



ÉDITION
2016

Coûts

des énergies

renouvelables

EN FRANCE



ADEME








Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE
ET DE LA MER

Sommaire

	1 Synthèse	4
	Méthodologie	7
	2 Coûts de production d'électricité	10
	L'éolien	10
	L'éolien en mer	12
	L'hydrolien marin	14
	Le photovoltaïque	16
	Le solaire thermodynamique	18
	La géothermie	20
	3 Coûts de production pour la production de chaleur	22
	Chez le particulier	22
	La biomasse	22
	Le solaire thermique individuel	25
	Les pompes à chaleur individuelles	27
	Dans le collectif et les secteurs tertiaire et industriel	29
	La biomasse collective avec ou sans réseau de chaleur	29
	La biomasse industrielle	31
	Le solaire thermique en résidentiel collectif ou sur réseau	33
	Les pompes à chaleur géothermiques collectives	35
	La géothermie profonde	37
	4 Coût de production d'électricité et de chaleur par cogénération	39
	La cogénération biomasse	39
	La méthanisation	41
	5 Annexes	43
	Hypothèses de calculs de coûts de production	43
	Données prises comme référence pour les productions « conventionnelles »	43
	- Pour la production d'électricité	43
	- Pour la production de chaleur	44
	Bibliographie	46
	Sigles et Acronymes	48

Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Coordination technique : Yolène Berrou

Rédacteurs : Marie-Laure Guillerminet, David Marchal,
Raphaël Gerson, Yolène Berrou

Coordination éditoriale : Patrice Grouzard

Crédits photo : couverture ©Jevgeni - page 9 © Faber

Création graphique : artcom-agence.com

Impression : Imprimé en France - Imprimerie Zimmermann,
certification PEFC, Iso 14001, Imprim'vert, Print Environnement.

Brochure réf. 010131

ISBN : 9791029707056 Décembre 2016 - 1 000 exemplaires.

Dépôt légal : ©ADEME Éditions, décembre 2016.

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (Art L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (Art L 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Coûts des énergies renouvelables en France

> Synthèse

Pourquoi cette étude ?

Les filières de production d'énergie renouvelable (EnR), encore émergentes, voient leurs coûts évoluer assez rapidement, notamment sous l'effet des progrès technologiques et des économies d'échelle liées aux volumes croissants installés. D'autres facteurs, notamment la perception du risque par les investisseurs, ont également un impact de premier ordre sur les filières les moins matures.

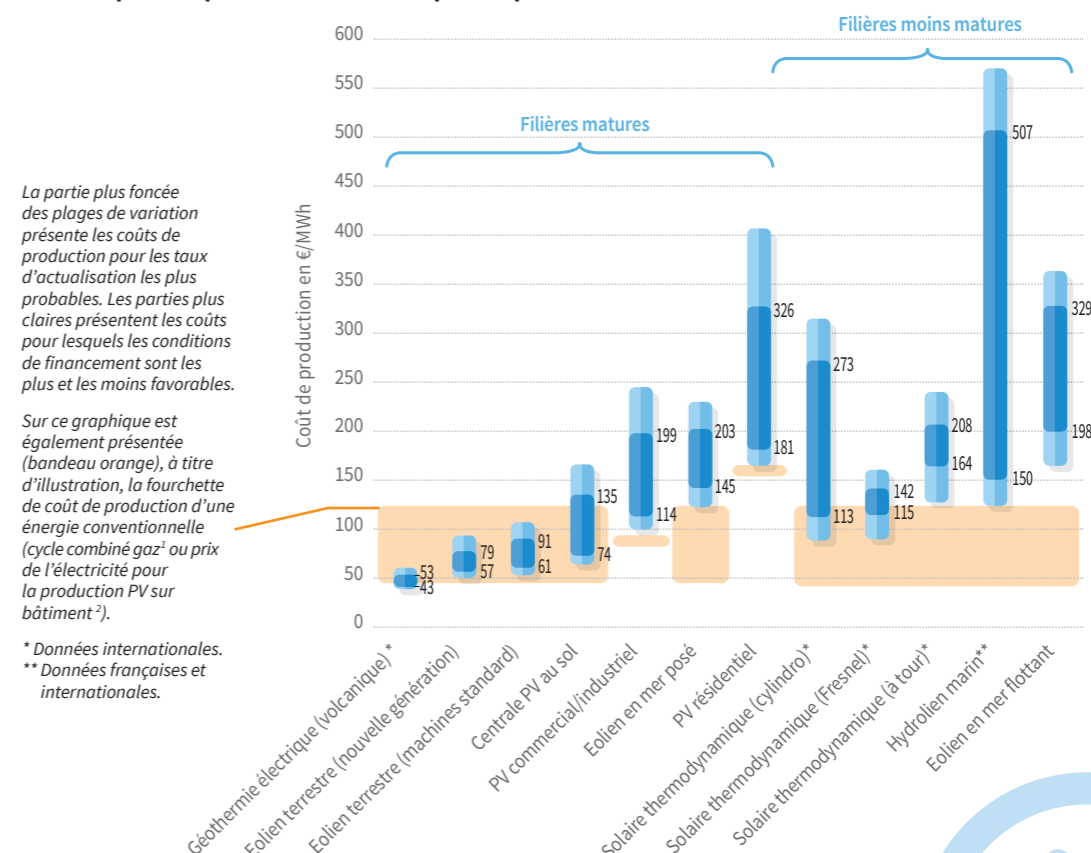
Associé à des coûts d'investissement souvent élevés, le calcul du coût de production des différentes filières doit être effectué sur toute la durée de vie de l'installation, afin de prendre en compte des coûts d'exploitation souvent faibles.

