, est atteint. Pour 2014, les objectifs étaient de 7,7% pour la filière gazole et 7% pour la filière essence.

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.

Le gaz de pétrole liquéfié-carburant (GPL-c)

Le GPL (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 l'UFBP et, sur la base de différentes études, les véhicules GPL-c consomment, en moyenne à puissance équivalente et par kilomètre parcouru, 20 % en volume de plus mais émettent environ 15 % de moins de CO₂ que les véhicules essence.

Le réseau français de stations-service GPL-c est resté stable en 2014 et couvre une grande partie du territoire national. Il compte 1769 points de vente ouverts au public et 71 stations privatives.

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.

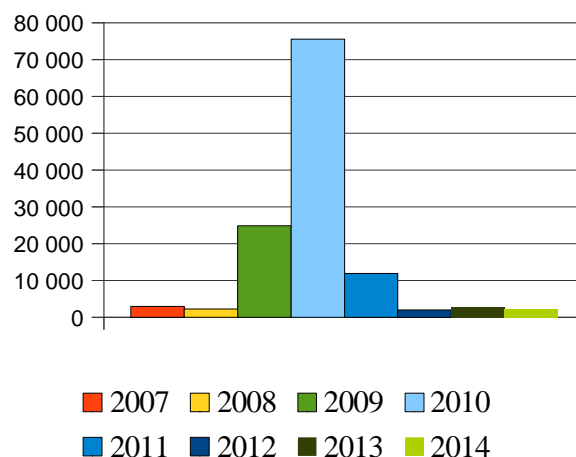
Ventes de véhicules neufs en France

Les immatriculations de véhicules particuliers concernent 2 232 véhicules GPL-c en 2014 contre 2 743 en 2013 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.

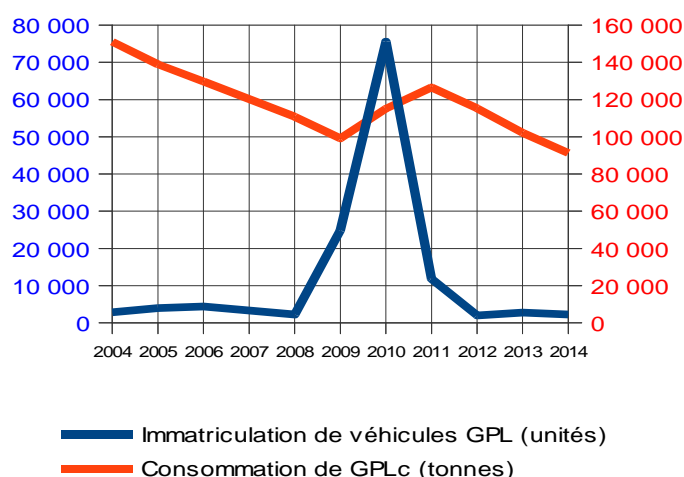
Fig. 1 : Évolution du nombre d'immatriculations de véhicules GPL (mono ou bicarburant)



Source : CFBP

Conformément aux observations des années précédentes, le prix moyen à la pompe est inférieur à celui du SP95 (0,85 €/l en moyenne en 2014). Cette différence de prix reflète les avantages fiscaux consentis au GPL-c.

Fig. 2 : Évolution de la consommation de GPL-c



Source : CFBP

Le repli de consommation de GPL-c enregistré en 2013 a continué en 2014 : 91 246 t de GPL-c ont été consommées contre 102 181 t l'année précédente.

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 (typiquement 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, 3 500 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. Le parc français de véhicules GNV se décompose en : 2 400 bus, 800 bennes à ordures ménagères, 200 camions et 10 000 véhicules légers (il s'agit généralement de flottes d'entreprises). 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 (40 stations accessibles au public, 115 stations privées pour poids lourds et 145 stations privées pour véhicules légers de flottes).

La directive 2014/94 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs devrait permettre, par sa mise en œuvre, d'augmenter le nombre de stations de ravitaillement en GNV et ainsi de développer le marché du gaz naturel carburant dans son ensemble.

Les incitations à l'utilisation du GPL-c et du GNV

Bonus écologique

Les véhicules GPL ou GNV bénéficient du même dispositif que celui pour l'achat d'un véhicule propre fonctionnant à l'essence ou au gazole (dispositif conditionné aux émissions de CO₂ du véhicule).

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 : 3,09 €/100m³. Pour inciter les fournisseurs à vendre du biométhane comme carburant, un dispositif incitatif additionnel basé sur le système de garanties d'origines¹, a été mis en place pour le GNV issu du biométhane ;

– 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 44,82 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, une exonération totale ou partielle de la taxe proportionnelle sur les certificats d'immatriculation pour les véhicules roulant au GPL-c ou au GNV existe. Cette mesure dépend d'une décision annuelle prise au 1^{er} janvier par la région et appliquée par les préfetures concernées.

Depuis la fin de l'application du bonus fiscal de 2000 € sur l'achat de véhicules légers GPL-c, le 1^{er} janvier 2011, les ventes ont chuté de 6000 unités par mois à 100 à 200 unités par mois. En l'absence d'incitation fiscale, rien ne laisse présager un redémarrage sur ce marché qui bénéficie pourtant d'une infrastructure de ravitaillement satisfaisante (1750 stations), contrairement à la situation constatée pour le GNV.

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. 3 : Objectifs d'incorporation (% énergétique)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
5,75	6,25	7	7	7	7	7 Es 7,7 Go	7 Es 7,7 Go

1 Arrêté du 23 novembre 2011, JORF n°0272

En 2014, les objectifs étaient de 7,7% pour la filière gazole et 7% pour la filière essence. Ces chiffres sont reconduits pour 2015. 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. 4 : Les bilans d'incorporation (% énergétique)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Réalisé	6,04	6,7	6,84	6,74	6,78	7,45

En 2014, le pourcentage énergétique (pci) de biocarburants dans les carburants a été de 7,45% pour l'ensemble des deux filières (6,11% pour les essences et 7,72% pour le gazole), contre 6,78% en 2013 (5,66% pour les essences et 7,01% 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 biocarburant 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 2015, sur l'ensemble des stations-service d'un débit annuel de plus de 500 m³, 5 006 proposaient le SP95-E10 à la vente, soit plus de 52% du parc national. Le SP95-E10 représente 31,2% du volume vendu des essences, soit davantage que la part du SP98, inférieure à 19,9%.

Le gazole B8

L'arrêté du 31 décembre 2014 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. Cette évolution doit permettre aux opérateurs pétroliers d'atteindre plus facilement l'objectif qui leur est fixé.

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 des conditions de maintenance adaptées.

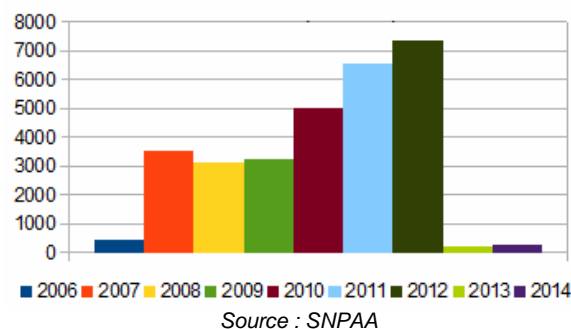
Le superéthanol E85

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 2015, 580 stations-service commercialisent ce carburant, parmi lesquelles 200 ont ouvert au cours de l'année 2014, et 30 000 véhicules prévus pour

fonctionner avec ce carburant ont été immatriculés depuis 2006.

Fig. 5 : Immatriculations de véhicules flex fuel



La chute des immatriculations observée en 2013 et 2014 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.

Les huiles végétales pures (HVP)

L'utilisation des HVP comme carburant n'est autorisée que pour certains secteurs professionnels fixés par les articles 265 ter et quater du code des douanes.

L'utilisation des HVP suscite beaucoup de réserves de la part des constructeurs de véhicules automobiles et de machines agricoles, dont la grande 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 a repris 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. L'année 2014 est toutefois marquée par une baisse d'environ 12% de la production. Cette baisse peut s'expliquer par la diminution des volumes agréés (voir le chapitre ci-après concernant la TICPE réduite).

Fig. 6 : Production issue d'unités agréées en kt

2009	2010	2011	2012	2013	2014
2919	2 846	2374	2573	2513	2221

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 37% en volume d'éthanol. Seule 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. 7 : Production d'ETBE (équivalent éthanol) issue d'unités agréées en kt

2009	2010	2011	2012	2013	2014
202	188	178	150	86	107

En 2014, la production de la filière éthanol correspond à environ 80% des capacités agréées. Une grande partie de cet éthanol sert à la production d'ETBE.

Fig. 8 : Production d'éthanol issue d'unités agréées en kt

2009	2010	2011	2012	2013	2014
417	522	469	470	525	487

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 1 660 kt en 2014 contre 1 903 kt en 2013. Du fait de la baisse des agréments, la filière a néanmoins produit un peu plus de 97% des capacités agréées en 2014, contre 95% en 2013.

Fig. 9 : Production d'EMAG issue d'unités agréées en kt

2009	2010	2011	2012	2013	2014
2 095	2 120	1 695	1 953	1 903	1 660

Les EMHV (Esters Méthyliques d'Huiles Végétales) constituent l'essentiel des volumes d'EMAG mis à la consommation en France. La table 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. 10 : Volumes d'EMHV mis à la consommation (millions de litres)

MP	Colza	Palme	Soja	Tournesol	Total
France	1337	0	0	21,2	1358,2
Autre	940,5	460,4	128,2	0	1529,1
Total	2277,5	460,4	128,2	21,2	2887,3

La fiscalité

Le principal levier incitatif : la Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP)²

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. 3).

Fig. 11 : Les montants de TGAP acquittés (M€)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
62	104	110	150	156	149	96

La baisse du montant de TGAP acquitté entre 2013 et 2014 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, ce taux est passé de 5,66% en 2013 à 6,11% en 2014.

² Voir www.developpement-durable.gouv.fr, "La taxe générale sur les activités polluantes"

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 et lies de vin.

L'arrêté du 21 mars 2014 fixe les modalités d'application du double comptage pour l'année 2014. Il limite la quantité 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 biocarburants³

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 fossile⁴. L'objectif de cet avantage fiscal devait permettre aux industriels d'amortir leurs unités de productions.

Fin 2012, seuls environ 50 % des investissements étaient jugés amortis. Une prolongation du dispositif a alors été décidée et de nouveaux agréments ont été distribués pour la période 2013-2015.

Concernant les taux de défiscalisation, ils ont diminué de manière régulière jusqu'en 2011. Ils ont ensuite été stabilisés jusqu'en 2013. Ils diminuent ensuite jusqu'à l'extinction du dispositif au 31 décembre 2015, date à compter de laquelle l'ensemble des sites de production de biocarburants ayant bénéficié de ce dispositif aura été amorti.

Fig. 12 : 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

* esters méthyliques d'acide gras

** seule la part éthanol peut en bénéficier

*** esters éthyliques d'huiles végétales

**** biogazole de synthèse

³ Voir www.developpement-durable.gouv.fr, "La défiscalisation partielle des biocarburants en France"

⁴ 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.

Les montants de la défiscalisation sont estimés à 145 M€ en 2014.

Fig. 13 : Les montants de la défiscalisation (M€)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
720	521	425	271	288	280	145

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 », pourront être pris en compte pour évaluer le respect de ces objectifs et bénéficier de la TICPE réduite⁵.

2014, troisième année de mise en œuvre des dispositions sur la durabilité des biocarburants en France

L'année 2014 a été la troisième 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 à un schéma volontaire, reconnu par la Commission Européenne, ou à un 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 sols⁶, 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 se résume 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'émission de GES des biocarburants français.

Afin de répondre à ces préoccupations, la Commission européenne a publié le 18 octobre 2012 une proposition de directive, modifiant les deux directives en vigueur. Après d'intenses négociations, un accord a pu être trouvé par les États Membres et le Parlement Européen en avril 2015. Le texte prévoit :

- 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% 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 États membres à la Commission Européenne des émissions estimatives liées au changement d'affectation des sols indirect.

La recherche en matière de bio-carburants⁷

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 génération.

Les biocarburants de 2^{ème} 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.

Les biocarburants de 3^{ème} génération seront issus des algues cultivées soit en milieu ouvert, soit en bioréacteur.

Les principaux projets soutenus par les pouvoirs publics sont FUTUROL (production d'éthanol ligno-cellulosique) et BioTfuel (production de carburants de synthèse Fischer-Tropsch). En 2014, la construction des unités pilotes du projet BioTfuel a démarré sur les sites de Dunkerque et de Venette.

Le plan industriel Chimie verte et Biocarburants

A l'automne 2013, le gouvernement a lancé 34 plans pour une Nouvelle France Industrielle. L'un de ces plans, regroupant industriels et représentants des administrations, porte sur la chimie verte et les biocarburants. Après plus de 6 mois de travail, sa feuille de route a été validée le 2 juillet 2014 par le ministre de l'Economie, de l'Industrie et du Numérique. Un groupe de travail dédié aux biocarburants examine les conditions nécessaires au développement de la filière et devrait rendre ses conclusions au premier semestre 2015.

- Vivien ISOARD, Jean-Michel LAMY, Daniel GRINFOGEL

⁵ Voir www.developpement-durable.gouv.fr, "Durabilité des biocarburants et des bioliquides"

⁶ Voir www.developpement-durable.gouv.fr, "Les performances environnementales des biocarburants"

⁷ Voir www.developpement-durable.gouv.fr, "Enjeux de la recherche en matière de biocarburants"

L'Eolien retrouve sa croissance avec un marché fortement porté par l'Asie. Comme en 2013, une éolienne sur deux raccordée dans le monde en 2014 est en Asie. Le marché éolien en mer consolide sa position en Europe, mais affiche un ralentissement par rapport à tous les programmes nationaux fixant les objectifs 2020.

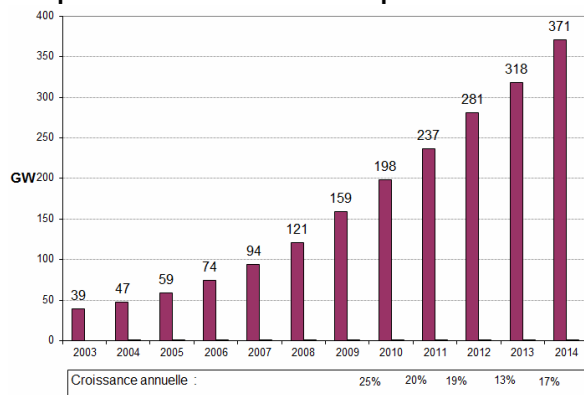
En France, le parc a franchi le seuil des 9 GW en fonctionnement. Les actions menées par le gouvernement depuis 2013 pour consolider et simplifier des procédures administratives et sécuriser le dispositif de soutien à l'éolien terrestre ont permis une accélération du nombre d'installations terrestres raccordées après trois années consécutives de baisse.

L'évolution du marché mondial en 2014

Un marché de l'éolien en croissance continue

Avec une capacité mondiale installée de 371 GW, l'éolien maintient sa place dans le mix énergétique à long terme, et retrouve un niveau de croissance plus soutenu que l'année précédente.

Capacités installées cumulées par année Monde



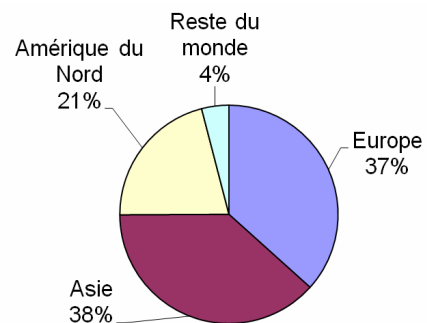
Source : EurObserv'er 2015

Avec 135,6 GW installés, dont plus de 9 GW en France, l'Europe détient environ 37% de la capacité éolienne mondiale mais pour la première fois, c'est l'Asie qui – forte de ses 142 GW – détrône l'Europe du leadership mondial

En 2014, le marché Européen a retrouvé la croissance, portée aussi par le raccordement des parcs éoliens en mer. Cependant, ce n'est désormais qu'une éolienne sur quatre dans le monde, contre une sur trois en 2013, qui est installée sur le continent Européen. Le relais de croissance du marché annuel a été apporté par l'Asie où s'est raccordée une éolienne sur deux en 2014 (comme en 2013).

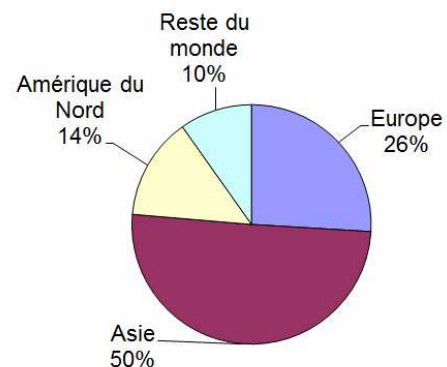
La Chine, avec plus de 23 GW installés en 2014, a représenté presque la moitié du marché mondial, suivie par l'Allemagne (plus de 6 GW) et les Etats-Unis (près de 5 GW).

Capacités installées cumulées à fin 2014 : 371 GW



Source : EurObserv'er 2015

Capacités installées en 2014 : 51.1 GW



Source : EurObserv'er 2015

Croissance du marché annuel en 2014

	GW installés par an		Croissance sur un an		
		en 2013	en 2014	'12-'13	'13-'14
Europe	12.7	12,1	13,5	-4,7%	11,6%
Monde	44.2	35,6	51.1	-19,4%	43,5%

Source : EurObserv'er 2015

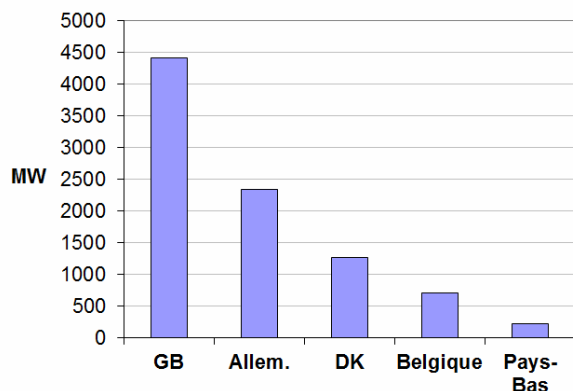
Le marché éolien en mer consolide sa position en Europe, mais tous les programmes nationaux ralentissent en 2014

Avec un total de 9,2 GW de capacité installée (mais pas totalement connectée aux réseaux) dont plus de 2,2 GW en 2014 – le marché de l'éolien en mer en Europe continue à se consolider et représente maintenant plus de 7 % de la puissance éolienne cumulée de l'UE, où se concentre la capacité installée mondiale.

Néanmoins, seulement 3 pays européens (Grande Bretagne, Allemagne et Belgique) ont installé de

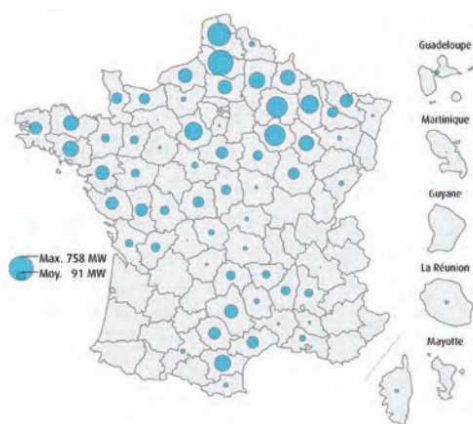
nouveaux parcs en 2014 et l'ensemble des pays européens restent en retard par rapport aux objectifs d'installation pour 2020.

Capacités mondiales installées cumulées éoliennes en mer à fin 2014 : 9,24 GW



Source : EurObserver 2015

Puissance installée en France par département en



2014

Source : SoeS février 2015

L'évolution du marché français en 2014

Le parc franchit le seuil des 9 000 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 le redressement des installations terrestres après trois années consécutives de baisse.

Le parc éolien s'élève en France à 9,1 GW à fin décembre 2014 (chiffres provisoires), avec 1 GW de raccordements additionnels, soit presque le double de 2013, et un rythme de raccordement qui continue à la hausse pour le premier trimestre 2015. La disparité régionale persiste, avec plus de la moitié des nouvelles capacités installées concentrées sur seulement 3 régions :

Champagne-Ardenne (255 MW), Picardie (137 MW) et Nord pas de Calais (124 MW)

La production éolienne s'est accrue quant à elle de 1 TWh (+6%) par rapport à 2013 pour atteindre 16,2 TWh (chiffre provisoire) sur l'ensemble de l'année 2014, ce qui représente 3,5% de la consommation électrique nationale.

A fin décembre 2014, environ 550 projets étaient en file d'attente pour une puissance cumulée annoncée de 6 428 MW. Le nombre de projets reste ainsi légèrement croissant (501 à la fin 2013). En revanche, et avec un contraste positif, les projets dont les conventions de raccordement sont déjà signées, et qui sont amenés à être raccordés dans les trimestres à venir, restent nettement orientés à la hausse avec une puissance de 2193 MW à fin décembre 2014 (contre 1934 à fin décembre 2013 et 1 618 MW à fin décembre 2012).

Puissance installée en France par an (MW)



Source : SoeS février 2014

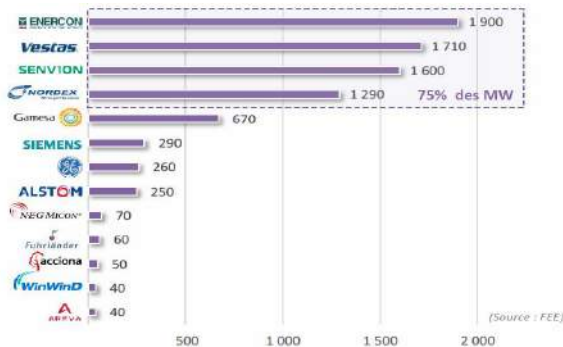
Les acteurs de l'éolien terrestre en France

Une étude récente¹ réalisée par France Energie Eolienne (FEE) détaille la situation des acteurs de l'éolien terrestre en France à la mi-2014.

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 1000 MW et représentant 75% de la puissance éolienne cumulée à mi-2014.

¹ « Observatoire de l'éolien, analyse du marché et des emplois éoliens en France », Octobre 2014 ([www.http://fee.asso.fr/](http://fee.asso.fr/))

Classement des constructeurs par MW installé en France (cumulé à mi-2014)

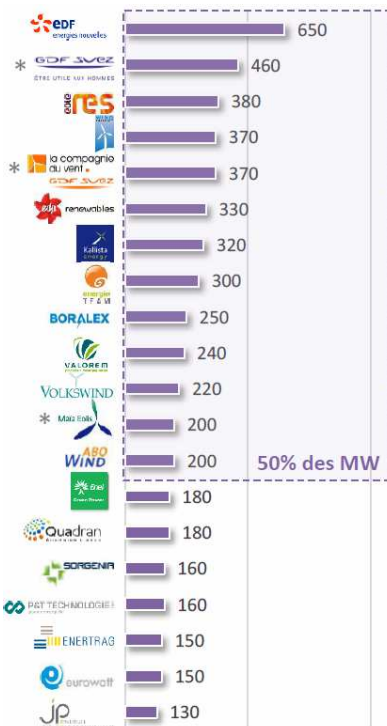


Source : FEE - Octobre 2014

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. Ainsi, 13 exploitants gèrent plus de 200 MW de capacités éoliennes mais ceux-ci représentent (seulement) 50% du parc éolien.

Parmi ces acteurs, le Groupe Engie (ex-GDFSuez) est le premier producteur éolien en France, avec plus de 1000 MW gérés par ses filiales et participations: GDFSuez Futures Energies, La Compagnie du Vent, MaïaEolis et la Compagnie Nationale du Rhône. EDF Energies Nouvelles se classe deuxième avec 650 MW éoliens en France, suivi par EoleRES avec 380 MW.

Classement des principaux exploitants par MW installé en France (cumulé à mi-2014)



Source : FEE - Octobre 2014

Les évolutions réglementaires en France depuis 2013

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. 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 (Basse-Normandie, Bretagne, Champagne-Ardenne, Franche-Comté, Midi-Pyrénées, Nord - Pas-de-Calais et Picardie.).

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. Le projet de loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit la généralisation de cette expérimentation à l'ensemble de la France dès 2015.

Sécurisation du dispositif de soutien à l'éolien terrestre : Publication de l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014

A la suite de l'annulation, prononcée par le Conseil d'État le 28 mai 2014, de l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les éoliennes terrestres et de l'arrêté du 23 décembre 2008 le complétant, un nouvel arrêté tarifaire daté du 17 juin 2014 et qui offre le même tarif d'achat à l'éolien terrestre a été publié au journal officiel le 1er juillet 2014. La Commission européenne, par une décision du 27 mars 2014, a en effet validé le dispositif en jugeant que le régime français octroyant un soutien à la production d'électricité à partir d'éoliennes terrestres était compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État.