Afin d'objectiver ces baisses de coûts et de publier des chiffres représentatifs des conditions de développement françaises, l'ADEME réalise ce document présentant, pour chaque filière EnR, non pas une moyenne ou une fourchette des coûts de production constatés, mais la plage de variation théorique de ces coûts en fonction des paramètres les plus impactants pour chaque filière. En particulier, la fourchette basse correspond à des modalités de financement particulièrement favorables cumulées à une bonne qualité du gisement et à des coûts d'investissement faibles. A l'inverse, le coût du capital est particulièrement élevé dans le cas des fourchettes hautes.

Principaux résultats

- Les progrès technologiques et l'industrialisation des énergies renouvelables ont permis en France une baisse des coûts qui amènent les filières les plus matures à des niveaux compétitifs avec les technologies conventionnelles. Il existe encore des marges de progrès importantes pour la plupart des filières.
- L'étude met en évidence que les coûts de production des énergies renouvelables varient de façon significative en fonction de 3 critères principaux : le coût d'investissement, la qualité de la ressource disponible, et le taux d'actualisation choisi.
- Les variations observées montrent qu'il peut être réducteur de comparer trop directement les filières d'énergies renouvelables entre elles sans tenir compte du domaine d'application, de la perception du risque et de la qualité du gisement local. La prise en compte des impacts socio-économiques, environnementaux et d'autres facteurs comme l'indépendance énergétique conduit également à soutenir une certaine diversité de filières.
- Certaines des filières les moins matures aujourd'hui ont des gisements inexploités significatifs et verront leur coût d'investissement et leur taux d'actualisation diminuer avec leur développement.
- Face aux objectifs de déploiement ambitieux des EnR visant à freiner le réchauffement climatique, les soutiens publics restent nécessaires pour prolonger les baisses de coût, faciliter les investissements ou compenser les défaillances de marché.

> Coûts complets de production en France pour la production d'électricité renouvelable



La partie plus foncée des plages de variation présente les coûts de production pour les taux d'actualisation les plus probables. Les parties plus claires présentent les coûts pour lesquels les conditions de financement sont les plus et les moins favorables.

Sur ce graphique est également présentée (bandeau orange), à titre d'illustration, la fourchette de coût de production d'une énergie conventionnelle (cycle combiné gaz¹ ou prix de l'électricité pour la production PV sur bâtiment²).

* Données internationales.
** Données françaises et internationales.

À retenir pour la production d'électricité

> **L'éolien terrestre, avec une fourchette de coûts de production comprise entre 57 et 91 €/MWh (élargie à 50 et 108 €/MWh en incluant les conditions de financement les plus et les moins favorables), est le moyen de production le plus compétitif³ avec les moyens conventionnels** comme des centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG). **Les centrales au sol photovoltaïques, pour les plus compétitives, entrent également désormais dans cette concurrence directe avec les moyens conventionnels.** Ces deux technologies ont l'intérêt de présenter des gisements de développement très importants. Cependant, le niveau faible du prix du marché de l'électricité empêche actuellement tout investissement dans des nouveaux moyens de production, qu'ils soient renouvelables ou conventionnels, car il ne permet pas de couvrir

les coûts fixes. Aussi, afin d'atteindre les objectifs ambitieux fixés par l'Etat, le soutien public (via les tarifs d'achat ou le complément de rémunération) reste indispensable pour susciter l'investissement et pour valoriser les externalités positives de ces moyens de production par rapport aux moyens conventionnels (pas d'émission de CO₂, contribution à l'indépendance énergétique, contribution à l'économie nationale et locale, etc.).

> Sur les bâtiments (petites et grandes toitures), les coûts de production photovoltaïques les plus faibles avoisinent désormais les prix d'achat de l'électricité sur les segments résidentiels et tertiaires, ce qui va petit à petit **permettre un développement économique de l'autoconsommation.**

¹ Source : AIE, 2015, Projected cost of generating electricity.

² L'ensemble des hypothèses sur les coûts retenus pour les technologies conventionnelles figurent en annexe.

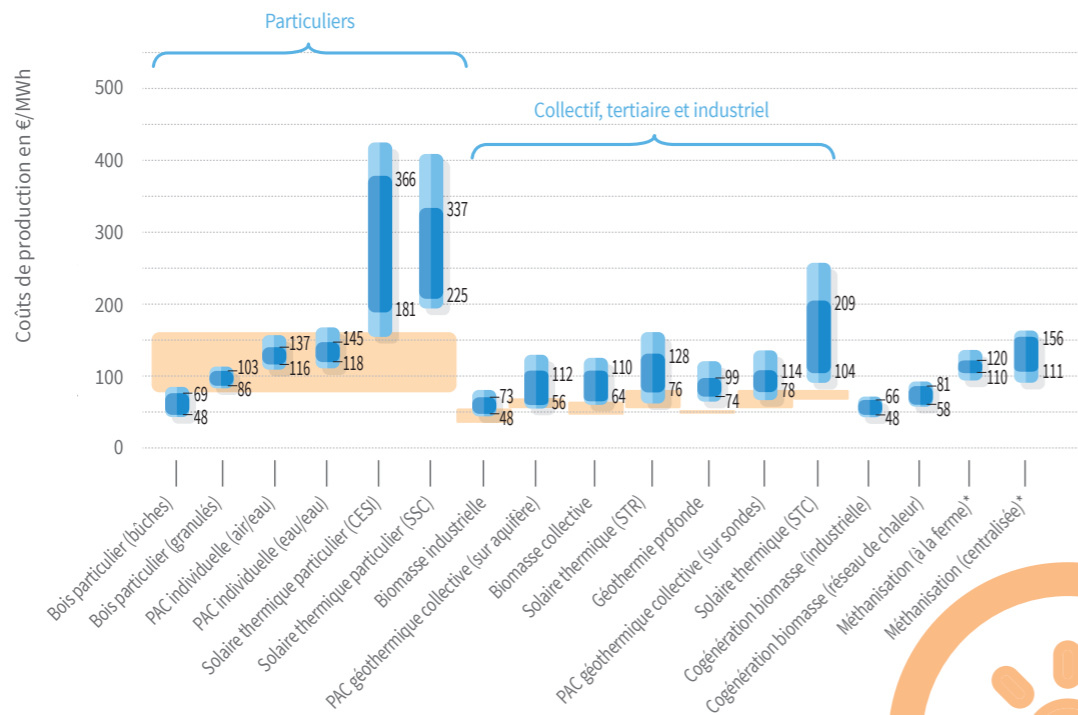
³ Les coûts de production des centrales géothermiques volcaniques sont dans la fourchette basse des coûts de production des centrales CCG mais leur potentiel est limité aux zones volcaniques (DOM, TOM).

À retenir pour la production de chaleur

> Chez les particuliers, les solutions bois reviennent moins chères (fourchette de 48 à 103 €/MWh, élargie à 47 et 108 €/MWh en incluant des conditions de financement les plus et les moins favorables) que leur concurrent conventionnel (gaz ou électricité⁴, respectivement 84 et 153 €/MWh). Les pompes à chaleur air/eau sont également relativement compétitives avec des coûts de revient situés entre 116 et 137 €/MWh. Cette compétitivité est toutefois en pratique masquée par deux barrières importantes (coût d'investissement initial élevé et contraintes d'usages pour le bois) qui justifient les soutiens publics facilitant le passage à l'acte.