L'Eolien en Mer en France

Appels d'offres Eolien en Mer

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, consortium mené par EDF et Dong Energy, pour les lots de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire ;
- Ailes Marines SAS, consortium mené par Iberdrola et Eole RES, 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. Cette phase s'est achevée en octobre 2013 et l'ensemble des lauréats a confirmé la poursuite de leur projet. Les porteurs de projets entament la phase de demandes d'autorisations administratives environnementales et domaniales et feront dans ce cadre l'objet d'enquêtes publiques.

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. Cet appel d'offres doit contribuer à consolider la filière industrielle qui a commencé à se structurer suite au premier appel d'offres.

Les lauréats de cet appel d'offres ont été désignés par la ministre Mme Ségolène Royal en juin 2014. Il s'agit, pour les deux lots, du groupement de sociétés composées par les sociétés les Eoliennes en mer de Dieppe-Le Tréport et les Eoliennes en mer de Vendée, consortium mené par Engie (ex-GDF Suez) et EDP Renewables. Depuis, ces projets avancent selon le calendrier initialement prévu. Les débats publics sont en cours au printemps/été 2015.

Les acteurs de l'éolien en mer en France

La chaîne de valeur de l'éolien en mer présente la particularité d'avoir une part importante de la valeur ajoutée difficilement délocalisable, d'une part par la logistique associée à l'installation des parcs, d'une autre par le besoin d'une rapidité d'intervention pendant la durée de vie du parc. Cela renforce l'intérêt de développer et de soutenir une telle filière industrielle.

Depuis la nomination des lauréats du premier appel d'offres, des actions de mobilisation de fournisseurs potentiels ont été entreprises par plusieurs acteurs importants de la filière en France, sur l'ensemble du littoral et en particulier au Havre, Cherbourg et Saint Nazaire.

Ces initiatives industrielles se sont poursuivies courant 2014, avec notamment l'inauguration des premières usines d'Alstom à Saint Nazaire le 2 décembre 2014. Ces usines sont entièrement dédiées à l'assemblage des nacelles et à la fabrication des alternateurs de l'éolienne offshore Haliade™ 150 - 6MW. Elles ont été dimensionnées pour produire chacune jusqu'à 100 machines par an, et sont opérationnelles depuis début 2015, conformément à l'agenda initialement prévu. La production a démarré au premier trimestre 2015, pour livrer tout d'abord des éoliennes de présérie dont 5 destinées à la ferme de Block Island aux Etats-Unis. Il

s'agit du premier contrat français d'exportation dans le domaine de l'éolien en mer et du premier projet offshore aux Etats-Unis.



Source : Alstom

L'avancée de la feuille de route pour le développement de l'éolien en mer, posé et flottant

Lors du Comité National sur les Energies renouvelables en mer (CNEM) qui s'est déroulé en novembre 2013, le Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a lancé une feuille de route relative à l'éolien en mer.

Pour l'éolien flottant, elle a pour objectif de soutenir le développement de cette technologie pour aller vers un déploiement pré-commercial à moyen terme et pour l'éolien en mer posé, elle vise à mener une réflexion sur l'architecture des appels d'offres afin d'optimiser les développements futurs.

Dans le cadre de cette feuille de route, un exercice d'identification de nouvelles zones propices à l'éolien en mer a été initié. Il s'articule autour d'une étude du CEREMA pour évaluer le potentiel technico-économique, une étude de RTE sur le raccordement de futures fermes, et des concertations menées au niveau local par façades maritimes avec l'ensemble des acteurs concernés sous l'égide des Préfets. Après avoir complété les études courant 2014, les concertations locales sont en cours. Les Préfets doivent remonter les résultats des concertations pour le 30 juin 2015.

Le Premier Ministre a annoncé fin 2014 qu'un appel à projet portant sur des fermes pilotes éoliennes

flottantes serait lancé à l'été 2015 par l'ADEME dans le cadre du programme des investissements d'avenir.

Soutien à la R&D en France

Zoom sur les lauréats de l'AMI Grand Eolien du Programme Investissements d'Avenir



Effiwind :
Matériaux thermoplastiques pour pales et capots de nacelle

Durée : 4,5 ans
Démarrage : mars 2014
Montant total projet : 10,6 M€

Dont aide PIA : 3,7 M€

Localisation : Plougras (Bretagne)

Coordonnateur : Adera et Canoe, avec Plastinov, Arkema, Valorem et autres partenaires

Les matériaux utilisés actuellement pour la fabrication des pales d'éolienne sont des composites à base de polymères thermodurcissables. Ces derniers présentent une maturité technologique éprouvée et des facilités de mise en oeuvre dans les étapes de fabrication (grande fluidité de la résine, bonne adhésion aux fibres de renfort du composite). Néanmoins, leurs performances mécaniques, en particulier la fatigue, sont limitées, et ces matériaux ne sont pas recyclables.

Le projet EFFIWIND doit permettre de mettre en oeuvre des composites à base de polymères thermoplastiques acryliques pour la fabrication des pièces de grandes dimensions : pales et capots de nacelle pour l'éolien en mer. Ces réalisations constitueront une innovation technologique majeure pour le secteur de l'éolien pouvant permettre une diminution de poids et de coûts de fabrication (pas de cycle de cuisson requis), et des possibilités de recyclage. Durant le projet, un jeu de pales à base de matériaux thermoplastiques acryliques sera fabriqué et testé sur une éolienne déjà en exploitation.



Eolift :
Tours éoliennes terrestres de grande hauteur en béton avec méthode de levage innovante

Durée : 2 ans
Démarrage : septembre 2013
Montant total projet : 6,8 M€
Dont aide PIA : 3,3 M€

Localisation : Normandie et Ile de France

Coordonnateur : Freyssinet

Des structures en béton constituent aujourd'hui une alternative économique et technique aux tours traditionnelles en acier pour des hauteurs de plus de 100 m. Pour permettre le montage de telles éoliennes, des grues de très forte capacité sont nécessaires. Ces grues présentent plusieurs inconvénients : elles sont peu disponibles et génèrent un coût important. Elles

sont par ailleurs très exposées et sensibles au vent et sont de ce fait obligées de s'arrêter régulièrement pendant la construction d'un parc, ce qui impacte également le planning général.

Le projet vise à concevoir et réaliser des tours en béton précontraint de grande hauteur (>100m) capables de supporter des turbines de forte puissance (>3MW) et de concevoir et réaliser un outil d'assemblage de la tour, et de levage de la nacelle, permettant de s'affranchir de l'utilisation de grues de forte capacité. Le démonstrateur réalisé dans le cadre de ce projet est une éolienne de 120 m de haut avec une turbine de 3 MW répondant au marché à moyen terme.



Jeolis :
Alternateur hybride à rotor bobiné et aimants permanents pour applications éoliennes

Durée : 3,5 ans
Démarrage : mars 2013
Montant total projet : 4,4 M€
Dont aide PIA : 1,9 M€

Localisation : Nord-Pas-de-Calais

Coordonnateur : Jeumont

La tendance actuelle est aux alternateurs à aimants permanents qui offrent un meilleur rendement. Cependant, les aimants permanents sont plus contraignants à entretenir et plus coûteux, car fabriqués à base de terres rares, un minerai cher dont les méthodes d'extraction ont en outre un fort impact environnemental.

Dans ce contexte, Jeumont Electric a développé la technologie JEOLIS : un alternateur hybride, composé d'un rotor bobiné dont les performances sont améliorées par un nombre très réduit d'aimants permanents.



Wind process :
Plate-forme pilote pour le développement de solutions de roulements pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer

Durée : 5 ans
Démarrage : janvier 2012
Montant total projet : 13,3 M€
Dont aide PIA : 3,8 M€

Localisation : Annecy (Rhône-Alpes), Cluny (Bourgogne)

Coordonnateur : NTN SNR

Les roulements sont des composants essentiels des éoliennes, et des éléments majeurs de leur fiabilité. Le marché européen des roulements pour l'éolien (qui représente plus de 80% du marché mondial) est dominé par 3 principaux acteurs, tous étrangers.

Le projet WIND PROCESS vise à développer en France une expertise sur les procédés de fabrication des roulements de grande dimension destinés aux applications éoliennes, et à améliorer la fiabilité et la performance des roulements éoliens en développant des solutions spécifiques.

- Georgina GRENON, Victoire LEJZERSON

N°24

Les énergies solaires

La croissance du photovoltaïque est toujours portée par l'Asie et l'Amérique du Nord. Le marché français s'est hissé au 6^{ème} rang mondial mais le marché européen reste décroissant du fait de mécanismes de soutien moins favorables. L'énergie solaire continue à gagner en compétitivité.

La capacité photovoltaïque installée cumulée dans le monde avoisine à fin 2014 les 180 GW, soit une augmentation de près de 40 GW par rapport à l'année 2013. En 2014, le marché a été principalement tiré par les pays asiatiques (Chine et Japon) et par l'Amérique du Nord. En revanche, en Europe, le marché poursuit sa décroissance pour la troisième année consécutive avec seulement 6,9 GW supplémentaires installés en 2014, du fait d'un contexte moins incitatif. La capacité installée en France a toutefois progressé avec 0,9 GW installé en 2014 (contre 600 MW en 2013), ce qui en fait le 6^{ème} marché mondial et le 3^{ème} marché européen.

Le marché de la fabrication des cellules et modules poursuit sa consolidation avec l'émergence de grands acteurs ayant des capacités de production annuelles dépassant les 2 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, en Inde et au Moyen Orient. Le potentiel de cette technologie étant limité en Europe, on observe une faible croissance des capacités installées. L'essentiel du marché 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 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.

Tableau 1 : Aperçu des technologies de cellules PV

Filière	Rendement	Maturité
Silicium cristallin Sous famille : Monocristallin Multi-cristallin	16 à 21% 14 à 15%	Un peu moins de 90% du marché mondial
Couches-minces	5 à 13%	Environ 10% du marché mondial
Cellules à concentration	20 à 30%	Stade de démonstrateur en fonction du pouvoir concentrateur
Cellules organiques	5 à 10%	Stade expérimental

Source : d'après *Panorama de l'électricité renouvelable 2014* (RTE, SER, ERDF, ADEeF)- 2015

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.

A noter qu'un équipement solaire n'assure jamais 100% des besoins d'eau chaude ou de chauffage et nécessite un complément.

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 auges paraboliques d'un rayon de courbure de 2 à 2,5 m et d'environ 20m 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.

2 projets concernent le solaire thermique : **SGST** (Smart Grid Solaire Thermique), **SYSTEFF**.

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.

Un autre AMI centré sur le photovoltaïque a donné lieu à la contractualisation de 8 projets :

- Sur la filière silicium cristallin : **ISOPEM**, **PV800Export** et **DEMOS** ;
- Sur la filière couches minces : **PVCIS** (qui s'est achevé en 2013), **S3** (qui n'a finalement pas été lancé) ;

- 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.

En 2014, un nouvel AMI Energies Renouvelables a été lancé (qui se clôturera en octobre 2015) et comprend 5 axes :

- Solaire photovoltaïque,
- Solaire thermique,
- Eolien,
- Froid renouvelable,
- Hybridation des solutions (entre EnR, EnR couplées à des solutions thermiques classiques, EnR couplées à du stockage).

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 2014

Le marché mondial

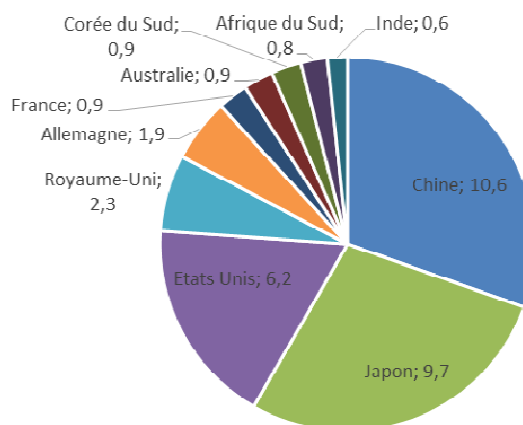
La puissance photovoltaïque (PV) installée dans le monde s'élève en 2014 à près de **180 GW** (source : PVPS-IEA, chiffres provisoires). Autour de **40 GW** de PV ont ainsi été raccordés au réseau électrique en 2014 dans le monde, soit le même ordre de grandeur qu'en 2013.

Le marché annuel mondial du PV reste concentré sur 10 pays qui ont centralisé 84% de la puissance installée en 2014 : la Chine (près de 30% du marché), suivie par le Japon (environ 25% du marché) et les Etats Unis (environ 16% du marché), loin devant respectivement le Royaume-Uni, l'Allemagne, la

France, qui est à égalité avec l'Australie et la Corée du Sud et enfin, l'Afrique du Sud et l'Inde.

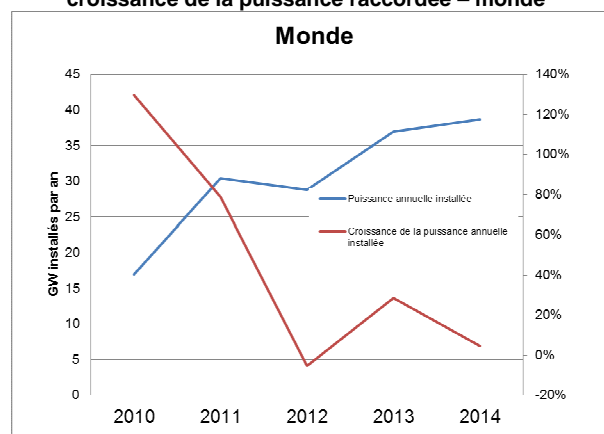
A noter que le Royaume-Uni est passé devant l'Allemagne et la France et que l'Italie et la Grèce ne figurent plus en 2014 dans ces 10 premiers pays.

Figure 1 : Puissances crêtes PV raccordées par pays en 2014 (GW) pour environ 84% 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)

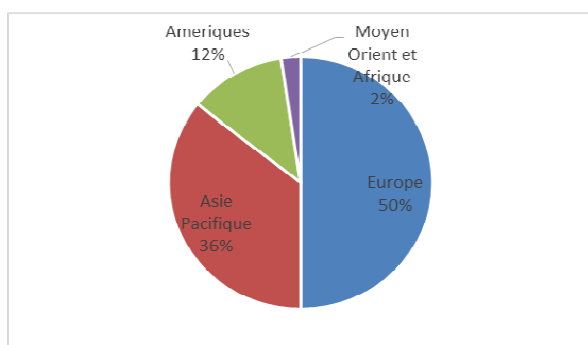
En termes de capacité installée cumulée, **le marché est pour le moment toujours dominé par l'Europe** avec 50 % de la puissance installée à la fin 2014.

La part de marché de l'Europe diminue néanmoins : la capacité nouvellement installée en Europe est en effet passée de 75% du marché en 2011 à 58% en 2012, est descendue à 28% en 2013 puis 18% en 2014.

De nouvelles opportunités montent en puissance pour la technologie photovoltaïque au-delà de ses marchés traditionnels (Europe, Amérique du Nord, Asie), notamment au Brésil, au Chili 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.

Figure 3 : Puissances crêtes PV raccordées par région cumulées fin 2014 – Total : 177 GW



La dynamique industrielle évolue rapidement :

- **Les surcapacités de production**, 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 en 2014 grâce à 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).
- **La consolidation du secteur se poursuit au niveau mondial**, avec l'émergence d'acteurs très importants (capacités de production annuelle supérieures à 1 GW) et la disparition de nombreux acteurs plus petits et moins compétitifs, notamment en Europe mais aussi en Asie. Par exemple, fin 2014, la filiale Hanwha SolarOne du groupe Hanwha a absorbé une autre filiale du groupe, Hanwha Q Cells, ce qui portera les capacités de production de l'entité à un peu plus de 3 GW et lui permettra de figurer parmi les 5 premiers fabricants de modules. Sunpower, filiale américaine du groupe Total souhaite porter ses capacités de production à 4 GW d'ici 2019. En France, les grands groupes ont plutôt réduit les acquisitions pour se concentrer sur la croissance organique de leur activité.
- **La volonté de certains pays de s'assurer des retombées locales** impose aux acteurs de jouer entre la concentration et les implantations locales.

En 2014, comme les années précédentes, **la majorité du marché mondial des modules était détenue par des fabricants basés en Asie**. Cinq d'entre eux ont fabriqué plus de 2 GW en 2013, dont 3 ont dépassé les 3 GW fabriqués. 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 près de 60% du marché en 2014.

Tableau 2 : Principaux fabricants de modules PV- Production entre 2012 et 2014

Fabricant	Pays de fabrication	Type de Cellule	Livraison de modules (MW)		
			2012	2013	2014
Trina Solar	Chine	Mono	1590	2580	3660
Yingli	Chine	Mono Multi	2297	3234	3361
Canadian Solar	Canada Chine	Mono Multi	1543	1894	3105
Jinko Solar	Chine	Mono Multi	912	1765	2944
JA Solar	Chine	Mono Multi	1700	1200	2407
ReneSola	7 pays (surtout Asie)	Multi	713	1729	1970
Sharp Co.	Japon USA	Mo/u CM	1319	2100	1900
Motech	Taiwan Chine Japon USA	Mono Multi	nc.	nc.	1632
First Solar	Malaisie USA	CM CdTe	1875	2000	1500
Sunpower	USA, Philip.	Mono Multi	936	1134	1254

Mono : mono-cristalline
Multi : multi-cristalline
CM : couche mince

Source : EurObserv'ER, avril 2015

Les perspectives pour 2015

En mars 2015, les deux fabricants américains First Solar et Sunpower ont annoncé la création d'une structure financière commune de type « Yieldco » (société cotée en bourse dont les parts s'échangent sur le marché) dans le but de lever des fonds pour le développement de nouveaux projets.

Le marché européen

En Europe, la puissance installée totale s'élève à fin 2014 à environ **87 GW** et la production s'élève à **91,3 TWh**. La puissance installée sur l'année 2014 a de nouveau chuté avec **6,9 GW installées** contre des niveaux de l'ordre de 17-18 GW par an entre 2010 et 2012, et 10,3 GW en 2013. Cela traduit à nouveau un fort ralentissement sur un marché qui a baissé de 33% en 2014 (source EurObserv'ER).

Ce fort 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 4^e position, le marché est passé de 9,3 GW installés en 2011 à 0,4 GW en 2014).

Pour la première fois, le Royaume-Uni est le pays européen où la plus grande capacité PV a été raccordée sur le réseau avec 2,2 GW. Il est suivi par l'Allemagne, avec 1,9 GW, soit près de 2 fois moins que l'année précédente. La France arrive en 3^e position avec près de 1 GW suivie de l'Italie avec (environ 400 MW) et des Pays-Bas (un peu plus de 350 MW). Ces 5 pays représentent à eux seuls, 85% de la capacité raccordée en 2014. Au total, seuls 7 pays européens ont installés une capacité supérieure à 100 MW.

Tableau 3 : Puissances crêtes PV raccordées, et croissance de la puissance raccordée – Europe

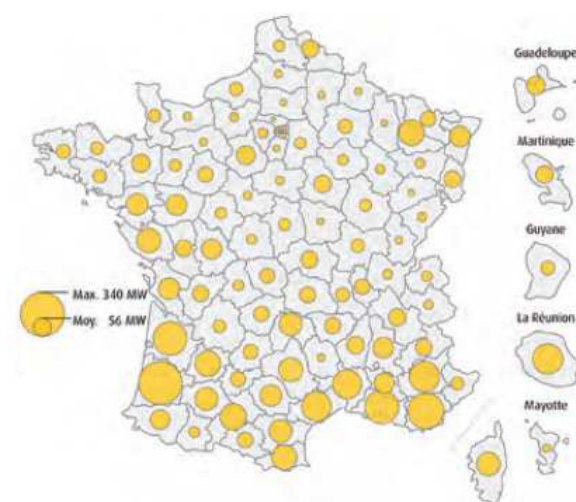
	2010	2011	2012	2013	2014
Puissance annuelle installée (GW)	17,7	18,4	17,5	10,3	6,9
Croissance de la puissance annuelle installée	205 %	4 %	-7 %	-39 %	-33%

Source : chiffres EPIA, EurObserv'ER

Le marché français en 2014

En 2014, **927 MW** de nouvelles capacités photovoltaïques ont été raccordées en France, ce qui est en cohérence avec le volume annuel cible de 1000 MW (fixé dans le cadre des mesures d'urgence adoptées en 2013 pour la filière). Le parc photovoltaïque a ainsi atteint une puissance de **5 631 MW** en fin d'année 2014. L'objectif fixé à 5 400 MW en 2020 pour la filière dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (2009) a ainsi été dépassé. Selon le bilan électrique de RTE pour 2014, la production photovoltaïque s'élève à **5,9 TWh** en 2014, représentant 1,3 % de la consommation d'électricité nationale (sur le périmètre France continentale et Corse).

Figure 4 : Puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2014 (MW)



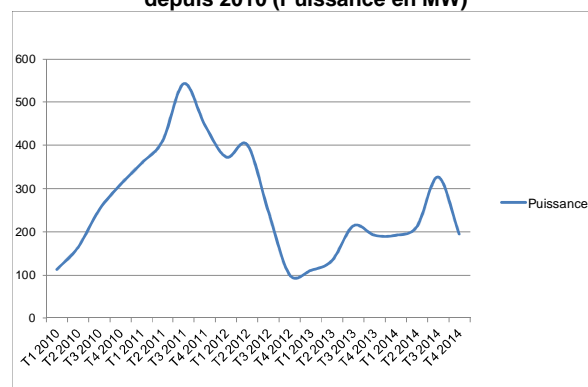
Source : SOeS – Tableau de bord éolien – photovoltaïque – quatrième trimestre 2014

Concernant la typologie des projets, à fin 2014, les installations de moins de 100 kW représentent désormais 37 % du parc installé contre 50 % à fin 2013 (les installations de plus de 250 kW représentant la majorité des installations raccordées pour la tranche des installations supérieures à 100 kW).

En termes de développement de la filière, on observe une reprise des raccordements dans la mesure où en 2013, seuls 651 MW avaient été raccordés. Entre fin 2013 et fin 2014, la puissance totale du parc photovoltaïque installé s'est ainsi accrue de 20 %. Cette hausse des raccordements est pour partie due à la mise en service des capacités issues des premiers appels d'offres lancés en 2011.

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 1 004 MW à fin 2014. Toutefois, sur la fin 2014, les volumes de projets en file d'attente ont baissé par rapport à fin 2013 (2224 MW fin 2014 contre 2 772 MW à fin 2013).

Figure 5 : Evolution des raccordements par trimestre depuis 2010 (Puissance en MW)



Source : D'après SOeS – Tableau de bord éolien – photovoltaïque – quatrième trimestre 2014

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. 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'élevait à 400 MW/an.

Sur les deux années 2013-2014, les tarifs ont décliné de 15% sur le segment des installations « intégrées au bâti » de moins de 9 kWc (soit une baisse de 8% par an) avec un volume total entré en file d'attente de 300 MW (180 MW en 2013 et 120 MW en 2014). Début 2015, ce tarif s'établissait à 266 €/MWh. Sur la même période, les tarifs ont décliné de 24% sur le segment des installations « intégrées simplifiées au bâti » de moins de 100 kWc (soit une baisse de 13% par an) avec un volume total entré en file d'attente de 480 MW (370

MW en 2013 et 110 MW en 2014). Début 2015, le tarif s'établissait à 135 €/MWh pour les installations de puissance inférieure à 36 kWc et à 128 €/MWh pour les installations de puissance comprise entre 36 et 100 kWc.

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 début 2015 pour une puissance de 120 MW.

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 technologiques, 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 évolutions pour 2015

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.

En juin 2015, les tarifs d'achats pour les installations intégrées de façon simplifiée au bâti ont été revalorisés (arrêté du 26 juin 2015). Les tarifs du 2ème trimestre 2015 sont relevés à 13,95 centimes d'euro par kWh pour les installations de 0 à 36 kW et à 13,25 centimes d'euro par kWh pour les installations de 36 à 100 kW, soit une augmentation de 10 % par rapport à la valeur d'avril 2015. Ils resteront stables durant toute l'année 2015 si le déploiement reste dans la trajectoire prévue. A partir de 2016, la baisse de référence du tarif passera de -10%, son rythme actuel, à -3%.