> Pour les installations de taille plus importante alimentant des bâtiments collectifs, les industriels ou des réseaux de chaleur, les EnR (notamment bois avec 48-110 €/MWh et géothermie avec 74-99 €/MWh) sont légèrement plus chères que le gaz (actuellement particulièrement bas) et souffrent du niveau encore trop faible de la fiscalité carbone. Ces différences justifient le maintien d'un système de soutien (le Fonds Chaleur) pour atteindre les objectifs fixés par les Pouvoirs Publics. Les énergies renouvelables offrent également l'avantage de s'affranchir du risque de long terme sur l'évolution des cours du gaz.

Coûts complets de production en France pour la production de chaleur renouvelable



La bande orangée correspond, à titre d'illustration, au coût de production d'une filière conventionnelle de référence. Des détails sont donnés en annexe. La partie plus foncée des plages de variation présente les coûts de production pour les taux d'actualisation les plus probables. Les parties plus claires présentent les coûts pour lesquels les conditions de financement sont les plus et les moins favorables.

* Sont pris en compte l'ensemble des MWh valorisés (MWh thermiques et MWh électriques).
⁴ Pour l'électricité, on a considéré les convecteurs électriques.



Méthodologie

Le coût de production⁵ s'entend ici comme le coût complet du mégawatt-heure (MWh) produit⁶. Il reflète l'ensemble des coûts supportés par le développeur de projet, et peut donc varier d'un pays à l'autre.

■ Périmètre des coûts

Le coût de production concerne le cycle de production et prend en compte, d'une part, des coûts d'investissement, d'autre part, des coûts d'exploitation (combustibles consommés dans le cas du bois – bûches, granulés etc., fonctionnement, maintenance...). L'information sur les données publiques utilisées ne permet pas de savoir si les coûts de démantèlement de l'installation à la fin du cycle de vie sont intégrés pour toutes les filières.

Le coût de production prend en compte également les coûts de raccordement au réseau, à la différence des énergies conventionnelles et, le cas échéant, la quote-part du coût de renforcement du réseau qui incombe au développeur de projet. Sur ce sujet, les pratiques diffèrent selon les pays⁷.

Dans la mesure du possible, nous présentons des coûts d'investissement et d'exploitation toutes taxes comprises. Mais cela n'est pas le cas par exemple pour les filières suivies dans le cadre du Fonds Chaleur (solaire thermique, géothermie profonde pour production de chaleur, pompes à chaleur géothermiques collectives, biomasse collective et industrielle, méthanisation), ni pour les projets déployés sur des périmètres « internationaux » qui, de fait, font face à des fiscalités différentes.

Par contre, le coût de production ne tient pas compte des coûts engendrés par la recherche publique ou des externalités négatives que sont par exemple les émissions de gaz à effet de serre lors de la construction des matériels d'équipement. Les externalités positives que sont par exemple les émissions de gaz à effet de

serre évitées ne sont pas non plus prises en compte. Les coûts liés à la variabilité des énergies renouvelables pour le système électrique ne sont pas évalués ni pris en compte ici. Pour le moment, ces coûts (qui sont surtout des coûts de régulation de fréquence) sont assumés par les consommateurs dans le contexte des coûts de réseau et ne sont pas attribués au développeur de projet.

■ Autres paramètres

Le coût de production est calculé sur une durée de fonctionnement en pleine puissance hors appoint⁸ (électrique par exemple quand il s'agit des pompes à chaleur). Cette durée de fonctionnement pleine puissance de l'équipement EnR dépend de la qualité de la ressource renouvelable au site de production.

Le coût ainsi calculé varie en fonction de la durée de vie économique des installations et du taux d'actualisation choisi. Pour les EnR utilisant une source d'énergie conventionnelle pour leur fonctionnement (pompes à chaleur), il a été fait le choix de ne prendre en compte aucune hypothèse d'évolution de prix de l'électricité consommée sur la durée de vie de l'installation.

Le taux d'actualisation est le coût d'opportunité du capital investi, c'est-à-dire le rendement qu'il serait possible d'obtenir en investissant ailleurs le même capital. Ce taux intègre une prime de risque lié au projet, qui traduit sa probabilité d'échec. A priori le risque est différent selon les filières, notamment du fait de leur maturité, et le taux d'actualisation devrait donc être différent selon les filières. Par exemple, nous obtenons un taux d'actualisation

⁵ Cf. Annexe 1 pour la méthodologie.

⁶ Il peut donc s'agir de MWh électrique (MWh_e) ou de MWh de chaleur (MWh_{th}), i.e. de MWh utile.

⁷ Nous invitons donc le lecteur à une certaine prudence en cas de comparaison de ces chiffres avec des références étrangères.