Par ailleurs, une réflexion est engagée pour ouvrir aux installations surimposées le dispositif de soutien par guichets tarifaires, jusqu'ici réservé aux installations « intégré simplifié au bâti » et « intégré au bâti ». Cette ouverture à de nouvelles configurations sur les catégories de bâtiments pertinentes permettra de développer davantage de projets photovoltaïques en maîtrisant les coûts.

Enfin, le projet de loi relatif 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 grande taille (au moins toutes 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).

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 33% entre 2012 et 2014 et de 38 % pour les centrales au sol de plus de 250 kW entre 2011 et 2013.

Tableau 4: prix moyen des offres retenues aux appels d'offres CRE "simplifiés" de 2011 et 2013

Date de dépôt des offres						
01/12	03/12	06/12	09/12	10/13	02/14	06/14
Prix moyen pondéré (€/MWh)						
229	217	220	197	168	165	153

Au niveau mondial, le groupe saoudien Acwa Power, lauréat d'un appel d'offres pour une centrale de 100 MW à Dubaï, a proposé fin 2014 le prix le plus bas jamais atteint sans subvention, à savoir 59 \$/MWh (environ 48 €/MWh), les conditions d'ensoleillement de Dubaï permettant des rendements élevés.

Les perspectives d'évolution en Europe

En Europe, une étude du think tank allemand Agora Energiewende parue en février 2015 estime qu'à l'horizon 2025, les coûts des centrales photovoltaïques en Europe pourraient être compris entre 40 €/MWh (dans le sud de l'Europe) et 60 €/MWh (dans les pays à l'ensoleillement comparable à celui de la France ou du sud de l'Allemagne). Ces prix sont toutefois très dépendants des hypothèses prises sur le coût du capital.

L'état du marché solaire thermodynamique en 2013-2014

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 **3,7 GW** installés dans le monde à fin 2013, la majorité des capacités étant installée en Espagne (2,3 GW) et aux Etats-Unis (0,8 GW). 2 GW seraient en construction, 4,8 GW sont en développement et 3,3 GW sont planifiés.

¹ Rapport de la Commission de régulation de l'énergie sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine – Avril 2014

Au niveau mondial, le solaire thermodynamique a de véritables perspectives 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 entre 2015 et 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.**

A noter qu'en 2014, le Maroc a débuté, près de Ouarzazate, la construction de sa première centrale solaire thermodynamique (technologie cylindro-parabolique) pour une puissance de 160 MW et une capacité de stockage thermique de 3 h. La mise en service est prévue pour août 2015. Elle est construite par un consortium mené par le groupe saoudien ACWA Power pour un coût de l'ordre de 600 M€.

Le marché européen

En Europe, à fin 2013 **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 Espagne, vraisemblablement aucune nouvelle capacité n'aurait été installée en 2014.

L'Espagne est suivie de très loin par l'Italie, avec 5 MW installés. On dénombrait toutefois environ 400 MW en cours de développement en Italie, 125 MW en Grèce et environ 50 MW, à Chypre, pour des mises en service au plus tôt en 2015 ou 2016.

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. Il existe toutefois 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 de ces projets est attendue pour 2015 - 2016.

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, 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.

A noter qu'en août 2014, le groupe AREVA a décidé de mettre fin à ses activités dans le solaire thermodynamique (AREVA Solar) suite à un changement de stratégie du groupe qui a enregistré des pertes importantes au 1^{er} semestre 2014, notamment sur le secteur des énergies renouvelables. AREVA Solar avait été créée en 2010 après le rachat de la société californienne Ausra, spécialisée dans la technologie Fresnel. AREVA a cependant achevé la construction de ses chantiers en cours (chantier de 125 MW en Inde sur la technologie Fresnel).

L'état du marché solaire thermique en 2013-2014

Le marché européen du solaire thermique en 2013, filière dédiée à la production d'eau chaude et au chauffage, accuse une nouvelle baisse, avec une superficie de capteurs installés de 3 millions de m² (soit l'équivalent de 2120 MWth), en baisse de 13,2 % par rapport à 2012 selon EurObserv'ER. Il s'agit de la cinquième année consécutive de baisse.

Le parc de capteurs solaires thermiques européen s'élèverait ainsi à près de 45 000 000 m², soit l'équivalent de 31,4 GWth.

Cette baisse s'observe en France depuis plusieurs années. Le marché s'établit à environ 160 000 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 près de 1500 installations** (environ 125 000 m² de capteurs) entre 2009 et 2014 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 d'offres 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.

Il vise à financer les installations solaires :

- de production d'eau chaude sanitaire et de production d'eau chaude pour des process industriels (température <100°C) à partir de 300 m² de surfaces de capteurs ;

- couplées à un réseau de chaleur à partir de 500 m² de surfaces de capteurs. Les installations devront être de type centralisé et l'énergie solaire ne devra pas contribuer à plus de 20 % de l'énergie totale du réseau.

Les perspectives pour 2015

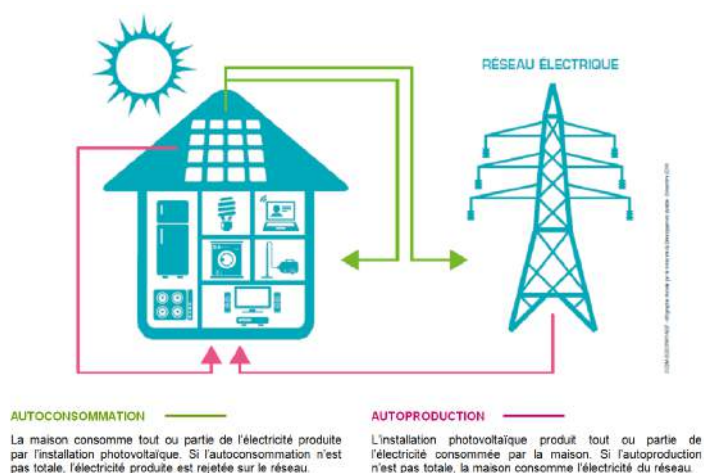
A partir du 26 septembre 2015, les chauffe-eaux d'une puissance inférieure à 400 kW, qu'ils soient électriques à accumulation ou électriques instantanés, thermodynamiques ou solaires devront être dotés d'une étiquette énergétique en application de la directive 2009/125/CE.

L'information principale sur cette étiquette sera la **classe énergétique** de l'appareil qui va de **A+++ à F**, la meilleure note étant attribuée aux systèmes solaires. **La classe G sera supprimée afin de retirer du marché les produits les moins performants.**

L'autoconsommation / autoproduction électrique

Lancé en décembre 2013, le groupe de travail national sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable a rendu ses conclusions en février 2015. **L'objectif de ce groupe était d'identifier et de caractériser les enjeux et défis soulevés par l'autoconsommation/autoproduction dans le but de prévoir les dispositions adaptées pour y répondre.**

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**.



Ces deux notions recouvrent des comportements différents. Augmenter l'autoconsommation peut conduire à augmenter sa consommation au moment où l'installation produit, ce qui peut entraîner des effets contraires à la politique d'efficacité énergétique et de maîtrise de la consommation d'énergie mais réduire les quantités injectées sur le réseau. A contrario, augmenter l'autoproduction peut conduire à mieux maîtriser et réduire la consommation et à augmenter la production d'énergie renouvelable. Elle peut toutefois engendrer des contraintes d'injection sur le réseau.

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 semble destinée à se développer dans un contexte où les coûts de production des installations d'électricité renouvelable diminuent et où les prix de l'électricité augmentent. Compte tenu de ses caractéristiques (énergie facilement accessible), cela est particulièrement vrai pour la filière photovoltaïque, sur laquelle les travaux du groupe ont donc été déclinés. Les conclusions en sont les suivantes :

1. **Du point de vue de la collectivité, l'autoconsommation / autoproduction peut permettre d'améliorer l'intégration des énergies renouvelables au système électrique si elle conduit à réduire les quantités d'électricité injectées ou soutirées du réseau électrique** (réduction potentielle des coûts de raccordement à ce réseau). Afin de réduire les contraintes d'injection d'excédents de production sur le réseau électrique, il convient d'augmenter les taux d'autoconsommation des installations d'énergies renouvelables sans remise en cause des objectifs de maîtrise des consommations et d'efficacité énergétique. Pour cela, il convient en premier lieu d'inciter au bon dimensionnement des installations, en fonction des besoins et des profils de consommation des consommateurs et en second lieu, de mettre en œuvre des mesures pour optimiser et synchroniser localement les profils de consommation et de production (par exemple valorisation des excédents de production dans les véhicules électriques, stockage, modifications des

comportements, etc.), tout en veillant à ne pas désoptimiser au niveau global le fonctionnement du système électrique ;

2. **Du point de vue du consommateur, l'autoconsommation/autoproduction peut lui permettre de faire des économies en réduisant sa facture d'électricité** pour son électricité consommée à la condition d'une part que l'installation de production d'électricité soit correctement dimensionnée par rapport à ses besoins de consommation (sous peine d'investissements lourds à porter) et d'autre part que le contexte économique y soit favorable (prix de vente TTC de l'électricité supérieurs aux coûts de production des installations) ;
3. **L'autoconsommation/autoproduction entraîne des transferts de charge entre les autoconsommateurs et les autres consommateurs** qui pourront devenir significatifs si ce modèle se développe massivement et qui devront alors être encadrés pour ne pas déstabiliser le modèle de rémunération du système électrique ;
4. **Certains profils de consommateurs sont plus adaptés à l'autoconsommation** : pour le résidentiel diffus, l'autoconsommation / autoproduction n'apparaît pas, dans la majorité des cas, comme un modèle pertinent à moins d'utiliser des installations de puissances très faibles contrairement aux secteurs industriels, tertiaires et agricoles, du fait de leur consommation d'électricité en journée plutôt importante et régulière. Les zones non interconnectées (ZNI), ont également été identifiées comme pouvant présenter un intérêt particulier pour l'autoconsommation/autoproduction.

Les perspectives pour 2015

Les travaux menés par le groupe de travail sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable ont conduit à identifier les actions suivantes comme pertinentes vis-à-vis du développement de l'autoconsommation / autoproduction :

- dans les secteurs industriels, tertiaires et agricoles, elle devrait être encouragée et son soutien pourrait prendre la forme d'un appel d'offres ;
- il est prévu que les lauréats de l'appel d'offres pour installations solaires avec stockage dans les ZNI pourront valoriser de façon préférentielle l'énergie autoconsommée ;
- dans le secteur résidentiel diffus, l'enjeu principal est d'anticiper son développement en mettant en place un cadre adapté garantissant la sécurité des biens et des personnes (ex : prévention des risques électriques, encadrement technique des installations, protection du consommateur).
- enfin, les réflexions devraient être poursuivies sur les phénomènes de transferts de charge avec notamment l'expérimentation d'un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité spécifique aux autoconsommateurs / autoproducteurs.

- Louise ORIOL, Martine LECLERCQ, Suzelle LALAUT, Philippe D'ARGENLIEU

N°25

Les énergies marines renouvelables

Des filières émergentes, pour la plupart encore au stade de la recherche et de l'expérimentation

Les énergies marines renouvelables (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...). Deuxième puissance maritime mondiale, avec 11 millions de kilomètres carrés de zone maritime et quatre façades maritimes métropolitaine, la France bénéficie ainsi d'une situation géographique privilégiée pour le développement de ces technologies.

Filières émergentes, les technologies marines renouvelables sont pour la plupart au stade de la recherche et de l'expérimentation. 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.

L'évolution du marché mondial en 2014

Les technologies avancent et certaines se consolident. Mais la route vers la commercialisation est rude et, courant 2014, aucune ferme pilote parmi celles en cours de développement n'a été mise en service, et quelques fournisseurs de technologie ont choisi de sortir du marché, à l'image de Siemens (hydrolien) et de Pelamis (houlomoteur).

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'Énergie à horizon 2020 sont de l'ordre de 1000 MW, comprenant les 500 MW d'énergie marémotrice actuellement opérationnels. Preuve que le besoin de soutien à la recherche et au développement, et la facilitation des cadres réglementaires adaptés sont plus que jamais d'actualité.

Les évolutions réglementaires en France en 2013 et 2014

La loi n°2013-312 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes

Cette loi a permis d'adopter plusieurs mesures visant à simplifier le cadre législatif parmi lesquelles, on retrouve la possibilité de faire passer, après autorisation, des câbles électriques nécessaires au raccordement des énergies renouvelables en mer (notamment les câbles de raccordement des installations de production d'énergie marine) dans les espaces remarquables littoraux.

L'ordonnance n°2014-619 du 12 juin 2014 et son décret d'application n°2014-751 du 1er juillet 2014 relative à 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, actuellement 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**.

Le projet de loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit la généralisation de cette expérimentation à l'ensemble de la France.

Soutien à la R+D en France

En 2009 a été lancé en France le premier Appel à Manifestations d'Intérêt (AMI) sur les énergies marines dans le but de lever des verrous à la fois technologiques et non technologiques (impacts environnementaux, économiques...) dans les différentes filières. Depuis, plusieurs autres AMI ou Appels à Projets pilotés par l'ADEME ont été lancés par l'Etat dans le cadre du Programme des Investissements d'Avenir (PIA) et ont permis de contribuer au financement de nombreux projets

- AMI énergies marines (2009) : 5 projets financés (exemples : projets d'hydroliennes SABELLA et OCEADE) ;
- AMI Navires du futur (2011) : 2 projets de navire pour la pose ou la maintenance d'éoliennes en mer financés ;
- AMI énergies marines briques technologiques (2013) : 6 projets financés
- AMI fermes pilotes hydroliennes (2014) : 2 projets financés.

Au total, pour les filières éolien flottant, hydrolien et énergie thermique des mers, 13 projets sont financés impliquant plus de 45 partenaires, PME, grandes entreprises et organismes de recherche. Et pour la filière éolienne en mer posé, sont 5 projets sont financés impliquant plus de 30 partenaires. L'ensemble

de ces 18 projets bénéficient d'un financement total de 190 M€.

L'Appel à projets Energies Renouvelables, dont l'objectif est d'accompagner le développement de projets dans le domaine des énergies renouvelables, inclut un volet « éolien offshore ».

Il est ouvert jusqu'au 2 octobre 2015 et est consultable sur le site de l'ADEME.

Zoom sur les lauréats de l'AMI Fermes Pilotes Hydroliennes

L'énergie hydrolienne tire sa ressource des courants de marée et constitue une source renouvelable inépuisable et prédictible. La France possède le second potentiel hydrolien en Europe et présente des infrastructures portuaires et industrielles de choix pour développer cette industrie.

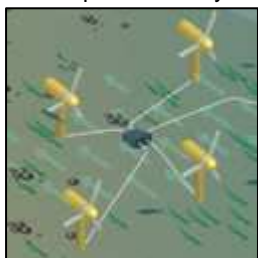


Source : Engie

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

NEPHYD :

Ferme pilote de 4 hydroliennes au Raz Blanchard



Durée : 25 ans
Démarrage : 2014
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

Coordonnateur : Engie
Partenaire : Alstom

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 ALSTOM. 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 ALSTOM et permettra de simplifier les opérations maritimes.

Pour favoriser l'appréhension de cette énergie nouvelle par la société civile, une plateforme de communication sera créée et mise à jour avec les avancées du projet et les résultats des études environnementales. A travers cette plateforme notamment, la concertation initiée dès 2009, sera poursuivie autour du projet.

Le projet de parc pilote mobilisera 75 emplois en phase de développement, 250 en phase de construction et 40 durant l'exploitation (source : Engie). Il a vocation à initier une filière industrielle exportatrice et génératrice d'emplois pérennes sur le territoire français.

NORMANDIE HYDRO :

Ferme pilote de 7 hydroliennes au Raz Blanchard



Durée : 24 ans
Démarrage : 2014
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

Coordonnateur : DCNS
Partenaire : EDF EN

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.

Le choix du site et les études de conception font l'objet d'une concertation avec l'ensemble des acteurs du territoire (pêcheurs, associations, acteurs économiques, collectivités locales) dans le but de valoriser les ressources naturelles et les activités humaines.

Les phases de construction et de mise en service sont prévues entre 2016 et 2018.

Evolution du design de l'hydrolienne Open Hydro
Source : DCNS



d'une solution industrielle disponible au moment de l'installation des fermes pilotes. Le projet est coordonné par la société M Prime, avec la participation de DCNS entre autres partenaires.

Pour plus d'information: www.ademe.fr/invest-avenir

Zoom sur les lauréats de l'AMI Briques Technologiques

MARLIN :

Le projet MARLIN est le fruit d'une collaboration entre différents partenaires français : DCNS, IFEMER, France Energies Marines, les régions de Pays de Loire, Réunion et Martinique, l'Université de la Réunion.

Il a pour objectifs la maîtrise du dernier défi technologique de l'Energie Thermique des Mers, à savoir la qualification d'une conduite d'eau profonde (tuyau d'aspiration d'eau froide à 1 km de profondeur), ainsi que l'amélioration des performances des échangeurs thermiques. Il permet la validation de technologies innovantes et constitue une étape essentielle vers un développement de l'ETM d'envergure mondiale.

PILE & TIDE :

Le projet est piloté par GEOCEAN, qui s'est associée à MOJO MARITIME France. Deux laboratoires, M2C (Université de Caen Basse-Normandie, Université de Rouen, CNRS UMR 6143) et 3SR (Grenoble-INP, Université Joseph Fourier, CNRS UMR 5521) apportent aussi leurs expertises respectives.

L'objectif principal de GEOCEAN et de ses partenaires est de développer un outil de forte puissance capable de travailler dans des conditions extrêmes pour installer les fondations des hydroliennes, dans des sols rocheux durs, typiques de ces zones à forts courants

PRISMER :

L'objectif du projet - coordonné par Alstom- est d'étudier, construire et tester en mer un système électrique sous-marin (« *subsea hub* » ou noeud d'interconnexion sous-marin) permettant de collecter, de monter en tension et d'exporter l'électricité produite par les hydroliennes via un seul câble relié à terre. Le projet vise également à développer des câbles électriques sous-marins adaptés aux zones à fort courant. Ces systèmes permettront de limiter l'emprise des installations sur le fond marin, assurant ainsi une bonne compatibilité avec l'environnement et les usages préexistants sur la zone.

SEA TC :

Le concept SeaTC propose une rupture technologique dans l'approche de la connexion sous-marine de génératrices immergées en mutualisant différentes fonctions présentes sur la chaîne de conversion : connexion par induction et élévation de tension. Il vise une réduction par trois des coûts de connexion, la conservation d'un niveau de rendement élevé et l'élargissement des fenêtres météorologiques d'intervention. Ce projet doit permettre de disposer

- Georgina GRENON, Victoire LEJZERZON

La géothermie

N°26

En 2014, les développements restent contrastés dans les trois principaux marchés de la géothermie, la filière industrielle continue à se mobiliser et met le cap sur l'international

Les évolutions contrastées des dernières années dans les trois principaux marchés de la géothermie se confirment et s'accroissent en 2014. Pour ce qui concerne la production de chaleur, alors que les ventes de pompes à chaleur géothermiques poursuivent leur baisse, les usages directs continuent à se développer. Le segment de la production d'électricité connaît un regain d'intérêt marqué en métropole (principalement en région Alsace), en Outre-mer et à l'export.

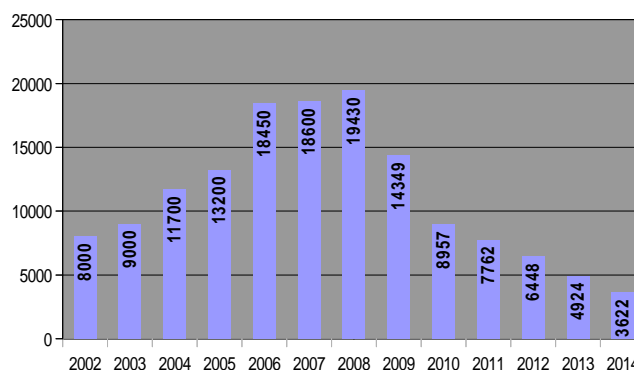
Les marchés – état des lieux et perspectives

Chaleur : poursuite de la baisse des ventes de pompes à chaleur géothermiques en Europe et en France – création d'une réglementation adaptée pour la géothermie de minime importance.

En 2014, le ralentissement du marché européen des pompes à chaleur géothermiques s'est amplifié. Le nombre d'unités installées par an se situe désormais en dessous de 90 000, pour un parc de l'ordre de 1 million de pompes à chaleur géothermiques en opération. Les principaux facteurs explicatifs de ces difficultés sont la préférence pour des solutions moins chères à l'achat dans un contexte de crise économique et la forte dépendance au marché de la construction neuve lui-même en baisse.^{1,2}

La filière française des pompes à chaleur géothermiques rencontre de fortes difficultés face à une baisse marquée et continue des chiffres de vente. Fin 2014, après 6 années consécutives de recul, ces derniers ne représentent plus que 19% de ce qui avait été atteint en 2008 (voir figure ci-dessous). On constate que la pénétration de la géothermie sur le marché du tertiaire et du collectif résidentiel n'est pour l'instant pas suffisante pour compenser la baisse du nombre des installations dans les maisons individuelles.³

Pompes à chaleur géothermiques livrées et facturées sur le marché français (5 - 50 kW)



Source : AFPAC, Statistiques ventes 2014

Par ailleurs, la diffusion des pompes à chaleur géothermiques dans le secteur domestique est encouragée par un ensemble de mesures dont le crédit d'impôt transition énergétique (renforcé en 2015), l'éco-prêt à taux zéro et le dispositif des certificats d'économies d'énergie. La filière bénéficie aussi du nouveau taux de TVA réduit à 5,5 % applicable aux travaux d'amélioration de la qualité énergétique des locaux à usage d'habitation qui est venu renforcer les outils de soutien à la rénovation des bâtiments.

Dans le cadre de l'application de l'article 66 de la loi n° 2012-387 du 22 mars 2012 dite « Warsmann IV », un décret pris le 8 janvier 2015 crée le régime de la géothermie de « minime importance » dans la perspective de développer cette filière d'énergie renouvelable, tout en garantissant un haut niveau de protection des biens, des personnes et de l'environnement.

Ce décret instaure la mise en œuvre d'un régime déclaratif simplifié, des prescriptions nationales pour la réalisation et la surveillance des ouvrages de géothermie, la qualification des foreurs par des organismes accrédités, une limitation du bénéfice du régime déclaratif pour les activités géothermiques de la minime importance dans des zones présentant des risques ou inconvénients graves et le recours à des organismes d'experts agréés dans des zones qui sont susceptibles de présenter des sensibilités environnementales particulières. Pour encadrer les dispositions précitées, 4 arrêtés seront pris en 2015.

Chaleur : développement et diversification des réseaux de chaleur géothermiques et usages directs industriels.

Le marché des réseaux de chaleur géothermiques (RCg) continue à se développer en Europe, le

¹ European Geothermal Energy Council (EGEC), Geothermal market report 2013/2014, update

² EurObserv'ER, Etat des énergies renouvelables en Europe, Edition 2014

³ AFPG, note Puissances installées en géothermie et production de chaleur géothermique, Mise à jour 2014

regain d'intérêt constaté à partir des années 2009/2010 se confirme. L'EGEC dénombre 237 RCg en fonctionnement à la fin 2013 représentant une capacité installée supérieure à 4 GWth.¹

Avec 42 RCg en fonctionnement, la France reste le premier marché européen en matière de nombre de RCg. Plus de 20 RCg sont à différentes phases de mise en œuvre, et une diversification des usages directs de la géothermie est en cours avec des projets dans l'industrie agroalimentaire notamment.

Le marché poursuit sa croissance, entamée depuis environ cinq ans avec l'appui notamment du Fonds Chaleur qui a soutenu près de 350 projets entre 2009 et 2014, représentant une aide cumulée de 86 M€, pour un montant d'investissements total de plus de 410 M€.

Zoom sur le fonds de garantie géothermie

La couverture du 'risque géologique' est un enjeu majeur du développement de la géothermie. Les étapes amont de l'exploration et de l'accès à la ressource ont des coûts élevés, sans garantie de retrouver une ressource exploitable. Pour baisser cette barrière significative à l'entrée pour de nouveaux investisseurs, un schéma de couverture du risque géologique par mutualisation a été mis en place en France dans les années 80. Le 'fonds de garantie géothermie' géré par la SAF Environnement (filiale de la CDC) sur la base d'une convention avec l'ADEME permet d'assurer les investisseurs contre le risque géologique moyennant une cotisation. Il a été abondé initialement par des fonds publics et s'est avéré crucial pour le développement des usages directs de la géothermie en France. Un fond de garantie comparable est en train d'être lancé pour le segment de la production d'électricité géothermique. Ce projet est porté par le cluster GEODEEP (qui groupe des industriels français du secteur de l'énergie), l'ADEME et la CDC. Il s'élève à 80 M€.

Electricité : croissance stable à l'international, dynamique confirmée en France.

Le marché mondial de la production d'électricité à partir de géothermie poursuit sa croissance pour atteindre plus de 12 800 MW_{el} fin 2014. Des projets totalisant une capacité du même ordre de grandeur sont dans différentes phases de développement. Les pays les plus dynamiques à fort potentiel sont les Etats-Unis, les Philippines, l'Indonésie, le Mexique et la Nouvelle Zélande⁴ Selon Bloomberg, 3,2 milliards de dollars d'investissements ont été effectués en 2013.

La taille du marché européen est chiffré par l'EGEC à 68 centrales géothermiques totalisant une capacité installée de 1 850 MW_{el} (contre 1 700 MW_{el} en 2012). L'Italie, l'Islande et la Turquie sont

les principaux marchés de croissance, plus de 70 projets sont en développement. Pour ce qui concerne la production d'électricité et/ou de chaleur dans des zones non volcaniques, l'Allemagne et la France figurent parmi les marchés les plus dynamiques aujourd'hui.¹

Fin 2013, la France comptabilise une puissance installée électrique de 16 MW_{el}, répartie sur 2 sites :

- la centrale géothermique de Bouillante, en Guadeloupe ;
- le site pilote de Soultz-Sous-Forêts, en Alsace.

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.

Sur le plan économique, l'activité de recherches de gîtes géothermiques à haute température est très capitalistique avec notamment des coûts de forages élevés (de l'ordre de 5 à 10 M€ par puits). Aussi, un nombre croissant de titulaires de permis de recherches identifient lors des études préalables au dépôt des dossiers de demandes de permis les possibilités d'exutoire commercial de la production de chaleur dans le but de rationaliser leur activité future. Cela se traduit par des partenariats conclus avec certains territoires, l'entrée d'industriels thermo-intensifs au capital de sociétés porteuses de projets dès la mise en évidence de la ressource. L'industriel s'assure ainsi de disposer d'une ressource énergétique vertueuse sur le plan écologique et disponible dans des conditions économiques favorables. Dans ce cas précis, les gains futurs de productivité acquis grâce à la chaleur délivrée par la géothermie, auront sans conteste un impact positif sur la compétitivité de l'industriel et seront donc un atout pour conserver les emplois sur le site concerné.

L'activité d'exploration et production de chaleur et électricité par géothermie haute température en France

Les gîtes géothermiques à haute température relèvent du code minier, qui en son article L112-1, les assimile à des mines. Les procédures d'exploration et d'exploitation sont précisées dans le décret n°78-498. La mise en évidence d'un « gîte géothermique », ressource profonde composée d'un réservoir dans lequel doit circuler de l'eau géothermale supérieure à 150 degrés est complexe et soumise comme pour l'exploration pétrolière à l'aléa géologique à de grandes profondeurs.

Sous l'impulsion des pouvoirs publics et d'acteurs industriels, la géothermie à haute température se développe: 16 permis exclusifs de recherche ont été accordés depuis 2013 dont plus de la moitié en région Alsace, 8 demandes sont en cours d'instruction dont une pour la concession de Soultz-Sous-Forêts en Alsace, une seule nouvelle demande a été déposée en 2014.

⁴ GEA, 2014 Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report, 2014

Le site pilote de Soultz-sous-Forêts opéré par le Groupement Européen d'Intérêt Economique (GEIE) « Exploitation Minière de la Chaleur » pourrait être la première concession accordée en métropole. Depuis 2008, la centrale géothermique produit des kilowattheures, mais cette production n'a pas encore complètement trouvé son modèle industriel de rentabilité commerciale.

Les superficies des permis d'exploration de haute température couvrent 5 814 km². Les demandes en cours d'instruction couvrent une superficie totale de 6 398 km² de plus.

Les données acquises sur les puits forés sur ces permis viennent compléter les données pétrolières permettant de mieux connaître notre sous-sol.



Source : DGEC janvier 2015

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

Les acteurs de la filière

La filière industrielle française de la géothermie poursuit sa structuration et met le cap sur l'international.

Réunie au sein de la Commission Géothermie du Syndicat des Energies Renouvelables et de l'Association Française des Professionnels de la Géothermie (AFPG)⁵ la filière française poursuit sa structuration et multiplie les activités de promotion, formation et sensibilisation à l'utilisation des différentes formes de géothermie.

Une montée en puissance de l'implication de la filière à l'international est également constatée. A titre d'exemple, la troisième édition des « Journées de la Géothermie » en avril 2014 a réservé une place importante à l'international dans le cadre du cycle « Deep geothermal days » avec des participants d'une vingtaine de pays à travers le

monde. Le cluster « GEODEEP » a notamment pour vocation de promouvoir les compétences françaises à l'export dans le cadre d'une offre industrielle groupée.

La filière s'implique dans les travaux européens menés par l'EGEC et est présente lors des principaux congrès européens et internationaux, tel que le European Geothermal Council EGC et le Geothermal Resources Council GRC. La France, via le BRGM, participe en outre activement aux travaux du 'Geothermal Implementing Agreement' de l'Agence Internationale de l'Energie.

Par ailleurs, la France participe activement à la *Global Geothermal Alliance*, qui doit être lancée à l'occasion de la COP21.

RD&D et innovation

Poursuite des travaux de RD&D, en France et à l'échelle européenne

Les travaux de RD&D et d'innovation menés par les acteurs de la filière ciblent entre autres la baisse à terme des coûts de production et la maîtrise des impacts environnementaux, en particulier dans des segments émergents tels que la géothermie haute température. Le Programme des Investissements d'Avenir a permis de soutenir la création d'un laboratoire d'excellence et le lancement de projets de démonstrateurs sur le territoire métropolitain et en Outre-mer.

Une initiative française conduite par le BRGM et 35 partenaires publics et privés a permis la création de GÉODENERGIES, labellisée par les pôles de compétitivité S2E2 et Avenia. Cet institut entend fédérer les acteurs scientifiques et économiques pour constituer un cœur de compétence spécifiques commun afin d'accélérer la croissance les filières consacrées à l'exploitation et la gestion des ressources du sous-sol et notamment la géothermie. GÉODENERGIES offrira la flexibilité nécessaire pour s'adapter aux évolutions technologiques et scientifiques ainsi qu'aux changements des marchés et aux choix stratégiques de la France.

Les programmes européens de soutien à la RD&D sont suivis de près par la filière. Différents appels à projets du programme Horizon 2020 traitent de sujets géothermiques. Dans le cadre du fonds démonstrateur européen « NER 300 », un projet de centrale de cogénération à partir de géothermie profonde en Alsace, Geostras, soutenu par les Autorités françaises, a été sélectionné pour un cofinancement européen significatif.

- Sophie DEHAYES, Mélanie DUCOURET, Jacques-Emmanuel DUMIOT, Daniel GRINFOGEL, Martine LECLERCQ, Yann MENAGER, Muriel THIBAUT.

⁵ L'AFPG comptait 107 membres fin 2014

L'hydroélectricité

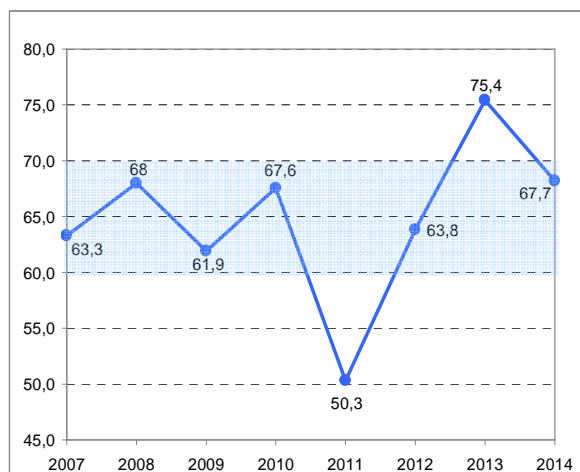
La première source d'électricité renouvelable en France

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 67,7 TWh en 2014, l'hydraulique est 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 demeure élevée en 2014 avec un total de 67,7 TWh, similaire aux niveaux atteints en 2008 et 2010. Elle est en baisse de 10,2 % par rapport à l'année précédente, la production en 2013 ayant été exceptionnelle. Sur l'année, l'hydroélectricité a représenté 12,6 % de la production totale injectée sur le réseau.

Evolution de la production hydroélectrique (en TWh) en France métropolitaine sur 2007 – 2014



Source RTE et SOeS

Différentes façons d'exploiter la force hydraulique

Un aménagement hydroélectrique se compose d'une prise d'eau ou d'une retenue d'eau, créée par un barrage, et d'une centrale de production électrique, les deux étant reliées par un canal ou une conduite. La partie du cours d'eau entre le barrage et la sortie de la

centrale s'appelle le tronçon court-circuité. Ces ouvrages peuvent atteindre des dimensions importantes. On peut citer en exemple le barrage de Tignes, le plus haut de France avec 180 mètres de hauteur, et une longueur de près de 300 mètres, ou encore le barrage de Serre-Ponçon qui constitue la plus grande retenue d'eau avec 1,2 milliards de mètres cubes, pour un lac d'une superficie de 28,2 km². Les conduites forcées qui relient le barrage à la centrale courent parfois sur plusieurs kilomètres, permettant de gagner plusieurs centaines de mètres de dénivelé et d'augmenter ainsi fortement la pression de l'eau au niveau des turbines (1 bar de pression supplémentaire tous les 10 mètres). La centrale hydroélectrique de Portillon bénéficie par exemple d'une hauteur de chute de plus de 1 400 mètres, pour une hauteur de barrage de seulement 23 mètres.

La puissance d'un aménagement est directement donnée par sa hauteur de chute et son débit :

$$P = H \times Q \times \rho \times g \times r$$

Avec P puissance produite (en W), H hauteur de chute (m), Q débit de l'installation (m³/s), ρ la masse volumique de l'eau (10³ kg/m³), g constante d'accélération de la gravité (9,81 m/s²) et r le rendement de l'installation (aux alentours de 0,8 pour les centrales hydroélectriques).

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.

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.

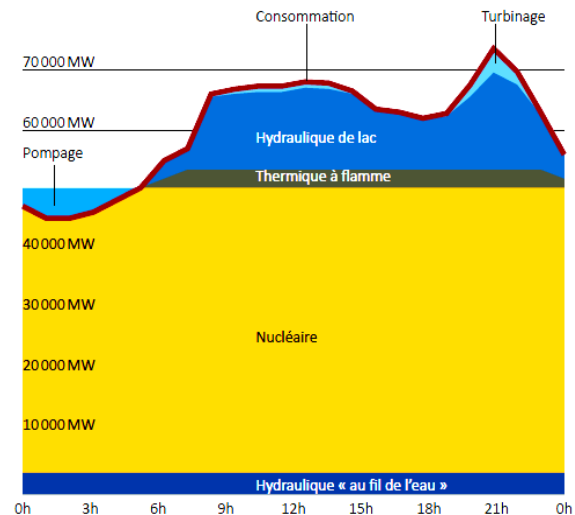
Toutefois, les STEP ne sont pas considérées comme des moyens de production d'énergie renouvelable. En effet, l'énergie nécessaire pour remonter l'eau de la retenue aval vers l'amont est prélevée sur le réseau et dépend donc de l'ensemble du parc de production électrique. Les STEP permettent de contourner 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 seule 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

Relance de la petite hydroélectricité

Lors d'une rencontre avec les industriels du secteur des énergies renouvelables le 29 juillet 2014, Ségolène Royal a annoncé le lancement d'une concertation avec les hydroélectriciens et les associations de défense de l'environnement, en vue de définir un cahier des charges d'appels d'offres permettant le développement de la petite hydroélectricité sur les zones propices et sur les seuils existants. Cette concertation s'inscrit aussi 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. Il s'agit donc de déterminer les modalités de sélection des projets, en tenant compte notamment des enjeux environnementaux.

Cet appel à projets est en préparation en vue d'un lancement fin 2015 - début 2016.

Evolution du processus de renouvellement des concessions

Le projet de loi relatif à la transition écologique pour la croissance verte prévoit différentes dispositions en vue de faciliter le processus de renouvellement 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 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 pourraient être négociées lorsque certains investissements nécessaires non prévus dans le contrat initial sont réalisés.

- Grégory FONTAINE

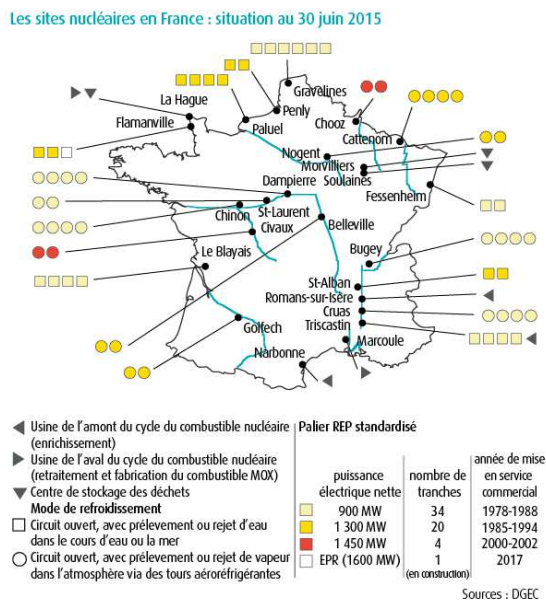
N°28

L'industrie nucléaire

2014 a été une année de forte production et de taux de disponibilité élevé du parc nucléaire. Elle a été marquée par les travaux de l'Assemblée Nationale sur le coût du nucléaire

L'énergie nucléaire représente 77 % de la production électrique en France en 2014, soit 415,9 TWh, en hausse de 3% par rapport à 2013 grâce à un taux de disponibilité du parc nucléaire élevé de 80,9%. C'est la troisième filière industrielle de l'économie française, regroupant 2 500 entreprises employant près de 220 000 salariés, réalisant un chiffre d'affaires à l'export qui se compte en milliards d'euros, source d'innovation, et productrice d'une électricité compétitive qui contribue à la compétitivité des industries françaises et au pouvoir d'achat des ménages.

Figure 1 : Carte des sites nucléaires en France au 30 juin 2015



Cette filière est entrée dans une phase de rénovation avec le programme industriel de maintenance d'EDF, qui prévoit annuellement plusieurs milliards d'euros d'investissements sur le parc nucléaire historique.

Un pilotage plus fin et une diversification du mix électrique sont prévus par le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte, 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 2014 a par ailleurs été marquée par des travaux importants sur les coûts de production de la filière nucléaire par la Cour des comptes et la commission d'enquête de l'Assemblée Nationale présidée par M. Brottes. Ces travaux participent de l'effort de transparence de la filière nucléaire, et ont permis une identification de toutes les sources de coûts de la filière, mais également des besoins

d'étude complémentaires. Ils ont conclu à une hausse du coût du nucléaire par rapport aux évaluations de 2012, liée notamment à des investissements de maintenance sur le parc nucléaire en hausse. Malgré cette hausse l'électricité nucléaire demeure une source d'électricité économique.

Année 2015

Les difficultés d'AREVA ont conduit les pouvoirs publics et sa nouvelle direction à définir de nouvelles orientations stratégiques pour le groupe. AREVA devra désormais se recentrer sur son cœur de métier, consolider son partenariat avec la Chine et consolider ses relations avec EDF. Ces orientations devront être mises en œuvre sur 2015 en complément d'un plan de performance pour assurer le redressement du groupe

Le nucléaire en France et à l'international

Fin 2014, la capacité nucléaire totale installée dans le monde est de 352 GW, soit 390 réacteurs. Le sort des 48 réacteurs japonais toujours à l'arrêt est incertain. 72 réacteurs sont en construction, dont 29 en Chine.

Les deux marchés les plus prometteurs pour les années à venir sont l'Asie et l'Europe. Le soutien au nucléaire est fort en Russie, qui s'est fixé un objectif ambitieux d'augmentation de la part du nucléaire dans son mix électrique à 25-30% d'ici 2030, contre 17% en 2014, ainsi qu'en Chine. Plusieurs pays d'Asie et du Moyen-Orient étudient l'option nucléaire ou construisent leurs premiers réacteurs : Turquie, Emirats Arabes Unis, Arabie Saoudite, Vietnam, etc. En Europe, le Royaume-Uni, la Pologne, la République Tchèque et la Finlande notamment prévoient la construction de nouveaux réacteurs.

En France, fin 2014, 58 réacteurs, soit 63,2 GW sont exploités par EDF, et un EPR est en construction sur le site de Flamanville.

Trois autres réacteurs EPR d'AREVA 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, dite « Grand carénage »

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, 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. A titre d'exemple, la FARN d'EDF a franchi une étape importante en 2014, avec l'inauguration en mars de sa 4^{ème} et dernière base sur le site de la centrale de Bugey dans l'Ain. Elle compte désormais 150 collaborateurs, et atteindra 300 personnels en 2016. Lorsqu'elle aura atteint sa capacité maximale, la FARN pourra intervenir simultanément sur une à six tranches de centrale.

L'ASN a fait un premier retour sur la mise en œuvre par EDF de ses décisions de juin 2012 et a adopté dix-neuf décisions complémentaires pour la mise en place du "noyau dur" post Fukushima, par décision de son collège du 21 janvier 2014.

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 difficultés technologiques liées 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 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.

L'année 2014 a été marquée par l'achèvement en août de la construction du radier constituant la fondation du bâtiment Tokamak, qui servira d'enceinte de confinement magnétique pour la fusion. Par ailleurs, « l'itinéraire de transport ITER », itinéraire routier spécialement aménagé pour le transport depuis le port de Berre-l'Étang jusqu'au site de Cadarache des éléments les plus lourds de la machine ITER (jusqu'à 900 tonnes et 10 mètres de hauteur), a été testé à plusieurs reprises au cours de l'année 2014, et le premier transport s'est déroulé sans heurts en septembre.

Un travail important sur les coûts et l'organisation de la filière nucléaire a été réalisé en 2014

La Cour des comptes a actualisé en 2014 son rapport sur les coûts de production de l'électricité nucléaire. Ce rapport donne une vision globale qui permet de hiérarchiser et de mettre en relation les différents coûts, passés, présents, et futurs de la filière nucléaire, répondant ainsi avec transparence aux nombreuses questions soulevées au cours des débats sur le nucléaire.

La Cour des comptes a constaté que depuis le rapport de 2012, les coûts, notamment les investissements de maintenance, ont augmenté. Ces hausses correspondent aux investissements supplémentaires demandés par l'ASN après l'accident de Fukushima, aux travaux de modernisation lancés par EDF pour améliorer la disponibilité des centrales, et à la préparation d'une éventuelle prolongation de l'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans. Les investissements de maintenance sont ainsi passés de 1,7 Mds€ en 2010 à 3,7 Mds€ en 2013. Malgré ces augmentations, le coût de l'électricité nucléaire, en prenant en compte ce qui a déjà été amorti et payé par les consommateurs dans le passé, reste de l'ordre de 45€/MWh sur la période 2014-2025.

Par ailleurs, la Cour a souligné l'incertitude pesant sur certains coûts de la filière :

- Les coûts du nouveau nucléaire ne peuvent à ce jour pas être évalués de manière fiable. En effet, les centrales actuelles ne pourront être remplacées que par des réacteurs intégrant les meilleurs standards de sûreté, de type EPR. Les EPR en cours de construction étant des têtes de série, leur coût ne peut pas être généralisé. Il y a néanmoins consensus sur le fait que ces coûts seront supérieurs aux coûts du nucléaire historique.
- Les charges futures liées au démantèlement et à la gestion des déchets sont provisionnées par les exploitants nucléaires mais sont par définition incertaines ; un travail permanent de consolidation des provisions est par conséquent nécessaire.

Enfin, la Cour a montré que si l'ensemble du parc nucléaire devait être arrêté au même âge, l'effort financier nécessaire au remplacement du parc historique serait insurmontable. Cet « effet falaise » impose de lisser l'effort en équilibrant fermetures, prolongations et développement des énergies renouvelables. Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte propose des outils de pilotage du mix électrique qui permettront de maîtriser le rythme d'évolution du parc afin de lisser les investissements dans les nouvelles capacités de production électriques, et d'assurer une diversification du mix électrique.

Ce travail de la Cour des comptes a alimenté les réflexions de la commission d'enquête relative au coût du nucléaire présidée par M. Brottes, qui a rendu son rapport en juin 2014. La Commission d'enquête a partagé les conclusions de la Cour des comptes sur la question des coûts du nucléaire, et sur la nécessité de renforcer le pilotage du mix électrique. Elle a également souligné quelques points d'attention complémentaires pour la filière nucléaire :

- Le programme industriel d'investissement d'EDF aura des conséquences potentiellement importantes en termes d'organisation des travaux et de disponibilité des réacteurs du fait de l'incertitude sur la capacité des entreprises sous-traitantes à faire face à ces nombreux chantiers menés en parallèle. Ce point fait l'objet d'une vigilance particulière au sein d'EDF.
- Même si des progrès peuvent être constatés sur les conditions de travail des salariés du nucléaire, et en particulier des sous-traitants, les efforts de la filière doivent être maintenus. Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit d'ailleurs d'encadrer ou de limiter le recours à la sous-traitance dans le secteur nucléaire par un décret en Conseil d'Etat. Cette limitation des niveaux de sous-traitance a déjà été formalisée par les grands donneurs d'ordre de l'industrie nucléaire dans le cadre du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire par un cahier des charges social applicable à chaque passation de marché.

Les évolutions du contexte réglementaire

Lancement d'un audit sur les 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) et, ce, dès la mise en service de chaque installation.

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 dudit décret 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.

Responsabilité civile nucléaire

Le plafond de responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est fixé actuellement à près de 91,5 M€. Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit d'anticiper l'application de certaines dispositions du protocole de 2004 modifiant la convention de Paris, ratifié par la France en 2006, en portant ce plafond de responsabilité à 700 M€. 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.

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) et Moyenne Activité à Vie Longue (MAVL) et pour les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL), qui sont actuellement entreposés de façon sûre en attente d'un exutoire final.

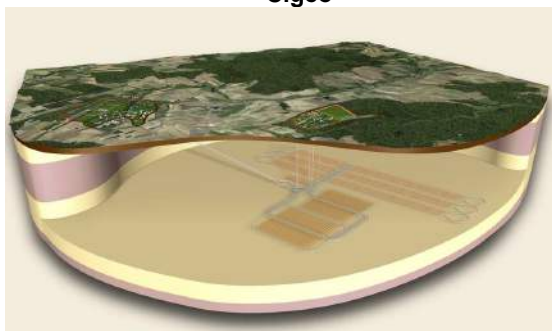
Haute activité - Moyenne activité à vie longue (HA-MAVL)

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.

Depuis 2012, l'Andra prépare la nouvelle évaluation du coût du stockage des déchets radioactifs de haute et de moyenne activité à vie longue, en lien avec les producteurs de ces déchets et les services du ministère. L'Andra a remis à la ministre chargée de l'énergie son dossier de chiffrage du stockage des déchets HA-MAVL en octobre 2014 et conformément à l'article L. 542-12 du code de l'environnement, la ministre a procédé à la consultation formelle des producteurs et de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN). Suite à cette consultation, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie arrêtera courant 2015 le coût du stockage des déchets HA-MAVL, en prenant en compte les avis exprimés et dans le respect des décisions de l'ASN. Le chiffrage du projet sera rendu public.

Figure 2 : Vue du projet de stockage géologique Cigéo



Le PNGMDR 2013-2015

Le Gouvernement a transmis fin 2012 le Plan National de Gestion des Matières et Déchets radioactifs (PNGMDR) pour la période 2013-2015 au Parlement en vue de son évaluation par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST).

Prévu par la loi du 28 juin 2006, il constitue un outil de pilotage et de suivi de la gestion des matières et déchets radioactifs, permettant une gestion transparente, intégrée et durable de ces substances quelles que soient leur nature, leur radioactivité et leur origine. Ce plan dresse ainsi un bilan de la politique de gestion des matières et des déchets radioactifs, prend en compte le retour d'expérience de la filière, évalue les besoins nouveaux et détermine les objectifs à atteindre à l'avenir, notamment en termes d'études et de recherches.