⁸ Les plages de fonctionnement des équipements sont ajustées dans les tableaux ci-dessous pour en tenir compte.

⁹ Ce taux est en cohérence avec les taux de l'ordre de 12%, 12,6% et 14,5% rapportés dans la littérature (cf. IRENA « Renewable energy technologies : cost analysis series - Wind Power », juin 2012 et Rapport de Mott McDonald, « Cost of low-carbon generation technologies », mai 2011).

autour de 13%⁹ pour retrouver le coût de production moyen résultant des appels d'offre de la CRE pour l'éolien offshore sur la base des données européennes. Les investisseurs allemands retiennent quant à eux un taux de 9% pour cette technologie, qui est relativement moins risquée en Allemagne qu'en France.

Cependant, nous n'avons pas calculé le taux d'actualisation de chaque filière et nous avons plutôt retenu un taux représentatif du secteur énergétique. Une comparaison entre technologies sur la base d'un même taux d'actualisation peut donc s'avérer artificielle¹⁰.

Nous avons pris en compte quatre taux d'actualisation de référence¹¹ (3%, 5%, 8% et 10%) pour l'ensemble des filières énergies renouvelables citées. Pour les technologies les plus matures, le taux d'actualisation de 10% n'a pas été pris en compte dans les graphiques ; pour les moins matures, c'est le taux d'actualisation à 3% qui n'a pas été pris en compte, par souci de cohérence. Le calcul du coût de production est très sensible au taux d'actualisation retenu. La CRE¹² a retenu, pour certaines EnR électriques, « [L]'hypothèse centrale de 8% pour le calcul du coût de production avant impôts [qui] est représentative du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de référence, de l'ordre de 5% après impôts, retenu pour les analyses de rentabilité menées par la CRE dans le cadre de ses avis tarifaires ».

■ **Courbe d'expérience et maturité des technologies**

Les différentes filières EnR n'ont pas toutes la même maturité technique, ni la même maturité économique

en conséquence de déploiements industriels très inégaux aux niveaux national, européen ou mondial. Si toutes les filières sont dans un processus d'amélioration continue, on comprend aisément que la comparaison des LCOE d'une filière très mature (par exemple production de chaleur par bois énergie) avec des filières encore à l'état de démonstrateur (par exemple les énergies marines) n'est pas adéquate.

Pour expliquer la courbe d'expérience, utile pour anticiper la trajectoire d'évolution des coûts des technologies, nous reprenons la citation suivante de M. Glachant et Y. Ménière (2014)¹³, qui si elle s'applique à la filière photovoltaïque est généralisable à toutes les filières.

« Rappelons [...] le principe d'une courbe d'expérience : elle décrit l'évolution du prix ou du coût d'une technologie – ici [par exemple] le prix d'un panneau photovoltaïque - en fonction de l'expérience le plus souvent mesurée par la production cumulée de panneaux. Cette courbe est quasiment toujours décroissante sous l'effet d'apprentissages incrémentaux dans la filière de production. Elle fournit un modèle simple permettant d'expliquer l'évolution au cours du temps du coût d'une technologie. Elle permet également des prédictions sur son évolution future. Alors que les courbes d'apprentissage se limitaient à l'expérience comme seule variable explicative, des courbes dites « multi-facteurs » ont depuis été développées pour y inclure des variables telles l'échelle de production, le prix de certains intrants, la R&D, etc. ». Ces courbes « multi-facteurs »¹⁴ sont les courbes d'expériences propres à chaque technologie.

Pour cette raison, cette note présente, dans le cas des filières les moins matures, à la fois les coûts actuels et les coûts prospectifs. En effet, pour ces filières qui ne sont pas encore à un stade de développement industriel, il n'est pas pertinent de parler de niveau de coût mais plutôt de trajectoire d'apprentissage pour que ces technologies deviennent concurrentielles à terme. Cette baisse de coût sera possible notamment grâce aux innovations, à l'apprentissage sur toute la durée de vie du projet (installation, maintenance) mais aussi grâce à un effet volume sur de futurs parcs de taille commerciale qui devraient permettre de viser des coûts de production beaucoup plus faibles.

Les travaux de prospective approximent ces courbes d'expérience, comme c'est le cas pour les EnR électriques dans l'étude ADEME – Artelys / Armines-Persée / Énergies demain (2015)¹⁵. Nous présentons par filière les coûts de production, sauf pour l'hydroélectricité. Nous présentons des plages de variation des coûts de production en fonction des coûts d'investissement et d'exploitation, de la ressource du site et du productible et des taux d'actualisation envisagés.