Le décret établissant les prescriptions du plan a été publié le 31 décembre 2013. Les études demandées

aux exploitants par le plan pour l'année 2014 concernent notamment :

- les procédés de valorisation envisagés par les propriétaires de matières nucléaires, et leur adéquation avec les quantités de matières détenues ;
- les modalités de réalisation de filières de valorisation de matériaux métalliques ou de gravats de très faible activité ;
- la conception d'installations d'entreposage s'inscrivant dans la complémentarité avec le stockage ;
- la caractérisation des déchets MAVL et les options consolidées de conception des nouveaux colis de déchets en adéquation avec la filière de stockage telle qu'envisagée ;
- l'optimisation de la répartition des flux de déchets radioactifs entre les filières de gestion existantes ou en projet sous la forme de scénarios industriels.

Année 2015

Dès début 2015, les travaux de rédaction de la version 2016-2018 du PNGMDR ont été engagés en concertation avec tous les acteurs concernés.

- Clémence MOREL, Louis-Marie GARD, Maxime KOPEC, Francis IGLESIAS, Hélène BRUNET-LÉCOMTE

En 2014, le déploiement du Captage et Stockage du CO₂ (CCS) à l'international se poursuit sur un rythme ralenti, même si des avancées sont constatées pour un certain nombre de projets phares. En Europe, l'ambition initiale de déploiement du CCS continue de s'éloigner. A l'heure du bilan, les échanges sur le devenir du CCS se densifient graduellement. En France, la filière reste mobilisée et s'implique davantage à l'échelle européenne. La R&D en matière de CCS et de valorisation de CO₂ continue à être soutenue en France et au niveau communautaire.

Les marchés – état des lieux et perspectives

En 2014, le déploiement du CCS à l'international se poursuit sur un rythme ralenti, même si des avancées sont constatées sur certains projets phares.

Le potentiel du CCS en tant que voie de réduction des émissions de CO₂ issues de la production d'énergie à partir de combustibles fossiles et de l'industrie manufacturière continue d'être mis en avant par les experts et les organismes internationaux, tout en prenant acte d'un fort ralentissement de son déploiement commercial depuis quelques années. L'Agence Internationale de l'Energie souligne que, malgré la montée en puissance des énergies renouvelables, la part des combustibles fossiles dans la consommation mondiale d'énergie primaire restera significativement élevée à terme, passant de plus de 80% aujourd'hui à environ 75% en 2035. Dans ce contexte, le CCS reste une voie pertinente permettant théoriquement de limiter les émissions de CO₂ de manière significative en s'appliquant aux capacités de production installées ou en déploiement^{1,2}. Les travaux du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat soulignent notamment l'impact économique fort d'une indisponibilité à terme du CCS et son rôle critique dans l'atteinte des objectifs environnementaux³.

Face aux difficultés de déploiement effectif du CCS dans le monde, les discussions s'intensifient quant aux modalités et mesures de soutien adaptées. En 2013, Bloomberg constate une baisse sensible des investissements dans le CCS qui sont chiffrés à 1,9 Mds\$ (contre 2,8 Mds\$ en 2012). Le nombre de projets de taille industrielle dans des phases avancées de déploiement ou en exploitation n'augmente que légèrement, et la quasi-totalité de ces projets s'appuie sur la récupération assistée de pétrole pour atteindre un niveau de rentabilité suffisant⁴.

Développement du CCS et normes de performance – le débat américain

L'accélération de la réduction des émissions de CO₂ des centrales électriques et du déploiement du CCS nécessitera t-elle la définition légale de valeurs limites pour le contenu en CO₂ du MWh_{el} produit ? Ces normes de performance sont-elles l'outil adéquat d'un point de vue technico-économique ?

Ces questions sont au cœur d'un débat en cours aux Etats-Unis, où l'Agence pour la Protection de l'Environnement (EPA) a soumis en consultation publique en septembre 2013 un projet de norme de performance (« New Source Performance Standard ») retenant une valeur limite de 500 kg/MWh_{el} (1100 lbs / MWh_{el}) pour toute nouvelle centrale à charbon. Cette valeur imposerait de fait la mise en œuvre du CCS. Perçue par ses partisans comme une incitation réglementaire nécessaire et pertinente au regard de la quasi-maturité des technologies sous-jacentes, les opposants considèrent cette mesure comme prématurée et contre-productive, bloquant de fait tout investissement dans de nouvelles centrales. Son impact sur l'acceptabilité sociale du CCS fait également débat.

En juin 2014, l'EPA annonce un « Clean Power Plan » pour limiter les émissions de CO₂ issues des centrales à charbon déjà existantes sur le territoire américain. Ce plan devrait être décliné à l'échelle fédérale durant l'été 2015.

Des avancées peuvent toutefois être constatées dans le déploiement de projets industriels. Au-delà de l'Amérique du Nord, qui confirme son rôle actif avec la mise en exploitation au Canada d'un projet majeur « Boundary Dam » de CCS sur une centrale à charbon en 2014 (début des injections de CO₂ prévu au premier semestre 2015), aux Emirats Arabes Unis un projet de démonstration à grande échelle du CCS appliqué à la sidérurgie avance sous l'égide de MASDAR et vise désormais une mise en exploitation courant 2016. En Chine, une dizaine de projets significatifs sont recensés confirmant l'implication grandissante du pays dans le développement de cette technologie.

En Europe, l'ambition initiale de déploiement du CCS s'éloigne. Les acteurs restent toutefois mobilisés.

En Europe, l'écart se creuse entre l'ambition initiale et la réalité de déploiement du CCS, comme en témoignent la Communication consultative de la Commission Européenne de mars 2013 et le rapport d'initiative du Parlement Européen de début 2014. Ce dernier, adopté à une large majorité par les députés, souligne néanmoins le rôle important que le CCS devrait jouer dans la réduction des émissions de CO₂ en Europe, dans les secteurs de l'électricité et de l'industrie manufacturière. Il appelle à une intensification des efforts des différentes parties prenantes et considère comme prioritaire la mise en œuvre de premiers démonstrateurs de grande taille.

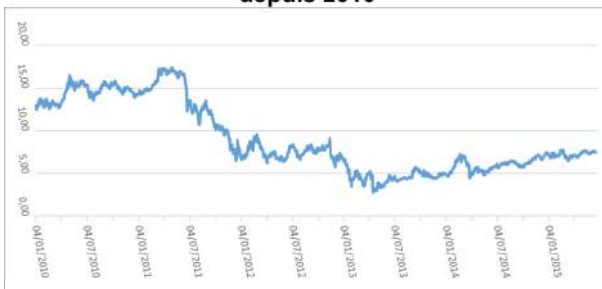
¹ AIE, World Energy Outlook 2014, 2014

² AIE, Energy Technology Perspectives 2015, 2015

³ GIEC/IPCC, Climate Change 2014 – Mitigation of Climate Change, 2014

⁴ GCCSI, The global status of CCS, 2014

Évolution du prix en euros de la tonne de CO2 depuis 2010



Source : DGEC

Les difficultés auxquelles fait face la filière du CCS en Europe depuis 2009 font qu'aucun démonstrateur commercial n'est mis en œuvre en 2015, ce qui est à mettre en perspective avec l'ambition initiale d'avoir une douzaine de projets opérationnels à cette échéance. L'évolution du prix de la tonne de CO2 dans le Système Européen d'échange de Quotas d'Émissions (SEQUE) explique en grande partie ces difficultés. La valeur du quota stagne à des niveaux historiquement bas depuis début 2012. A l'heure du bilan du programme de démonstration européen, force est de constater que seulement deux projets de démonstration du CCS à grande échelle restent en lice, en Grande-Bretagne ('White Rose', lauréat du deuxième appel à projets du fonds démonstrateurs 'NER 300') et aux Pays-Bas ('ROAD', soutenu dans le cadre du Programme Énergétique Européen pour la Relance). La décision de la Norvège, en septembre 2013, de ne pas procéder à la mise en œuvre d'une installation de CCS à grande échelle sur le site d'essai de technologies de capture de Mongstad, jugeant le risque économique trop élevé, est emblématique des difficultés actuelles de la filière.

Plus que jamais se pose la question du rôle du CCS dans les efforts de réduction des émissions de CO2 en Europe, de son calendrier de déploiement et des modalités de soutien à ce déploiement. L'accord cadre conclu en octobre 2014 par le Conseil Européen sur le 'Paquet Énergie-Climat 2030' précise qu'il sera « essentiel d'intensifier les efforts de R&D et d'accélérer la démonstration commerciale du CCS au cours des dix prochaines années, afin de permettre le déploiement de cette technique d'ici à 2030 », ainsi qu'un « cadre d'appui (...) qui sera mis en place à l'aide des recettes des enchères (...) »⁵. La Commission Européenne, dans les nouvelles lignes directrices sur les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie, continue à considérer les aides publiques au CCS sous un œil plutôt favorable, estimant qu'il existe une défaillance de marché résiduelle, malgré l'existence du SEQUE. Les besoins d'une coopération européenne renforcée et d'une concentration des efforts sur la mise en œuvre de 1 à 2 démonstrateurs industriels ont été confirmés. Cela s'est traduit par des actions communes au cours de l'année 2014, au niveau des démonstrateurs qui restent en lice ou dans le cadre d'Horizon 2020 avec la mise en place de schémas collaboratifs du type EraNet Cofund.

En France, la filière reste mobilisée et s'implique davantage à l'échelle européenne.

En France un projet pilote de captage de CO2 a été inauguré à l'automne 2013 sur une tranche de la centrale de charbon du Havre, porté par EDF et ALSTOM et cofinancé dans le cadre du fonds démonstrateurs de l'ADEME.

Le projet intégré de captage, transport et stockage géologique de CO2 mené par TOTAL à Lacq et Rousse a terminé ses injections de CO2 et se trouve désormais dans une phase de surveillance de 3 ans.

Les acteurs scientifiques et industriels de la filière française du CCS continuent d'être mobilisés, notamment dans le cadre des travaux menés par le « Club CO2 », plateforme nationale d'échanges sur les thématiques de CCS et de valorisation du CO2. A l'heure du bilan sur l'état d'avancement du CCS en France et en Europe, le Club CO2 a organisé en juin 2014 le premier « European CCS day » au Havre, faisant intervenir notamment les communautés scientifiques et industrielles, ainsi que les autorités européennes. Les autorités françaises continuent de s'impliquer dans les échanges européens et internationaux. La contribution aux travaux de l'AIE (regulatory forum, mise à jour de la feuille de route technologique) illustre cette implication.

R&D et innovation

La R&D en matière de CCS et de valorisation du CO2 continue d'être soutenue en France et au niveau communautaire.

Des thématiques relatives au CCS et à la valorisation du CO2 continuent d'être soutenues dans le cadre de la programmation de soutien à la R&D de l'ADEME et de l'ANR. Le Programme des Investissements d'Avenir n'a pour l'instant pas permis de faire émerger de nouveaux projets de démonstration ou de plateformes technologiques. L'instruction du dossier « Geodnergies », initialement candidat à des cofinancements dans le cadre de l'appel à projets portant sur les Instituts pour la Transition Énergétique, se poursuit.

A l'échelle européenne, la filière française est impliquée dans plusieurs projets collaboratifs soutenus par le 7ème Programme-Cadre de Recherche et Développement Technologique (PCRDT). Au total, plus de 200 M€ ont été consacrés à des projets collaboratifs en lien avec le CCS dans le cadre de ce 7ème PCRDT. La Commission Européenne a prévu de poursuivre son soutien de la R&D en matière de CCS dans le programme Horizon 2020, avec notamment des schémas collaboratifs EraNet Cofund, ciblant entre autres des thématiques traitant de la sécurité des installations de stockage géologique de CO2, de la réduction des coûts de captage et d'autres utilisations du CO2.

• Romain LEBAS

⁵ CE, Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, 2014

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 à la fois en amont dans le domaine de la recherche et développement, en phase d'industrialisation et en phase de déploiement commercial (par exemple par le biais de tarifs d'achats, 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 technologie

Chaque technologie fait l'objet de recherches tout au long de sa conception et de son déploiement. 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.

Ce processus de maturation vise à l'optimisation technique, économique et industrielle de la technologie développée, dans une perspective de maximisation des performances et de minimisation des coûts. 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 distinguer maturité et compétitivité. Une technologie 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.

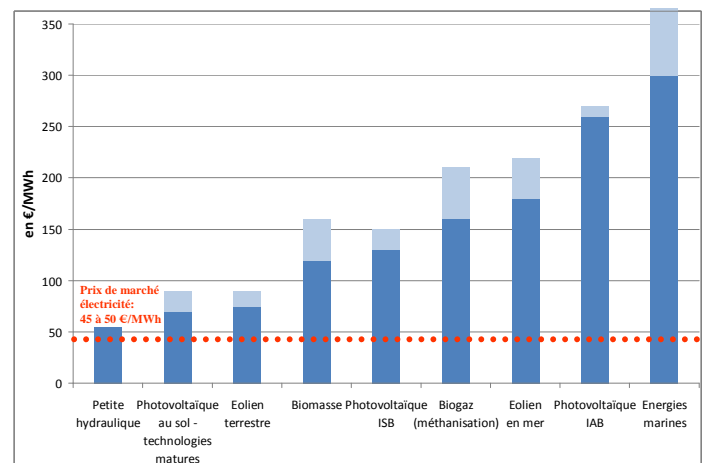
Cette compétitivité dépend non seulement de la technologie mais aussi des conditions d'exploitation liées à la géographie d'implantation et aux gisements accessibles à la technologie, ou encore du contexte réglementaire et des exigences environnementales et de sûreté en vigueur.

Ainsi, en France, les énergies renouvelables électriques sont compétitives, pour certaines filières, avec de nouveaux moyens de production électriques thermiques. Par contre, leur compétitivité avec les moyens de production existants et amortis est plus éloignée. Le développement des énergies renouvelables électriques sera plus pertinent sur le plan économique s'il permet de répondre à un besoin de production nouveau.

La compétitivité des énergies renouvelables est hétérogène

Certaines EnR ont des coûts proches des prix de marché ou du même ordre que les coûts des nouvelles centrales thermiques (éolien terrestre, centrale solaire 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.) permettent d'estimer les coûts de production. Le graphique 1 compare les différentes estimations disponibles à l'heure actuelle pour la France métropolitaine. Il en ressort une compétitivité variable des énergies renouvelables électriques dans le fonctionnement de marché actuel. Outre l'hydraulique qui est l'énergie renouvelable la plus compétitive, l'éolien terrestre et le solaire au sol sont les technologies les plus compétitives (coût de production de l'ordre de 2 fois le prix de marché qui est actuellement très bas dans un contexte de surcapacités). Le coût des technologies les moins matures qui sont à des stades plus amont de développement, de la recherche au prototype industriel sont plus difficilement mesurables. Ce sont en particulier le solaire thermodynamique, les biocarburants avancés, les 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 les différentes technologies.

Des outils de soutien public sont nécessaires au déploiement des énergies renouvelables

Compte tenu du coût des énergies renouvelables, leur déploiement ne pourrait pas 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°8) et national (loi sur la transition énergétique). Ils seront précisés dans le cadre de la future programmation pluriannuelle en énergie (PPE). 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 technologies

Plus les technologies 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 technologies 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 lever ces verrous.

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, à compter du 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.

Cet encadrement communautaire vise à favoriser une plus grande intégration des énergies renouvelables au marché électrique.

Par conséquent, à compter de 2016, les mécanismes de soutien pourront mettre en œuvre des dispositifs de type tarifs d'achat garantis ou compléments de rémunération qui seront octroyés soit dans le cadre d'appels d'offres soit dans le cadre de guichets ouverts.

Ces principes ont été introduits en droit français dans la loi sur la transition énergétique.

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.

L'instruction des appels d'offres pour l'électricité est réalisée par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Le ministre en charge de l'énergie désigne ensuite les lauréats de l'appel d'offres après avoir recueilli l'avis de la CRE.

Les lauréats des appels d'offres pourront bénéficier soit d'un tarif d'achat soit d'un complément de rémunération.

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 début 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.

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 futur dispositif de complément de rémunération. Pour chaque filière, les tarifs d'achat et le complément de rémunération ont vocation, conformément à la loi, à assurer une

rentabilité normale aux capitaux investis et sont revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production.

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.

L'évolution des mécanismes de soutien en 2015

Afin notamment d'anticiper l'application des nouvelles lignes directrices européennes, le MEDDE avait souhaité lancer en 2014 une consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien. Cette consultation, dont les résultats sont consultables sur le site Internet du ministère¹ a conduit la ministre à retenir un dispositif de soutien à trois niveaux :

- pour les installations de petite taille, le maintien des tarifs d'achat garantis, potentiellement attribués au travers d'appels d'offres ;
- pour les installations de moyenne et grande tailles, un dispositif de vente sur le marché associée à une prime complémentaire définie « ex-post », potentiellement attribuée au travers d'appels d'offres. Parmi les dispositifs de prime de marché, celui-ci est en effet celui permettant de garantir aux producteurs EnR une visibilité et une sécurité financière proches de celles dont ils bénéficient dans le cadre des tarifs d'achat garantis ;
- pour les technologies innovantes entrant dans le champ des « projets de démonstration » définis par la Commission européenne, le maintien d'aides à l'innovation et aux investissements et de tarifs d'achat fixes de l'électricité produite.

Le nouveau dispositif de prime de marché sera mis en œuvre par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et par ses décrets d'application qui seront élaborés courant 2015 pour une entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2016.

Ces décrets s'accompagneront de la révision de l'ensemble des arrêtés tarifaires des filières concernées par ce nouveau mécanisme de complément de rémunération courant 2015.

Seule la filière éolienne terrestre sera exemptée de ce nouveau dispositif lors de sa mise en place compte tenu de la reconnaissance de son dispositif de soutien en 2014.

Les travaux relatifs au complément de rémunération sont consultables sur l'extranet suivant : extranet.complementremuneration.dgec.developpement-durable.gouv.fr.

¹ À l'adresse suivante : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Segolene-Royal-reunit-les,41949.html>

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise 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	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 2015 : - installations intégrées au bâti : 26,17c€/kWh - installations intégrées simplifiées au bâti : 13,95 ou 13,25 c€/kWh selon la puissance de l'installation - autres installations: 6,45 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	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	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	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.

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.

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. 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.

▪ 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 1,2 milliard d'euros sur la période 2009-2014 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 2009-2014	Nombre de projets	Investissement (M€)	Aide ADEME (M€)	Tep ENR/an	Aide ADEME (€/tep)
Bois hors BCIAT	576	1116	285	482 956	590
Bois BCIAT	120	686	255	659 201	387
Géothermie	342	413	86	95 432	901
Biogaz	26	43	7,5	35 989	208
Solaire	1514	145	68,8	6 315	10895
Réseaux de chaleur	603	1427	456	202 424	2252
Installation récupération chaleur fatale	12	22,1	6,4	0	

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.

- Une fiscalité réduite pour les biocarburants issus des unités agréées

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 prendra fin le 31 décembre 2015.

Les outils de soutien représentent un coût public variable selon les filières

Le soutien au déploiement des EnR repose sur de nombreux instruments qui peuvent peser sur le contribuable (CITE) ou le consommateur (tarifs d'achat par exemple), être de nature incitative (CITE) 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

Le soutien des EnR électriques est financé au travers des charges de CSPE (contribution au service public de l'électricité) répercutées in fine sur le consommateur d'électricité. Dans sa délibération portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2015 en date du 15 octobre 2014 la commission de régulation de l'énergie (CRE) indiquait que sur un montant de charges prévisionnelles de CSPE estimé à 6,3 Md€ au titre de l'année 2015, les énergies renouvelables électriques représentent 63,7 % de ces charges (soit un peu plus de 4 Md€) dont 2,5 Md€ pour la filière photovoltaïque et 1 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.

Source : CRE	Charges constatées au titre de 2013 (M€/ part du total)	Charges prévisionnelles au titre de 2014 (M€/ part du total)	Charges prévisionnelles au titre de 2015 (M€/ part du total)
Total énergies renouvelables	3 156,1	3 722,4	4 041,4
Eolien MC	641,8	854,6	966,5
Eolien ZNI	5,7	5,8	7,3
Photovoltaïque MC	1 919,9	2 146,6	2 239,7
Photovoltaïque ZNI	223,8	246,8	270,3
Autres EnR (MC)	351,4	459,2	545,3
Autres EnR (ZNI)	13,4	9,5	12,2
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	554,1	462,0	465,0
Cogénération (MC)	546,9	412,1	460,1
Disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW (MC)	0,0	45,0	0,0
Autres contrats d'achat (MC)	7,2	4,9	4,9

Les charges CSPE dédiées aux EnR électriques sont donc importantes mais leur accroissement diminue avec l'évolution de la puissance installée montrant la maturité croissante de ces énergies.

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 620 M€, dont environ 40% pour les EnR (soit environ 250 M€).

L'éco-PTZ, dédié au financement des rénovations lourdes dans le logement, a eu un impact budgétaire de 65 M€ en 2014².

Le principal instrument de soutien à la production centralisée de chaleur est le fonds chaleur géré par l'ADEME. Il est doté de 1,2 Mds€ sur la période 2009-2014.

Le coût du soutien au secteur des transports

Le système de soutien à la production de biocarburants repose sur deux types d'incitations : l'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) pour les produits issus des unités de production agréées et des taux réduits de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) appliquée sur la mise à la consommation des carburants, à proportion de la part de biocarburants mis sur le marché.

Les montants de TGAP (M€) :

2007	25	2011	150
2008	62	2012	156
2009	104	2013	149
2010	110	2014	96

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 720 M€ en 2008, 521 M€ en 2009, 425 M€ en 2010, 271 M€ en 2011, 288 M€ en 2012, 280 M€ en 2013 et 145 M€ en 2014.

Un rapport de la Cour des comptes (jan. 2012) a évalué les coûts et transferts entre agents liés à la politique de soutien aux biocarburants entre 2005 et 2010. Il a identifié trois types de transferts :

- la surconsommation de carburants liée au moindre pouvoir calorifique (PCI) des biocarburants. Une partie du surcoût payé par le consommateur se traduit par un surplus de recettes fiscales (TIC) pour l'État ;
- l'augmentation du prix au litre du carburant lié à la répercussion de la TGAP payée par les distributeurs ;

- l'exonération partielle de TIC, répercutée par les distributeurs sur les producteurs, qui se traduit par un manque à gagner pour l'État.

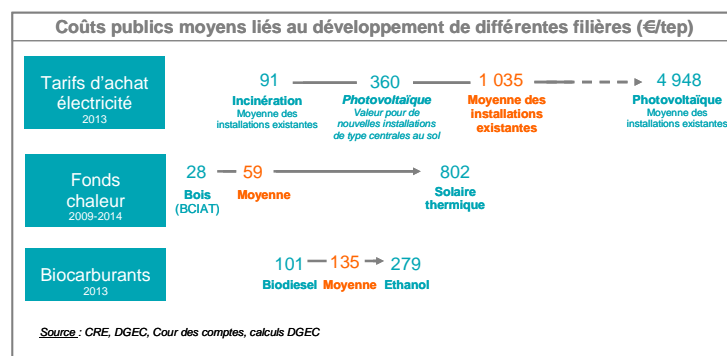
Le bilan du soutien aux transports se traduit par un surcroît de recettes pour l'État de 70 M€ et un coût pour les consommateurs de l'ordre de 770 M€.

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 2013).

Pour le fonds chaleur, le coût public est égal, pour chaque filière, au montant de l'aide versée par l'Ademe (année 2009-2014) 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 2013).

- Timothée FUROIS ;
Suzelle LALAUT ;
Martine LECLERCQ ;
Yves LEMAIRE ;
Sophie DEHAYES.

² 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

N°31

Les prix et la distribution des produits pétroliers

Deuxième année de baisse consécutive des prix à la consommation des produits pétroliers,
Légère hausse de la consommation des carburants

En 2014, les prix moyens au détail des carburants en France ont baissé pour la deuxième année consécutive avec une accélération en fin d'année du fait de la forte chute du cours du pétrole brut. Ils ont atteint fin 2014 leur niveau le plus bas depuis 2010.

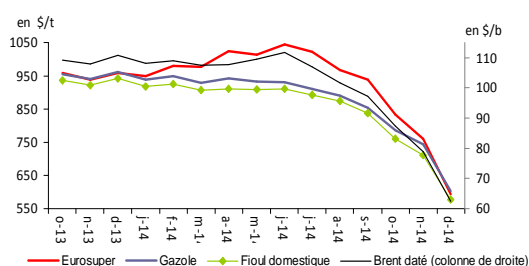
Le secteur de la distribution des carburants est resté très concurrentiel dans un contexte de légère hausse de la consommation des carburants routiers.

Le contexte international de l'évolution des prix au détail en France

A Rotterdam, les cotations des produits raffinés en \$/t ont baissé pour la deuxième année consécutive.

En moyenne annuelle, les cotations internationales se sont établies à 925 \$/t pour l'eurosuper (-6%), 867 \$/t (-8,3%) pour le gazole et 844 \$/t (-8,9%) pour le fioul domestique.

Fig. 1 : cours du Brent daté et des cotations des produits pétroliers (moyennes mensuelles)



Source : DGEC-Reuters

L'évolution des cotations a connu deux périodes contrastées en 2014 :

Au cours de la première période, de janvier à juin, dans un contexte de cours du brut élevé dû aux tensions géopolitiques, les cotations de l'eurosuper ont suivi une orientation haussière et celles des distillats moyens ont légèrement baissé. Elles sont passées de 949 \$/t à 1 044 \$/t (+10%) pour l'eurosuper, de 937 \$/t à 931 \$/t (-1%) pour le gazole et de 917 \$/t à 911 \$/t (-1%) pour le fioul domestique.

Les cotations de l'eurosuper ont bénéficié à partir du printemps de facteurs haussiers, en grande partie saisonniers, liés au marché américain (perspectives favorables d'exportation d'essence vers la côte-est des Etats-Unis pour la « driving season » dans un

contexte de baisse des stocks commerciaux, arrêts techniques de certaines raffineries) et à la réduction

volontaire de la production de certaines raffineries pour soutenir les marges.

En revanche, la baisse des cotations des distillats moyens (en dépit du soutien que la vague de froid aux Etats-Unis a apporté aux cotations en début d'année) s'explique principalement par une demande européenne atone et par un approvisionnement satisfaisant du marché grâce aux importations américaines et russes (ces dernières n'ayant pas été perturbées par la crise ukrainienne).

Au cours de la deuxième période, de juillet à décembre, les cotations ont connu une baisse importante et continue, suivant la chute du cours du brut. Elles sont passées de 1 023 \$/t à 593 \$/t (-42%) pour l'eurosuper, de 912 \$/t à 603 \$/t (-34%) pour le gazole et de 893 \$/t à 577 \$/t (-35%) pour le fioul domestique.

La baisse des cotations est due à la chute du cours du brut (-42% pour le Brent sur cette période) qui s'est accélérée après la réunion de l'OPEP du 27 novembre, en raison de la révision à la baisse des prévisions de demande pétrolière dans un contexte d'augmentation de l'offre.

Les cotations des distillats moyens ont moins baissé que celles du brut du fait du soutien apporté par l'arrêt de certaines raffineries dans l'hémisphère nord (en particulier, aux Etats-Unis), qui a réduit ponctuellement l'offre, et par la hausse de la demande à l'approche de l'hiver. En fin d'année, les cotations du gazole ont également reflété les incertitudes sur le niveau des importations américaines et russes, ainsi que l'anticipation d'une hausse de la demande due à la réduction de la teneur en soufre des fiouls de soutage (à 0,1% en 2015) dans certaines zones maritimes.

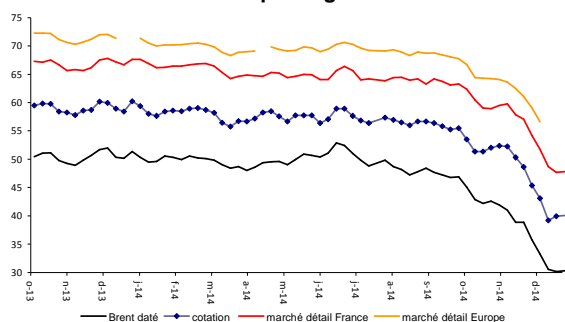
En moyenne annuelle, la baisse des cotations en euro a été légèrement accentuée du fait de l'appréciation de l'euro par rapport au dollar en 2014 par rapport à 2013.

Baisse pour la deuxième année consécutive des prix moyens à la consommation en France¹

Les prix moyens hebdomadaires hors toutes taxes à la consommation du gazole, de l'eurosuper et du fioul domestique en France ont globalement suivi la baisse des cotations internationales en euro.

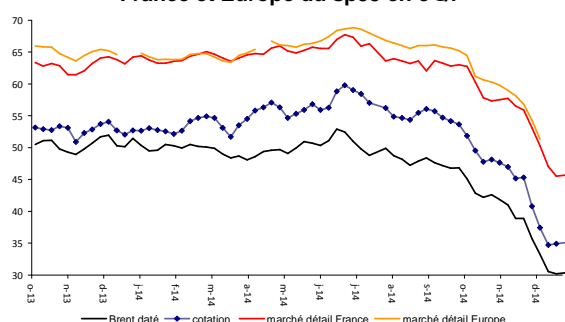
¹Les prix au détail des carburants / combustibles sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Prix-de-vente-moyens-des,10724.html>

Fig. 2 : cours du Brent daté, des cotations et des prix TTC France et Europe du gazole en c€/l



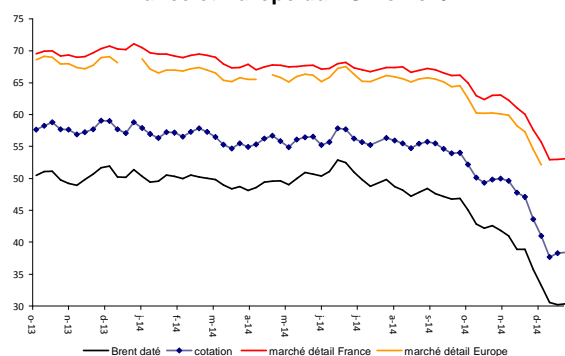
Source : DGEC-Reuters/Bulletin pétrolier de la Commission européenne

Fig. 3 : cours du Brent daté, des cotations et des prix TTC France et Europe du sp95 en c€/l



Source : DGEC-Reuters/Bulletin pétrolier de la Commission européenne

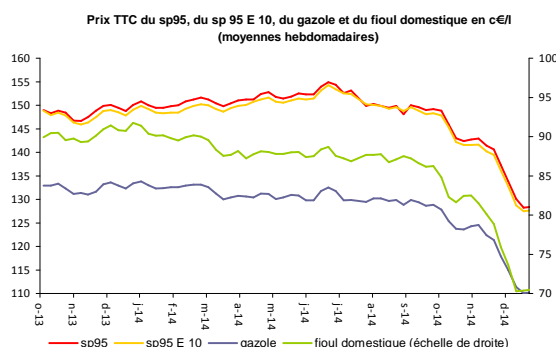
Fig. 4 : cours du Brent daté, des cotations et des prix TTC France et Europe du FOD en c€/l



Source : DGEC-Reuters/Bulletin pétrolier de la Commission européenne

Les prix moyens hebdomadaires toutes taxes comprises des carburants et du fioul domestique en 2014 se sont établis à 1,48 €/l pour le sp95 (- 5 c€/l ; - 3,4%) et le sp95-E10 (- 3 c€/l ; - 2,3%), à 1,29 €/l (- 6 c€/l ; - 4,8%) pour le gazole et à 0,86 €/l (- 7 c€/l ; - 7,3%) pour le fioul domestique, par rapport à 2013.

Fig. 5 : prix TTC du sp95, du sp95 E 10, du gazole et du FOD en c€/l



Source : DGEC

Le marché des produits pétroliers²

Les ventes des produits pétroliers en 2014 en France ont connu des évolutions différenciées selon les produits par rapport à 2013.

Fig. 6 : ventes totales en acquitté des produits pétroliers en France (en millions de m³)

	2013	2014	Variation
Carburants routiers			
E85	0,07	0,08	8,6%
SP 95	4,69	4,39	-6,4%
SP95-E10	2,81	3,03	7,8%
SP 98	1,73	1,86	7,9%
Total essences	9,29	9,36	0,7%
Gazole	40,12	40,46	0,9%
B30	0,05	0,04	-28,2%
Total (hors Gpl_c)	49,47	49,86	0,8%
GPL_c (en tonnes)*	102 181	91 246	-10,7%
Autres produits et combustibles			
Gazole non routier	5,3	5,4	2,2%
Fioul domestique	9,5	7,8	-17,9%
Fioul lourd (en millions de tonnes)	1,0	0,8	-22,8%

* source : Comité Français du Butane et du Propane (CFBP)

Le marché des carburants routiers

En 2014, le total des ventes des carburants routiers (hors GPL-c) s'est élevé à 49,9 Mm³, en augmentation de 0,8% (+ 0,4 Mm³) par rapport à 2013.

Les ventes d'essence sont en hausse de 0,7% (+ 0,07 Mm³) pour s'établir à 9,4 Mm³ et représentent 18,8% des ventes totales de carburants routiers.

La consommation de SP95 a enregistré une nouvelle baisse par rapport à 2013 (- 0,3 Mm³ ; - 6,4%), alors que les ventes de SP95-E10 et de SP98 ont augmenté de 7,8% (+ 0,2 Mm³) et de 7,9% (+ 0,1 Mm³). Les ventes de SP95 représentent désormais moins de la moitié du total des essences (46,9%).

² Les données et les graphiques associés sur le marché des produits pétroliers sont issus des enquêtes de la DGEC (cf. encadré méthodologique en page 7).

Les ventes de superéthanol E85 restent faibles en dépit de leur hausse (+ 8,6%) à 80 766 m³.

Les ventes de gazole (y compris le B30) à 40,5 Mm³ ont connu une hausse de 0,8% (+ 0,3 Mm³) par rapport à 2013. Elles représentent 81,2% des ventes de carburants.

- Les ventes en vrac

Les ventes en vrac s'établissent à 6,9 Mm³, en baisse de 2,6% (- 0,2 Mm³) par rapport à 2013. Le vrac a représenté 13,8% du total de la distribution des carburants routiers. Les livraisons de gazole représentent la quasi-totalité (99,2%) des volumes.

- Les ventes en stations-service

Les volumes de carburants distribués dans les stations-service se sont élevés à 43 Mm³ en 2014 : + 0,6 Mm³ (+1,4%) par rapport à 2013.

Fig. 7 : volumes distribués dans le réseau de distribution par opérateur et par carburant en 2014 (en millions de m³)

	Compagnies pétrolières + Indépendants		GMS		Enseignes non identifiées*		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
E85	0,02	0,02	0,06	0,06	0,002	0,002	0,08	0,07
SP 95	0,36	0,40	3,81	3,98	0,18	0,27	4,35	4,65
SP95-E10	1,87	1,86	1,12	0,94	0,04	0,005	3,02	2,81
Total SP95-SP95-E10	2,23	2,26	4,93	4,92	0,22	0,27	7,37	7,45
SP 98	0,81	0,77	0,98	0,91	0,06	0,03	1,85	1,71
Total essences	3,06	3,05	5,96	5,88	0,28	0,31	9,30	9,24
Gazole	12,20	11,96	18,51	18,41	2,96	2,79	33,67	33,16
Total (hors Gpl_c)	15,27	15,01	24,47	24,29	3,24	3,10	42,98	42,40

* cf. encadré méthodologique (page 7)

La consommation sur le réseau autoroutier a représenté 5,5% des ventes totales en station-service. Elle a enregistré une faible hausse de 0,02 Mm³ (+1%) en 2014 à 2,4 Mm³ qui se répartissent à hauteur de 83% pour le gazole et de 16% pour les essences. La baisse des prix moyens des carburants en 2014 par rapport à 2013 peut expliquer cette légère hausse malgré la poursuite de la baisse du trafic routier de marchandises. Parmi les essences, la consommation de SP95-E10 est en baisse de 0,7% en 2014 par rapport à 2013 et a représenté 11% du total des livraisons de carburants, soit 70% du total des ventes d'essence. Le SP98 a enregistré une hausse de 3,9% et précède nettement le SP95 dont la consommation est devenue marginale. Le SP95 représente désormais 0,5% de la consommation totale des carburants sur les autoroutes.

Légère baisse des parts de marché des GMS qui restent prédominantes dans la vente de carburants en station-service

Les parts de marché de la grande distribution ont diminué de 0,2 point en 2014 s'élevant à 61,6% contre 38,4% pour les pétroliers et les indépendants identifiés ; elles représentent 66,1% du total des essences (hausse de 0,2 point par rapport à 2013) et 60,3% du gazole (baisse de 0,3 point).

L'évolution des parts de marché en 2014 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 15 du panorama).

Fig. 8 : parts de marché dans le réseau de distribution en volumes

en volumes	2013			2014		
	Gazole	Essences	Total	Gazole	Essences	Total
Pétroliers + Indépendants	12,0	3,0	15,0	12,2	3,1	15,3
GMS	18,4	5,9	24,3	18,5	6,0	24,5
Total	30,4	8,9	39,3	30,7	9,0	39,7

Poursuite de la baisse du nombre de stations-service en 2014

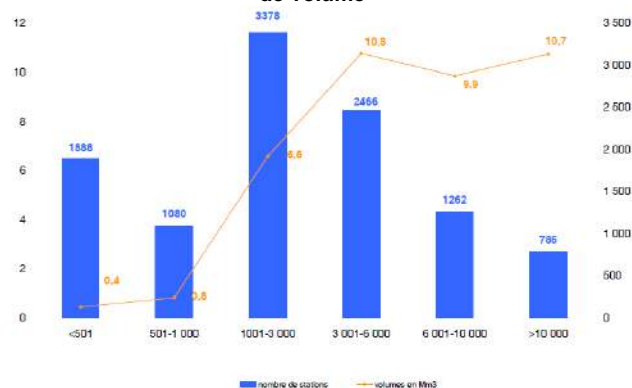
Le réseau de distribution français se compose principalement de stations sous enseignes des sociétés pétrolières, d'opérateurs indépendants et de grandes et moyennes surfaces (GMS).

La restructuration du réseau des stations-service s'est poursuivie en 2014. Le nombre de stations-service identifiées dans le réseau de distribution a, de nouveau, baissé pour s'élever à 10 860 en 2014 contre 10 950 en 2013 (- 90 points de vente) et 11 168 en 2012.

Les points de vente des sociétés pétrolières et des indépendants se sont élevés à 5 791 (- 176 stations-service), alors que le total de la grande distribution est en hausse (+ 86 unités ; 4 983 stations-service).

Par ailleurs, on constate en 2014 une poursuite de l'accroissement du nombre de stations-service dont le débit moyen est supérieur à 3 000 m³ par an. Ces points de vente (42% du total des stations) ont représenté 80% des consommations de carburants. Le débit moyen annuel d'une station-service s'est quant à lui élevé à 3 659 m³ en 2014 contre 3 589 m³ en 2013.

Fig. 9 : volumes distribués dans les stations par tranches de volume



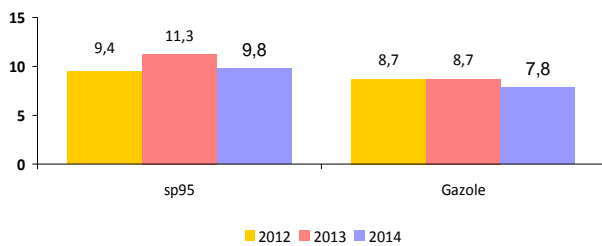
Le marché français est demeuré très concurrentiel en 2014

Le marché national des carburants est resté très concurrentiel en 2014. Ainsi, les marges brutes de transport-distribution (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 baissé en 2014 par rapport à 2013 pour s'établir en moyenne à 8 c€/l environ pour le gazole et à 10 c€/l environ pour l'eurosuper.

Par ailleurs, les marges brutes de transport-distribution en France sont inférieures en moyenne à celles observées en Europe.

Fig. 10 : évolution des marges brutes moyennes de TD en France depuis 2012



Source : DGEC-Reuters

Fig. 11 : marges brutes moyennes de T/D dans l'Union européenne

En c€/l	Eurosuper	Gazole
2012	11,0	12,2
2013	12,2	12,5
2014	11,7	12,8

Source : DGEC ; Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

Les prix moyens toutes taxes comprises en France sont quant à eux inférieurs aux prix européens pour le gazole et le sp95, respectivement de près de 11 c€/l et de 5 c€/l. Hors toutes taxes, les prix moyens français sont inférieurs de 5 c€/l 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

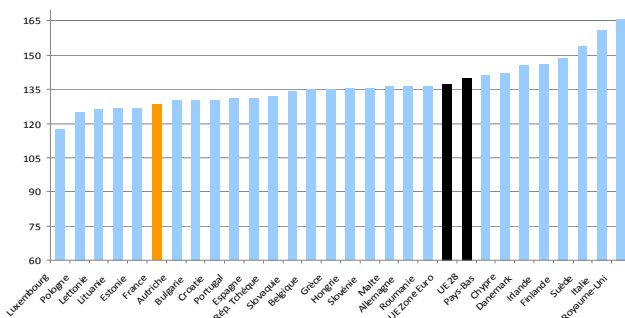
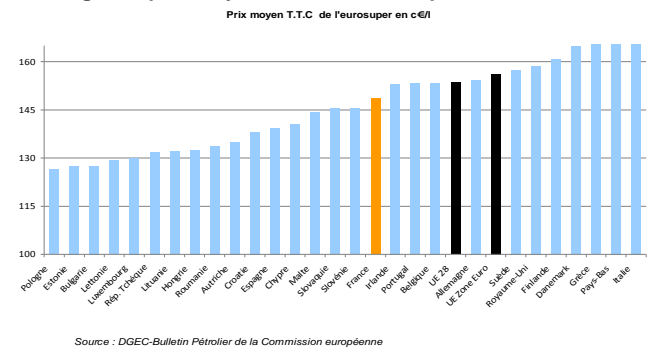


Fig. 13 : prix moyen TTC de l'eurosuper en c€/l



Source : DGEC-Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

Le marché du fioul domestique et du GNR

Les ventes de fioul domestique se sont élevées à 7,8 Mm³ : - 18% (- 1,7 Mm³) par rapport à 2013. Les ventes de gazole non routier (GNR), commercialisé pour la première fois en 2011, ont augmenté de 2,2% (+ 0,1 Mm³) à 5,4 Mm³.

Les ventes de fioul domestique et de GNR, déclarées par les entrepositaires agréés, sont réalisées pour plus de la moitié (environ 55%) par des négociants-revendeurs auprès du consommateur final.

Par **secteur de consommation**, les ventes de fioul domestique, pour l'usage de chauffage domestique, ont représenté la majorité des volumes, alors que les ventes de GNR sont concentrées sur quatre secteurs principaux : agricole, BTP, usages de transport et production industrielle.

Fig. 14 : répartition sectorielle des ventes de fioul domestique en 2014 déclarées par les entrepositaires agréés

	Volumes en Mm ³	en %
Particuliers	2,37	68,3%
Production industrielle	0,32	9,3%
Production agricole	0,13	3,7%
Chauffagiste (hors particuliers) et réseaux de chaleur	0,10	2,8%
Autres usages	0,55	16,0%
Total	3,47	100,0%

Par ailleurs, du fait des caractéristiques (circuit de commercialisation, services à la clientèle, taille et évolution 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 2014, elle s'est ainsi établie à 12 c€/l en moyenne (13 c€/l en 2013).

Fig. 15 : répartition sectorielle des ventes de gazole non routier en 2014 déclarées par les entrepreneurs agréés

	Volumes en Mm ³	en %
Production agricole	1,15	44,3%
B.T.P.	0,43	16,8%
Usage de transports	0,42	16,1%
Production industrielle	0,25	9,8%
Chauffage domestique	0,08	3,1%
Chauffagiste (hors particuliers) et réseaux de chaleur	0,005	0,2%
Autres usages	0,25	9,8%
Total	2,59	100,0%

Le marché du fioul lourd

Les livraisons de fiouls lourds aux centrales électriques sont en repli de 74,5%, à 0,15 Mt, alors que celles hors centrales électriques ont diminué de 19%, à 0,65 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, en raison, d'une part, du développement des énergies renouvelables, et, d'autre part, de la douceur des températures en 2014 et des besoins de chauffage électrique modérés.

Par qualité, les ventes de fioul lourd TBTS et TTBS ont représenté respectivement 80% et 19% des livraisons. Le reste des ventes concerne d'autres qualités (BTS) de fioul lourd.

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.

Les 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.

La France doit assurer un volume moyen annuel de prélèvements de 400 échantillons (200 durant la période estivale et 200 pendant la période hivernale) pour chaque type de carburant routier vendu sur son territoire (supercarburants et gazole). Le supercarburant SP95-E10 fait l'objet de prélèvements dont le nombre est proportionnel à sa part de marché. Quelques échantillons de superéthanol E85 sont également prélevés.

Des prélèvements d'échantillons sont aussi prévus pour surveiller la qualité des carburants et des combustibles liquides non commercialisés dans les stations-service. Les prélèvements sont alors effectués dans les dépôts et portent sur le gazole non routier, le fioul domestique, le gazole pêche, le diesel marine léger, les fiouls lourds et les fiouls soutes marines.

Les points de prélèvements (stations-service et dépôts) sont choisis aléatoirement par l'administration.

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.

Les résultats des prélèvements et analyses en dépôts

En 2014, 104 échantillons de combustibles ont été prélevés dans 64 dépôts situés en France métropolitaine, à La Réunion et à Mayotte. Les échantillons prélevés se répartissent de la façon suivante :

- 60 échantillons de fioul domestique,
- 37 échantillons de gazole non routier,
- 1 échantillon de diesel marine léger,
- 5 échantillons de gazole pêche,
- 1 échantillon de fioul lourd.

1 897 analyses ont été réalisées et tous les résultats obtenus sont conformes aux exigences réglementaires.

Les résultats des prélèvements et analyses en stations-service

En 2014, 895 échantillons de carburants ont été prélevés dans 452 stations-service réparties sur toute la France métropolitaine ainsi qu'à la Réunion et à Mayotte.

Les échantillons prélevés se répartissent de la façon suivante :

- 412 échantillons de gazole,
- 412 échantillons de supercarburants sans plomb SP95 et SP98,
- 68 échantillons de supercarburant SP95-E10,
- 3 échantillons de superéthanol E85.

Ces échantillons ont donné lieu à 20 569 analyses en laboratoire, avec un **taux global de non-conformité inférieur à 0,11 %** pour toutes les caractéristiques contrôlées pour ces carburants. Ce taux est stable par rapport à 2013 : 0,12 %.

Fig. 16 : évolution du taux de non-conformité des carburants par caractéristique

% d'analyses non conformes	Gazole		
	2012	2013	2014
Teneur en soufre	0,98	0,24	0
Teneur en eau	0,24	0	0
Point d'éclair	1,16	1,46	0,97
Teneur en EMAG*	1,96	0	0,73
Stabilité à l'oxydation	0,25	0,24	0,24

(*) esters méthyliques d'acides gras

% d'analyses non conformes	Supercarburants SP95 et SP98		
	2012	2013	2014
Teneur en soufre	0,74	0	0
Pression de vapeur	1,96	1,19	1,46
Teneur en oxygène	0	0,24	0
Teneur en éthanol	0	0,48	0
% d'analyses non conformes	Supercarburant SP95-E10		
	2012	2013	2014
Pression de vapeur	0	0	1,47
Teneur en oxygène	0	0	0

source : DGEC

Pour le gazole, la non-conformité de point éclair 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 EMAG, il s'agit d'un défaut d'incorporation de biocarburant.

La non-conformité de stabilité à l'oxydation a pour origine une dégradation des EMAG contenus dans le gazole.

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.

Année 2015

En 2014, le prestataire, qui a effectué les prélèvements et les analyses pour le compte de la Direction de l'Énergie, est la société Intertek OCA France, sélectionnée par appel d'offre.

Au 1er janvier 2015, ce prestataire a changé. A l'issue d'un appel d'offre mené en juillet 2014, un nouveau marché pour la période 2015-2018 a été attribué à la société SGS Oil, Gas & Chemicals. Dans le cadre de ce nouveau marché, le nombre de prélèvements d'échantillons de carburants est modifié pour répondre à l'augmentation de la part de marché du SP95-E10 et concerne 200 échantillons de SP95 ou SP98, 200 échantillons de gazole, 200 échantillons de SP95-E10 et 4 échantillons de E85. Le nombre de prélèvements d'échantillons de combustibles est fixé à 88.

- Armelle BALIAN, Vanessa TOGNETTI, Romain LEBAS, Bruno MIRAVAL, Thierry QUINTAINE

Méthodologie

L'ensemble des chiffres qui figure dans cette fiche provient des résultats de deux enquêtes réalisées par la DGEC 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 2013 ont été révisées pour les carburants et les combustibles.

Les ventes totales des 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 2014 ont été estimées à partir de l'évolution du transport routier de marchandises par rapport à 2013 (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 0,32 Mm³ en 2014 contre 0,27 Mm³ en 2013. Concernant les autres produits pétroliers, elles se sont établies à 0,25 Mm³ pour le GNR, 0,33 Mm³ pour le fioul domestique et à 246 536 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 trois catégories de distributeurs :

- les pétroliers, sociétés affiliées à l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) ;
- les magasins des grandes et moyennes surfaces (GMS) ;
- 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 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 92,5% des volumes en 2014 (92,7% en 2013). En 2014, l'enquête annuelle a répertorié 3 241 544 m³ dans des enseignes ne pouvant pas être identifiées, soit 7,5% des volumes (3 098 872 m³ en 2013, soit 7,3% 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 ambassades, associations, administrations, marchés publics, travaux publics, transport, commerces de détail, groupes électrogènes de secours, professions libérales et artisanales. Les ventes « autres usages » pour le GNR ont concerné les secteurs suivants : livraisons aux administrations, aux établissements militaires, commerces de détail, groupes électrogènes de secours.

N°32

La commercialisation du gaz

Un marché sur lequel la concurrence est de plus en plus dynamique.

Le marché du gaz est totalement ouvert à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2007 conformément au cadre juridique européen.

Depuis cette date, coexistent des offres à tarifs réglementés, proposées par les fournisseurs historiques, ainsi que des offres de marché, librement définies par chaque fournisseur.

Le processus de suppression des tarifs réglementés pour les gros et moyens consommateurs non domestiques (à l'exception des petits professionnels et du petit résidentiel collectif), amorcé en 2014, s'achèvera le 31 décembre 2015.

Les évolutions du prix du gaz pour les consommateurs finals dépendent pour une part croissante des prix des marchés de gros du gaz en Europe.

Le marché du gaz naturel

Depuis l'ouverture totale du marché du gaz le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs finals peuvent passer un contrat d'achat de gaz naturel à un prix de marché avec le fournisseur de leur choix.

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 majoritaires, 74 % en volume et plus de 64 % en nombre de sites en fin d'année 2014. La part de marché des fournisseurs alternatifs atteint 17 % en volume de consommation sur le segment des clients résidentiels et 54 % sur le marché non résidentiel. La part des tarifs réglementés est aujourd'hui proche de zéro pour les grands sites de consommation au sens de la CRE¹.

Avec l'ouverture du marché du gaz, deux types de prix coexistent pour les consommateurs finals:

- les tarifs réglementés fixés par les ministres en charge de l'énergie et de l'économie, sur avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui ne seront plus accessibles à la plupart des consommateurs non domestiques ;
- les prix de marché, librement négociés entre les fournisseurs et leurs clients.

Conformément à un accord avec la Commission européenne entériné en janvier 2013, l'article 25 de la loi relative à la consommation adoptée le 18 mars 2014 organise la suppression progressive des tarifs réglementés 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). Cette suppression intervient en 3 étapes : 19 juin 2014 (gros clients professionnels raccordés au réseau de transport), 31 décembre 2014 (sites consommant plus de 200MWh par an) et 31 décembre 2015.

Les fournisseurs de gaz naturel

En 2014, il y avait environ 170 fournisseurs autorisés (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/Liste-des-fournisseurs-autorises.html>

Les fournisseurs historiques sont au nombre de 24 : GDF SUEZ (récemment Engie), 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 proposent chacune leurs propres tarifs réglementés en distribution publique (représentant moins de 5% du marché du détail de gaz), tenant compte de leurs propres coûts.

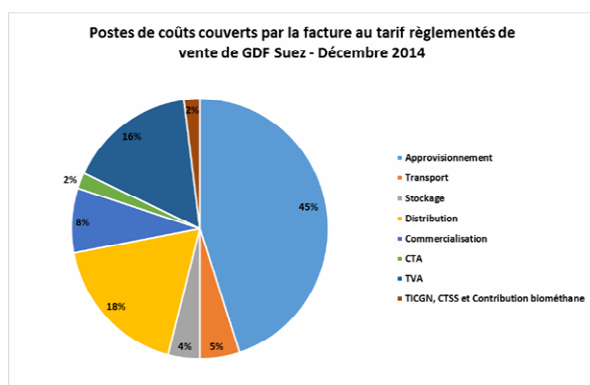
La structure du prix du gaz pour le consommateur final

Les prix du gaz pour les petits consommateurs (ménages) sont aujourd'hui constitués à hauteur de 45% environ par les coûts d'approvisionnement, 25% environ par les coûts d'infrastructures (transport, stockage, distribution), 10% par les coûts de commercialisation et 20% de taxes et contributions. Ces pourcentages peuvent varier légèrement selon les offres tarifaires. Le diagramme ci-dessous présente la

¹ sites dont la consommation est \geq 200 MWh/an.

répartition des coûts pour les offres au tarif réglementé de GDF SUEZ (récemment Engie) :

Figure 1



Sources : GDF Suez_Analyse DGEC

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 de 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 est de 2,64 €/MWh (en PCS) depuis janvier 2015 (1,27 €/MWh entre avril 2014 et janvier 2015) ;
- la contribution au tarif spécial de solidarité gaz (CTSS), qui permet de financer le tarif spécial de solidarité (TSS). Elle est versée par les fournisseurs de gaz naturel au prorata de la quantité de gaz naturel qu'ils vendent au consommateur final. Le taux de la contribution est de 0,2 €/MWh pour les années 2014 et 2015 ;
- la contribution biométhane, fixée à 0,0153 €/MWh en 2015 ;
- la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), qui finance une partie des retraites des industries électriques et gazières. Elle représente environ 2% 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 et au taux normal pour le reste (20%).

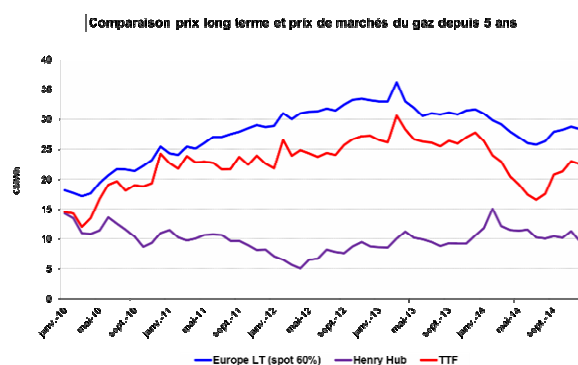
Les coûts d'approvisionnement

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 indispensables en termes de sécurité d'approvisionnement, alors que la France importe la quasi-totalité de son gaz naturel. Ils sont indexés pour partie sur des paniers de produits pétroliers, historiquement parce que ces produits étaient les principaux concurrents du gaz naturel, et 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 de 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. Les marchés de gros européens connaissent depuis 2009 une décorrélation avec les prix des contrats à long terme, historiquement indexés sur les produits pétroliers (cf. graphique ci-dessous).

Figure 2



Sources : Reuters, DGEC ;

TTF : marché néerlandais du gaz ; Henry Hub : marché américain du gaz ; Europe LT : prix des contrats long terme avec un mode d'indexation représentatif des contrats actuels (60% spot)

Depuis 2009, la plupart des entreprises gazières européennes, dont GDF SUEZ (récemment Engie), ont renégocié leurs contrats d'approvisionnement à long terme en y incluant une part d'indexation sur les cotations des places de marchés du gaz, part qui croît régulièrement (elle atteint 60% en 2014 pour GDF SUEZ).

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.

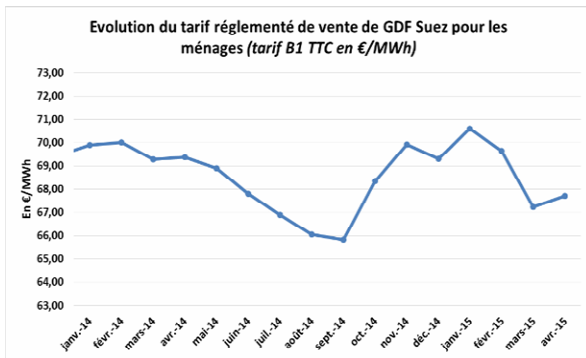
Si les prix sur les marchés du gaz européens sont aujourd'hui moins chers que les prix indexés sur les produits pétroliers, il convient de noter qu'ils restent 2 à 3 fois plus élevés que ceux observés sur le marché américain Henry Hub, dont le contexte de marché est très différent (excédent d'offre lié au développement des gaz non conventionnels).

Les tarifs réglementés

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 - 3,1 % entre janvier 2014 et avril 2015.

Figure 3



Sources : GDF SUEZ, DGE

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 arrêté.

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.

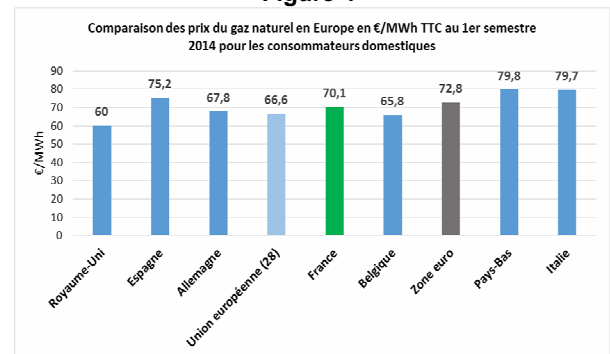
Les tarifs des ELD évoluent selon des formules reflétant leurs coûts. A l'heure actuelle, un tiers des ELD ont des formules d'approvisionnement évoluant en fonction des indices de prix de marché du gaz (PEG Nord ou TTF) les autres achetant à prix fixe ou avec une indexation pétrole.

Les tarifs de GDF SUEZ (récemment Engie) varient selon une fréquence mensuelle depuis janvier 2013.

Comparaison européenne (1^{er} semestre 2014)

Pour les particuliers, le prix moyen TTC du gaz dans la zone Euro est supérieur au prix français de près de 4%, un écart qui s'est réduit par rapport au 1^{er} semestre 2013 (7,5 %). 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 3 %.

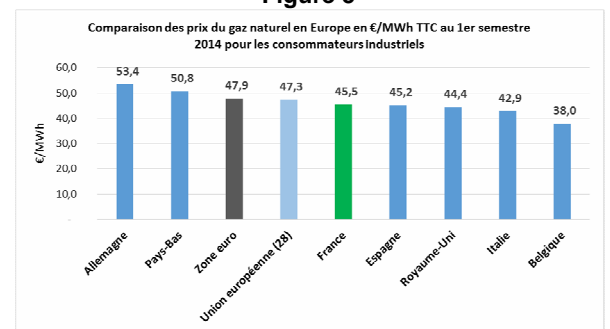
Figure 4



Sources : Eurostat, DGE

Concernant les consommateurs industriels, le prix français est inférieur au prix moyen TTC des pays européens et à ceux de la zone euro de 4% et 5%, respectivement.

Figure 5



Sources : Eurostat, DGE

Les consommateurs industriels gazo-intensifs

Les consommateurs gazo-intensifs s'approvisionnent pour certains directement sur les places de marché, 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.

L'écart de prix (« spread ») entre les places de marché (PEG) du nord et du sud de la France s'est fortement creusé en fin d'année 2013 et au début de l'année 2014, atteignant parfois plus de 10 €/MWh.

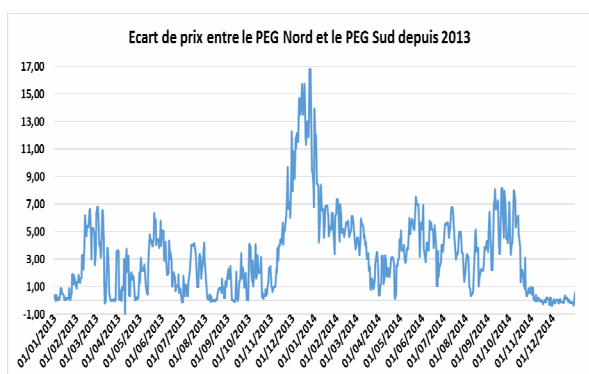
Ces écarts très élevés sont apparus dans un contexte d'approvisionnement particulièrement tendu dans la zone Sud, résultant des faibles quantités de GNL livrées sur cette zone, d'une consommation relativement élevée et d'importantes exportations de gaz vers l'Espagne.

enchères de mars 2015 se sont traduites par une forte baisse des tarifs de l'interconnexion Nord/Sud (0,72 €/MWh pour les capacités allouées en 2015 pour l'année gazière 2015/16 contre 2,96 €/MWh pour les capacités comparables allouées en 2014).

Le processus d'allocation des capacités devrait ainsi contribuer à limiter le surcoût supporté par les consommateurs gazo-intensifs du sud de la France. En outre, sous l'effet d'un meilleur approvisionnement du sud de la France en GNL, l'écart de prix s'est resserré sur les derniers mois de l'année 2014 et au début de l'année 2015 (quelques dizaines de centimes) et s'est parfois même inversé jusqu'à atteindre -0,37 €/MWh ponctuellement en décembre 2014.

A plus long terme, d'ici 2018, des investissements seront réalisés sur l'interconnexion nord-sud, de manière à pallier l'actuelle congestion et créer une place de marché unique en France en accord avec les orientations de la CRE.

Figure 6



Sources : Powernext_Analyse DGEC

Afin de remédier aux effets néfastes de cette situation pour les industriels fortement consommateurs de gaz, le Gouvernement a introduit en novembre 2013 le statut de « consommateur gazo-intensif ». Sur la base de ce statut, des capacités d'interconnexion leur ont été réservées en priorité (à hauteur de 40 GWh/j fermes et 23 GWh/j interruptibles pour l'année gazière 2014-15 et allouées fin 2013) 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.

La CRE a ensuite recouru en mars 2014 à une procédure d'allocation aux enchères des capacités de transport entre les zones nord et sud du réseau de GRTgaz. Les résultats des enchères pour la commercialisation des capacités de la liaison entre le Nord et le Sud ont conduit à un prix de 3,54 €/MWh pour l'année gazière 2014-2015. Par ailleurs, la rente de congestion est intégralement redistribuée aux consommateurs du sud de la France (à hauteur de 1,3 €/MWh environ pour cette année gazière). Les

- Frédérique DELAUGERRE, Nesrine PIRES

N°33

La commercialisation de l'électricité

Un marché de la fourniture qui bénéficie de la baisse
des prix de marché 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, coexistent avec des offres de marché librement fixées par l'ensemble des fournisseurs (historiques et alternatifs). Les tarifs réglementés pour les gros et moyens consommateurs seront supprimés à compter de fin 2015.

La part de marché d'EDF reste élevée, à plus de 80%, mais décroît progressivement. Les analyses de la CRE montrent que désormais les fournisseurs alternatifs sont capables de proposer des offres compétitives sur l'ensemble des grands segments de marché.

Le prix de détail de l'électricité en France est un des plus bas d'Europe. A court terme, la baisse conjoncturelle des prix de l'électricité sur les marchés de gros, contribue à accélérer l'évolution vers le marché. Quel que soit le prix, le dispositif de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique), introduit par la loi NOME, permet à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique, au bénéfice du pouvoir d'achat des ménages et de la compétitivité des entreprises.

Les offres libres et réglementées

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.

Pour les consommateurs résidentiels (et plus largement l'ensemble des sites de consommation dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 36kVA), le principe de réversibilité permet de passer des TRV aux offres de marché et inversement, sans limitation. A fin 2014, les TRV concernaient 90% des consommateurs résidentiels. Une dizaine de fournisseurs alternatifs proposent des offres de marché sur ce segment de clientèle.

Pour les professionnels moyens et gros consommateurs (puissance de raccordement supérieure à 36 kVA), la réversibilité est limitée aux consommateurs ayant opté pour une offre de marché après le 7 décembre 2010 et qui sont restés plus d'un an en offre de marché. Les TRV représentent aujourd'hui 53% des volumes sur ce segment.

Depuis l'entrée en vigueur en 2010 de la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité), les fournisseurs alternatifs bénéficient 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 2016 et 2017 varient entre 38 et 40 €/MWh depuis début 2015 contre 42 €/MWh pour l'ARENH en vigueur).

Même si près de 450 000 sites ont quitté les tarifs réglementés de vente en 2014 et si une forte accélération a été constatée en fin d'année (plus de 80 000 clients ont basculé vers une offre d'un fournisseur alternatif en décembre 2014, contre moins de 25 000 en juillet 2014), EDF reste le principal fournisseur d'électricité, avec 80% des clients en général, et 90% des clients domestiques (respectivement 83% et 93% des volumes). Les principaux fournisseurs alternatifs sont GDF-Suez, Direct Energie, Alpiq, E.On, Enel... Certains concentrent leur stratégie commerciale sur les gros et moyens consommateurs (E.On, Alpiq, etc), tandis que d'autres ciblent davantage les petits consommateurs (Direct Energie, GDF-Suez).

La suppression des tarifs réglementés au 31 décembre 2015 pour les consommateurs dont la puissance de raccordement est (strictement) supérieure à 36 kVA (tarifs Jaune et Vert) est une nouvelle étape importante de l'ouverture des marchés : les consommateurs concernés devront avoir opté d'ici là pour une offre de marché d'un fournisseur (historique ou alternatif).

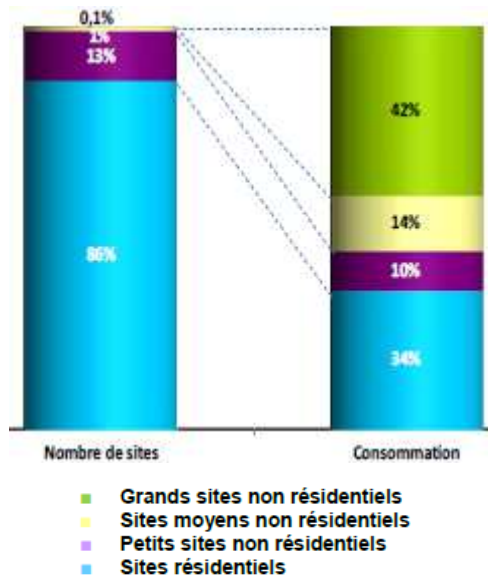
Les différents consommateurs d'électricité

Ils sont répartis en deux catégories : **résidentiels, et professionnels (services et industrie)** :

- 31,4 millions de sites résidentiels, représentant une consommation totale de 145,3 TWh en 2014 (Source CRE). Parmi ces sites, 28,3 millions sont au tarif bleu pour une consommation de 134,4 TWh, soit 93% des volumes ;

- 5,1 millions de sites professionnels, représentant une consommation totale de 278,4 TWh en 2014 (Source CRE). Les 4,4 millions de sites aux tarifs réglementés se répartissent entre tarif bleu (≤ 36 kVA), jaune (>36 kVA et <250 kVA) et vert (≥ 250 kVA), pour une consommation totale de 161 TWh, soit 57% des volumes.

Figure 1 : Répartition des consommations entre les différents types de consommateurs
(Source : données CRE-2014)



La structure du prix de l'électricité

La tarification de l'électricité repose sur le principe de la couverture des coûts : chaque client paye un prix qui correspond aux coûts qu'il fait peser sur le système électrique, depuis les coûts liés à l'approvisionnement en énergie jusqu'à la commercialisation au site de consommation en passant par ceux liés à l'acheminement.

En France, le prix de l'électricité tel que payé par un consommateur final est la résultante de plusieurs composantes :

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 (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 au développement des réseaux 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

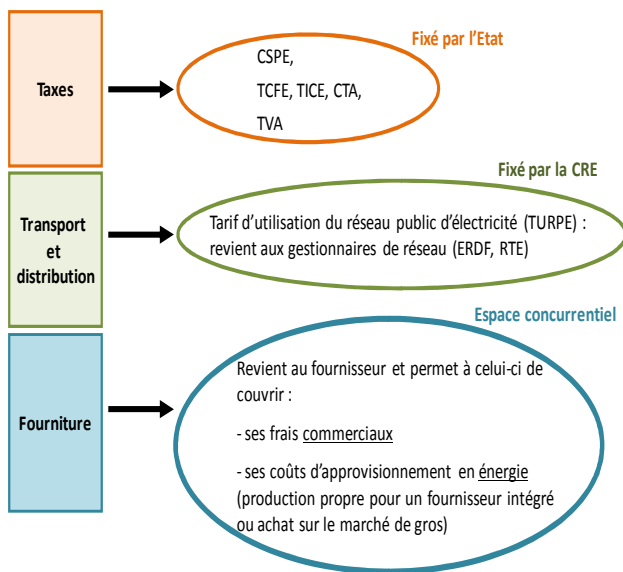
Cette part comprend les taxes suivantes :

- la **Contribution au service public de l'électricité (CSPE)** acquittée par les consommateurs d'électricité pour financer notamment les dispositifs sociaux (tarif de première nécessité – TPN) et les missions de service public confiées aux fournisseurs historiques d'électricité : obligations d'achat aux producteurs d'électricité renouvelable ou aux cogénérateurs, péréquation tarifaire entre la métropole et les territoires non interconnectés (Corse et DOM). Le niveau de la CSPE est réévalué chaque année (au 1^{er} janvier), sur proposition de la CRE. Depuis le 1^{er} janvier 2015, la CSPE est fixée à 19,5 €/MWh. A titre de comparaison, l'équivalent allemand de la CSPE (EEG) est de 62,4 €/MWh en 2014 et de 61,7 €/MWh en 2015 ;
- la **Taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE)**, qui est fixée et perçue localement par les collectivités locales communales et départementales. Son montant varie de 0,5 à 9,6 €/MWh. Pour les gros consommateurs (puissance souscrite supérieure à 250 kVA), la TICFE (taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité), prélevée pour le compte de l'Etat, se substitue à la TCFE et son montant est de 0,5 €/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 d'électricité pour un petit consommateur ;
- et 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.

La part acheminement et la part énergie comprennent chacune :

- **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.

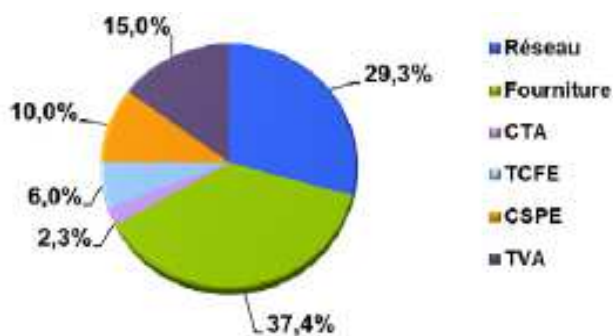
Figure 2 : Composantes du prix de l'électricité pour un



ménage en France (Source : DGEC)

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.

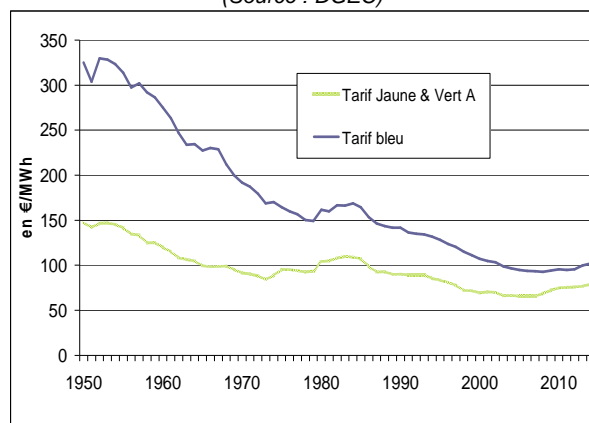
Figure 3 : parts relatives de chacune des composantes du prix pour les tarifs Bleu résidentiel à fin 2014 (Source : CRE)



L'évolution historique du prix de l'électricité

Les tarifs réglementés de vente de l'électricité ont historiquement été fixés à un niveau élevé pour rembourser 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 : évolution 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 2014, le prix de l'électricité pour les industriels¹ dans l'Union européenne est de 28,7% supérieur au prix français alors que celui de la Zone Euro est de 30,9% supérieur au prix français.

Pour les particuliers, le prix de l'électricité dans l'Union Européenne est en moyenne supérieur de 29,5% au prix français, tandis que le prix moyen dans la zone Euro est supérieur au prix français de 37,4%.

Les prix allemands sont en moyenne 62% plus élevés qu'en France pour les industriels, et 88% 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.

Figure 5 : Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne (Source : Eurostat-S1-2014)

	France (€/MWh)	Allemagne (€/MWh)
Domestique moyen (entre 2,5 et 5 MWh/an)	158,5	298,1
Industriel (entre 0,5 et 2GWh/an)	96,4	158,6
Industriel (entre 70 et 150 GWh/an)	66,3	106,3

¹ Les données Eurostat concernent des industriels de taille moyenne, cf. plus bas pour les électro-intensifs.

Les perspectives d'évolution du prix de l'électricité

D'importants investissements sur le système électrique seront nécessaires dans les prochaines années, et pèseront sur les prix de l'électricité :

- investissements sur les réseaux pour permettre notamment le raccordement des moyens de production renouvelables décentralisés et l'entretien des lignes existantes ;
- investissements de maintenance et de renouvellement du parc de production nucléaire et thermique existant ;
- soutien au développement des énergies renouvelables électriques (principalement éolien et photovoltaïque).

Conscient de l'impact de la facture d'électricité sur le pouvoir d'achat des Français, le Gouvernement s'efforce de garantir que les consommateurs paient le juste coût.

Ainsi, la construction des tarifs réglementés est désormais fondée sur l'addition du coût de l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement, du coût d'acheminement, du coût de commercialisation et d'une rémunération normale (décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014).

Le nouveau mode de calcul qui est maintenant mis en oeuvre 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 devront 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 en outre 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, l'arrêté du 30 octobre 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, a fixé la hausse du tarif hors taxes pour les ménages à + 2,5%, au lieu des + 5% initialement prévus au 1^{er} août 2014.

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 impôts², 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.

En France, les entreprises électro-intensives ont, pour la quasi-totalité, quitté les tarifs réglementés de vente au cours de la période 2000-2004, au début de l'ouverture des marchés.

Elles bénéficient de prix compétitifs, grâce à l'ARENH et à la compétitivité du parc nucléaire, mais dans le contexte actuel où les prix sont très bas sur les marchés de gros européens, cet avantage s'est réduit. D'autres industriels en Europe peuvent ainsi bénéficier de prix comparables, voire inférieurs.

Différents mécanismes sont mis en œuvre pour permettre aux électro-intensifs français de continuer à bénéficier de prix de l'électricité compétitifs. Ainsi, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) créera un statut pour les entreprises fortement consommatrices d'électricité dont l'activité principale est exposée à la concurrence internationale. Il permettra de reconnaître les spécificités de ces consommateurs et d'en tenir compte, de manière proportionnée, dans leurs conditions d'approvisionnement en électricité. En contrepartie, les entreprises concernées devront s'engager à adopter les meilleures pratiques en termes d'efficacité énergétique, dans le cadre de « plans de performance énergétique » contrôlés par l'État.

La part énergie du prix de l'électricité payé par les consommateurs électro-intensifs est souvent définie par référence à l'ARENH, actuellement fixé à 42 €/MWh (qui leur permet de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique quelle que soit l'évolution des prix de marché), ou aux prix de gros qui sont actuellement inférieurs. Certains industriels ont par ailleurs contracté en 2010 avec EDF pour la fourniture d'un ruban d'électricité dans le cadre du contrat long terme Exeltium. Une avance en tête a été initialement versée en contrepartie d'une visibilité pluriannuelle sur les prix de l'électricité. Le Gouvernement réfléchit par ailleurs à l'instauration d'une compensation du coût indirect sur le prix de l'électricité du système européen d'échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, à l'instar de ce qui est fait dans d'autres Etats membres.

Concernant la part acheminement, celle-ci est en général comprise entre 3 et 6 €/MWh pour les plus gros sites. La LTECV prévoit une réduction des tarifs de transport pour les acteurs qui présentent un profil de consommation utile au système électrique (par exemple si ce profil est plat ou anticyclique). Cette réduction devrait être plafonnée à une valeur ne pouvant excéder 90% pour les consommateurs les plus électro-intensifs. En outre, les sites capables de s'interrompre avec un préavis très court (inférieur à 5 secondes) peuvent d'ores et déjà bénéficier d'une rémunération s'ils acceptent de mettre cette flexibilité à la disposition du système électrique. Il s'agit du mécanisme de **l'interruptibilité**, qui participe à la

² 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...

sécurité d'approvisionnement³ et sera renforcé dans le cadre de la LTECV qui prévoit notamment d'augmenter le plafond de rémunération au regard du coût de la défaillance évitée (120 k€/MW).

En outre, les taxes sur l'électricité payées par les électro-intensifs (CSPE et TICFE) sont plafonnées, permettant aux gros consommateurs de ne payer que 0,5 à 1,5 €/MWh au lieu de 29 €/MWh en moyenne pour les autres consommateurs. Les nouvelles lignes directrices sur les aides d'Etat, adoptées par la Commission européenne le 9 avril 2014, conduiront toutefois à revoir ces **modalités d'exonération**, en restant cependant dans l'idée de bien prendre en compte les enjeux des entreprises électro-intensives.

Enfin, différents dispositifs ont été développés pour permettre aux industriels dont la consommation est flexible de valoriser cette flexibilité, qui contribue à l'équilibre du système électrique, et ainsi de réduire leur facture parfois de plusieurs euros par MWh. Il s'agit par exemple des **appels d'offres annuels lancés par RTE sur les effacements de consommation, 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.**

- Thibaut LEINEKUGEL LE COCQ

³ Ce dispositif mis en œuvre par RTE via des appels d'offres annuels est aujourd'hui limité à une capacité d'interruptibilité totale de 600MW.

N°34

La fiscalité sur l'énergie

Une année 2014 marquée par l'introduction d'une composante carbone dans les taxes intérieures sur les produits fossiles

La fiscalité des produits énergétiques en France a été marquée en 2014 par l'entrée en vigueur au 1er avril de l'aménagement des taxes intérieures de consommation sur les produits fossiles (produits pétroliers, gaz naturel et charbon) qui comprennent désormais une composante carbone.

En ce qui concerne la Contribution au Service Public de l'électricité (CSPE), elle a été fixée à 16,5 €/MWh en 2014 et à 19,5 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2015.

Au plan européen, les divergences entre les Etats-Membres sur la révision de la directive sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité ont persisté. En conséquence, la Commission européenne a retiré le projet de révision de son programme de travail pour 2015.

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 trois types d'accises sur l'énergie : 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 Energétiques).

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.

Année 2015

Le 9 février 2015, Mme Royal et M. Eckert ont installé le comité pour l'économie verte dont la présidence a été confiée à M. Bureau, délégué général du Conseil économique pour le développement durable. Cette instance, qui prend la suite des travaux menés par le comité pour la fiscalité écologique, a pour mission d'élargir l'analyse sur la fiscalité écologique à de nouveaux instruments économiques (marchés de compensation, certificats d'économies d'énergie,...) et à des financements innovants dans le cadre de la préparation du PLF 2016 et de la conférence de Paris sur le climat de fin 2015.

Introduction d'une composante carbone dans les taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques

L'article 32 de la loi de finances pour 2014 contribue au « verdissement » de la fiscalité de l'énergie dans un contexte où la France se fixe des objectifs ambitieux de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Il introduit au sein des taxes intérieures de consommation une part proportionnelle aux émissions de CO₂ des produits fossiles. La « composante carbone » évolue selon la trajectoire suivante :

Figure 1

Composante carbone de la TICPE en €/tCO ₂		
2014 (à partir du 1 ^{er} avril)	2015	2016
7	14,5	22

Les réductions d'émissions de CO₂ attendues dans le cadre de cette mesure sont estimées, à l'horizon 2017, à 1 million de tonnes dans le transport routier et à 2 millions de tonnes dans le bâtiment, qui sont les deux principaux secteurs concernés par la mesure (sur un total de l'ordre de 350 Mt).

En 2014, la composante carbone a été introduite sans augmentation des taux de TICPE, lorsque ceux-ci dépassaient déjà 7 €/tCO₂. Seuls le fioul lourd, le gaz naturel et le charbon ont vu le niveau de leur taxation augmenter. En 2015, la hausse de la composante carbone est appliquée à l'ensemble des produits. Le tableau ci-dessous présente les principales évolutions des taxes intérieures en 2014 et en 2015.

Figure 2

	2013	2014 (1 ^{er} avril)	2015
Gaz naturel (€/MWh PCS)			
- ménages	exemption	1,27	2,64
- professionnels	1,19	1,27	2,64
Charbon (€/MWh)	1,19	2,29	4,75
Gazole (c€/l)	42,84	42,84	46,82 ¹
Essence (c€/l)	60,69	60,69	62,41
Fioul domestique (c€/l)	5,66	5,66	7,64
Fioul lourd (c€/kg)	1,85	2,19	4,53

Par ailleurs, cette réforme a prévu des dispositions 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.

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.

Enfin, pour le secteur agricole, l'aménagement de la TICPE a réduit le montant du remboursement de la taxe sur le gazole non routier acquis en 2014 par rapport à 2013. Le montant de remboursement est ensuite stable en 2015 et en 2016.

Les recettes liées à l'introduction de la composante carbone au sein de la fiscalité de l'énergie sont estimées à 0,3 Md€ en 2014, 2,3 Mds € en 2015 et 3,8 Mds € en 2016. Ces recettes contribueront en 2016, à hauteur de 3 Mds€, au financement du Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi.

Au regard des mesures de redistribution mises en place, ce verdissement de la fiscalité de l'énergie devrait avoir des effets positifs sur l'activité et l'emploi, contribuer à réduire la dépendance au pétrole et améliorer la balance commerciale. Il favorise la croissance de filières liées à la transition énergétique et la réalisation d'économies par les ménages et les entreprises en incitant à une amélioration de l'efficacité énergétique.

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 acquittée par l'ensemble des consommateurs finals permettant de financer les charges de service public de l'électricité qui concernent :

- les surcoûts résultant de l'obligation d'achat par EDF ou les entreprises locales de distribution, de l'électricité produite par certains types d'installations (éoliennes, photovoltaïque, cogénération...),
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (Corse ou départements d'outre-mer) par rapport au coût de l'électricité en France continentale,
- les coûts résultant de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité »,
- une partie des coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation financière au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité énergétique (abondement du fonds de solidarité pour le logement) ;
- une partie du budget du médiateur national de l'énergie,
- depuis début 2015, la prime prévue pour les opérateurs d'effacement.

Année 2015

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a estimé à 6,3 Mds€ les charges à compenser par la CSPE au titre de l'année 2015. La CSPE est fixée à 19,5 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2015.

Des plafonnements et exonérations existent pour les gros consommateurs d'électricité afin de préserver leur compétitivité :

- le montant de la contribution due par site de consommation est plafonné. Ce plafond est réévalué chaque année au même rythme que l'évolution de la contribution unitaire, dans la limite d'une augmentation de 5%. Pour 2015, il se situe à 627 783 €,
- pour les clients industriels consommant plus de 7 GWh, le montant de la contribution est plafonné à 0,5% de la valeur ajoutée de l'entreprise,
- les producteurs d'électricité pour leur propre usage sont exonérés, dans la limite de 240 GWh par site de production.

Ces plafonnements conduisent à exonérer environ 20% de la consommation intérieure d'électricité.

Le montant de recettes de la CSPE a évolué depuis 2010 comme suit :

¹ y compris la hausse supplémentaire spécifique au gazole de 2 c€/l pour financer les transports propres.

Figure 3
Montant des recettes de la CSPE en M€

2010	2011	2012	2013	2014*
1936	2882	3627	5146	6188

*estimation

Source : CRE

Enfin, il convient d'indiquer que les modalités d'exonérations de la CSPE pourront être amenées à évoluer, le Gouvernement ayant annoncé son intention de réformer le dispositif de la CSPE dans le cadre de la loi de finances pour 2016.

Les autres taxes sur la consommation finale d'électricité

Il existe trois taxes différentes :

- la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) qui s'applique aux sites dont la puissance souscrite est supérieure à 250 kVA,
- la taxe communale sur la consommation finale d'électricité et la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité qui s'appliquent aux autres sites.

a) La taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité.

Pour les clients dont la puissance maximale souscrite est supérieure à 250 kVA, la loi a créé en 2011 la TICFE par l'article 266 quinquies C du Code des douanes. Le montant de cette taxe est fixé au taux minimum prévu par la directive 2003/96/CE, soit 0,5 €/MWh. En sont cependant exonérés :

- certains usages de l'électricité tels que la compensation des pertes des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité, la métallurgie, le transport de personnes et de marchandises par voies ferrées et trolleybus,
- plusieurs autres activités fortement consommatrices ou liées à la production d'énergie.

b) la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité.

Cette taxe est prélevée au profit des départements et est due :

- par les fournisseurs, qui la prélèvent et la reversent aux départements,
- 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 compris pour 2015 entre 2 et 4,25 choisi par chaque département (plus de 98% des départements ont fixé en 2015 un coefficient supérieur ou égal à 4). Le niveau minimum de taxation est donc compris entre 0,5 et 1,5 €/MWh selon la puissance, et le niveau maximum est compris entre 1,0625 et 3,1875 €/MWh.

c) 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 départements 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 département) s'il en est décidé ainsi par délibérations concordantes du syndicat / département 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 / le département peut reverser à une commune une fraction de la taxe perçue sur son territoire par délibérations concordantes du syndicat / département 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). Le coefficient multiplicateur est compris en 2015 entre 0 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 2015 d'appliquer un coefficient supérieur ou égal à 8). Le niveau maximum de taxation est compris entre 2,125 et 6,375 €/MWh selon la puissance.

L'article 37 de la loi du 29 décembre 2014 de finances rectificative pour 2014 est venu simplifier et rationaliser les modalités de calcul des taxes communale et départementale.

A partir du 1^{er} janvier 2016 :

- les valeurs de base (0,25 et 0,75€/MWh) seront indexées sur l'indice moyen des prix à la consommation, hors tabac,
- les collectivités devront choisir parmi un nombre limité de coefficients multiplicatifs (alors qu'aujourd'hui, elles peuvent choisir n'importe quelle valeur entre le minimum et le maximum), ce qui permettra d'assurer une plus grande lisibilité du dispositif pour les acteurs économiques,
- un syndicat intercommunal situé hors du territoire métropolitain pourra 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.

Le gaz naturel

La TICGN (Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel) est régie par l'article 266 quinquies du Code des douanes. Elle s'applique quel que soit le niveau de consommation de l'utilisateur lorsque le gaz naturel est employé comme combustible, à moins qu'il n'entre dans un cas d'exonération. Elle concerne le gaz naturel à l'état gazeux ou lorsqu'il est liquéfié. Elle est collectée par les fournisseurs d'énergie au moment de la vente à un client final. Le taux de taxation est de 2,93 €/MWh PCI (2,64 €/MWh PCS) en 2015.

Le gaz naturel est exonéré de TICGN notamment lorsqu'il est utilisé :

- 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, de produits en céramique, de carreaux, de tuiles, de ciment, de chaux et de plâtre, ...),
- comme carburant terrestre, maritime ou fluvial ou dans des moteurs stationnaires. Le gaz naturel est alors soumis à la TICPE (3,09 €/100m³ en 2015) définie au 1 tableau B de l'article 265 du Code des douanes.

Par ailleurs, l'exonération de TICGN dont bénéficiait la consommation des particuliers a été supprimée au 1^{er} avril 2014.

Autres contributions

La contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS), prévue aux articles L.121-35 à L.121-44 du Code de l'énergie, est imputable aux fournisseurs de gaz naturel au prorata de la quantité de gaz naturel qu'ils vendent aux consommateurs finals. Elle permet de financer le tarif spécial de solidarité (TSS) qui consiste en un abattement forfaitaire du tarif de gaz. Elle est fixée à 0,2 €/MWh depuis 2014.

Par ailleurs, il est prévu dans le cadre du dispositif de soutien à l'injection du biogaz dans les réseaux de gaz

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.

naturel, un mécanisme de compensation des charges de service public liées à l'achat de biométhane, via une contribution due par les fournisseurs. Cette dernière a été fixée à 0,0153 €/MWh pour 2015 (cf. encadré en fin de fiche) contre 0,0072 €/MWh en 2014.

La fiscalité commune à l'électricité et au gaz

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 tableau B de l'article 265 du Code des douanes³ (cf. tableau page 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 :

- entreprises de transports routiers de marchandises et exploitants de transport public routier en commun de voyageurs (article 265 septies et octies du Code des douanes) ;

³ Pour la fiscalité en vigueur en 2015, voir le site suivant : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-fiscalite-des-produits,11221.html>

- taxis (article 265 sexies du Code des douanes),
- agriculteurs,
- compagnies aériennes, sauf avions privés (article 265 bis du Code des douanes),
- 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),
- 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),
- produits utilisés autrement que comme carburant ou combustible : produits chimiques (article 265 bis du Code des douanes) ;
- produits utilisés dans l'enceinte d'établissements pour la production de produits énergétiques (article 265 C du Code des douanes),
- 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° du V de l'article L.3333-2 du Code général des collectivités territoriales),
- gazole utilisé sous condition d'emploi (gazole non routier, par exemple).

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 peut dépasser 2,5 c€/l pour le SP95, le SP95 E10, le SP98 et le gazole.

1ère 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). Seules les régions de Corse et de Poitou-Charentes n'ont pas voté cette 1^{ère} tranche pour 2015. Les autres régions ont voté le taux maximum de TICPE.

2ème 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.

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 2014 et 2015 (LFR 2014 et LFI pour 2015).

Les régions d'Outre-mer ne sont pas concernées, la compensation répondant à des règles différentes.

Principales mesures adoptées pour 2014 et 2015

Au-delà de l'introduction d'une composante carbone dans la TICPE évoquée au début de la présente fiche (article 32 de la LFI 2014), les principales mesures fiscales en 2014 sont issues de la LFR 2013 et de la LFI 2014 du 29 décembre 2013 et concernent principalement les biocarburants (article 34 de la LFI 2014). Pour ces produits, la réduction de TICPE diminue en 2014 et en 2015 par rapport à 2013. Le dispositif de défiscalisation est supprimé en 2016 (cf. fiche 22 sur les carburants de substitution).

Pour 2015, les principales mesures (LFR 2014 et LFI 2015 du 29 décembre 2014) sont :

- la hausse de 2 c€/l de la TICPE sur le gazole routier pour le financement des transports propres (dotation de 1 139 millions d'euros à l'Agence de financement des infrastructures de transport de France). Elle s'ajoute à celle déjà prévue pour 2015 au titre de la composante carbone (article 36 de la LFI 2015),
- la hausse de 4 c€/l à 43,19 c€/l de la TICPE sur le gazole applicable aux entreprises de transport routier pour le calcul de leur demande de remboursement partiel de TICPE (article 36 de la LFI 2015).

La part de la fiscalité dans les prix à la consommation des produits pétroliers

En 2014, la part moyenne de la fiscalité dans les prix à la consommation des produits pétroliers a augmenté par rapport à 2013 : + 1,8 points à 58% pour le sp95, + 1,2 points à 58,2% pour le sp95 E 10, + 2,1 points à 51% pour le gazole et + 0,7 point à 23,2% pour le fioul domestique.

La hausse de la part de la fiscalité en 2014 dans les prix au détail s'explique par deux effets : (i) la hausse du taux normal de TVA, de 19,6% à 20% au 1^{er} janvier 2014, (ii) un effet mécanique dû à la baisse des prix moyens observés en 2014 par rapport à ceux de 2013, alors que, de manière concomitante, le montant moyen des taxes a légèrement augmenté.

Figure 4 : Part de la fiscalité dans les prix moyens au détail en France

En %	2012	2013	2014
Eurosuper (SP95)	54,9	56,2	58,0
sp95 E10*		57	58,2
sp98	53,7	54,8	56,4
Gazole	47,2	48,9	51,0
FOD	22,2	22,5	23,2

* prix publié depuis le 5 juillet 2013,
Source : DGEC

Les recettes fiscales des produits pétroliers et gaziers

Le montant de TICPE/TICGN s'est élevé à 24,7 milliards d'euros environ au titre de l'année 2014 (24,5 milliards d'euros au titre de l'année 2013) se répartissant en 24,5 milliards d'euros environ pour les produits pétroliers et en 0,2 milliards d'euros environ pour la TICGN.

Figure 5 : Recettes fiscales en M€

	2011	2012	2013	2014
Supers sans plomb	6 267	5 803	5 591	5 695
Gazole	17 607	17 315	17 670	17 846
Fioul domestique	680	513	519	424
Gazole non routier	100	352	370	446
Gaz naturel (TICGN)*	274	265	260	232
Autres**	124	101	133	93
Total	25 052	24 349	24 544	24 736

* Le montant des recettes de 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 1er 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 1er avril 2014 et n'a donc pas joué en année pleine.

** Les recettes liées à la consommation de fioul lourd figurent dans la rubrique "Autres".

Source : Douanes

Les recettes budgétaires de TICPE (hors TICGN) sont partagées entre l'Etat (13,5 milliards d'euros), les régions (4,7 milliards d'euros) et les départements (6,3 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.

- Frédérique DELAUGERRE, Mamdouh ABBARA, Antoine CARON, Yue DONG, Marc GILLMANN, David KREMBEL, Bruno MIRAVAL.

Révision de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité

Tout au long de l'année 2014, la négociation sur la révision de la directive 2003/96/CE, engagée depuis 2011 sur la base de la proposition présentée par la Commission européenne le 13 avril 2011, s'est poursuivie. La proposition initiale de la Commission était d'introduire une double composante dans la fiscalité sur l'énergie : une taxe générale liée à la consommation énergétique basée sur le contenu énergétique et une taxe liée aux émissions de CO₂. Par ailleurs, elle avait pour objectifs principaux :

- de garantir un traitement cohérent des différentes sources d'énergie, et ce afin d'assurer une égalité de traitement des consommateurs d'énergie, indépendamment de la source utilisée ;
- d'instaurer un cadre adapté pour la taxation des énergies renouvelables ;
- de mettre en place un signal « prix » sur le carbone pour les secteurs en dehors du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne, tout en évitant le chevauchement des deux instruments sur la taxation liée au CO₂ ;
- de mettre fin à certaines exonérations ou réductions pour certains secteurs économiques afin de limiter les distorsions de concurrence.

La France, qui a aménagé sa fiscalité énergétique en 2014 afin que celle-ci prenne désormais en compte les émissions de CO₂ associées aux produits fossiles, promeut la mise en place d'une composante carbone dans la fiscalité énergétique européenne. En conséquence, elle a soutenu l'approche de la Commission européenne dans le cadre des négociations, tout en demandant des aménagements, ainsi que la mise en place de mesures d'accompagnement et de périodes de transition adaptées.

Face aux positions divergentes entre certains Etats Membres, en particulier sur la mise en place d'une assiette carbone, une nouvelle proposition a été présentée par la Présidence grecque début 2014. Cette proposition prévoyait désormais que la composante CO₂ proposée pour la taxation des produits énergétiques soit optionnelle. Les Etats-membres disposeraient ainsi de la faculté d'exprimer leurs niveaux nationaux de taxation par un taux unique ou par des composantes distinctes, pourvu que les niveaux totaux de taxation respectent les minima communautaires. Les taux minimaux communautaires de taxation resteraient, quant à eux, calculés à partir de deux composantes de référence, une composante énergétique et une composante CO₂.

La négociation relative à la révision de la directive a continué au 2^{ème} semestre 2014. Au conseil Economie et finances du 14 octobre 2014, le débat d'orientation sur la proposition de directive a cependant souligné la persistance de divergences entre les Etats-Membres notamment sur la structure et les niveaux minimaux de taxation, le traitement du gazole professionnel, les périodes transitoires, la possibilité pour les Etats Membres d'appliquer une taxation différenciée au niveau local, et la taxation des biocarburants. Dans ce contexte, la Commission européenne a proposé le retrait de son projet dans son programme de travail pour 2015 qu'elle a adopté le 16 décembre 2014.

Compensation des charges de service public liées à l'achat de biométhane

Le dispositif de soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, mis en place en novembre 2011, prévoit un mécanisme de compensation des charges supportées par les fournisseurs de gaz naturel au titre de leurs achats de biométhane. Les charges imputables à l'achat de biométhane sont compensées à l'aide d'une contribution unitaire s'appliquant à tous les consommateurs finals de manière uniforme et non discriminatoire. Les contributions sont dues par les fournisseurs de gaz naturel.

Les charges compensées correspondent aux surcoûts d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros du gaz naturel, ainsi qu'aux coûts de gestion induits par la mise en œuvre du dispositif (notamment pour la Caisse des dépôts et consignations (CDC), chargée de la collecte des contributions et du versement des compensations). Le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année pour l'année suivante, sur proposition de la CRE, le montant prévisionnel des charges imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, le montant prévisionnel des frais de gestion de la CDC et le montant de la contribution unitaire. Au titre de 2015, les charges de service public imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ont été évaluées par la CRE à 7,5 millions d'euros, tandis que les frais de gestion de la CDC ont été évalués à 13 000€ pour 2015. Par conséquent, le ministre chargé de l'énergie a arrêté, le 10 décembre 2014, la contribution unitaire à un niveau de 0,00153 c€/kWh pour 2015. L'impact sur la facture du consommateur est pratiquement nul, de l'ordre de 30 c€ sur un an pour un ménage de quatre personnes en habitat individuel se chauffant au gaz naturel.