¹⁰ Pour rappel, dans l'étude ADEME - I Care / ECube / In Numeri (octobre 2015), les taux d'actualisation réels sont égaux à 5,46% pour le secteur résidentiel, 5,2% pour le secteur industriel et tertiaire et 5,34% pour les Utilities.
¹¹ Le taux de 5% est le taux de base retenu par l'ADEME dans le cadre du Fonds Chaleur, taux auquel s'ajoute éventuellement une prime de risque. Ce taux est environ celui retenu par la Commission de Régulation de l'Énergie dans ses avis sur les tarifs d'achat en 2011. La Direction Générale de l'Énergie et du Climat a publié en 2008 la « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique » en prenant un taux de 8%. L'AIE, comme l'IRENA, utilisent les taux de 3% et de 10%.
¹² CRE, « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine - Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque », avril 2014.
¹³ M. Glachant et Y. Ménière (2014), « Une évolution des déterminants économiques, techniques et politiques de l'évolution du prix des panneaux photovoltaïques », rapport du Conseil Français de l'Énergie, 2014.
¹⁴ Ainsi la prise en compte des prix de l'acier, tout comme la tension sur la fourniture des machines, explique l'augmentation des coûts de l'éolien terrestre entre 2005 et 2008 (cf. P.Hearps et al., « Renewable Energy Technology Cost Review », mai 2011 et M. Junginger et al. « Global experience curves for wind farms », Energy Policy 33(2), pp.133-150, 2005).

¹⁵ « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations - Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 », octobre 2015

Coûts de production d'électricité

L'éolien

En France, la capacité éolienne terrestre installée a dépassé les 11 GW fin 2016¹⁶. La capacité éolienne terrestre installée au niveau mondial était de 405 GW fin 2015, dont environ 129 GW de capacité installée en Chine, 74 GW aux Etats-Unis et 41 GW en Allemagne¹⁷.

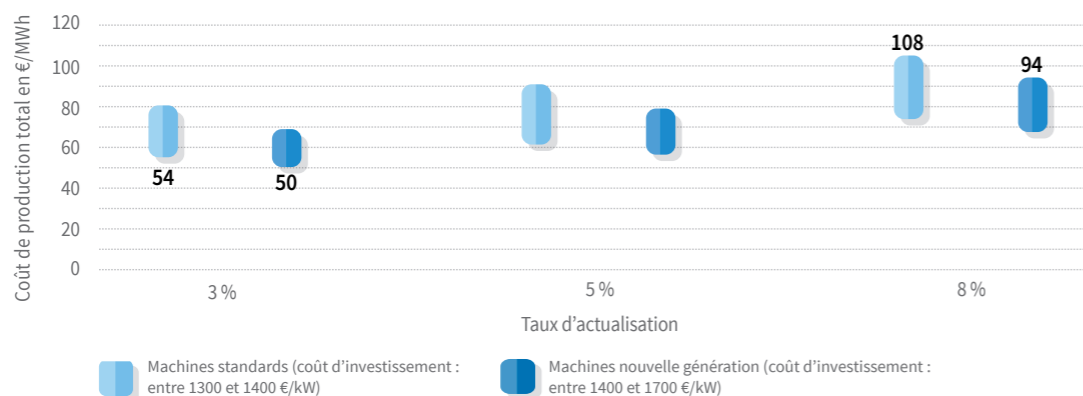
L'exploitation de l'énergie éolienne terrestre a commencé sur les sites présentant des vitesses de vent importantes. L'éolienne standard présente une puissance nominale de 2,3 MW et un mât de hauteur 80 à 90 m. Depuis 2011, des machines dites de nouvelle génération, aussi appelées éoliennes toilées, sont proposées avec un plus grand diamètre de rotor pour une puissance nominale équivalente, et un mât plus haut (typiquement 100 à 110 m). Ces éoliennes toilées présentent une productivité améliorée, c'est-à-dire une production annuelle plus importante que les machines standard de même puissance, permettant d'exploiter des sites à vitesse moyenne de vent plus faibles. La filière éolienne terrestre est dans une phase de croissance en France et dans le monde et des gisements très importants sont encore inexploités, les éoliennes

toilées augmentant considérablement le nombre de sites exploitables.

Les objectifs de développement de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) en termes de capacité installée sont compris entre 21,8 GW et 26 GW à l'horizon 2023¹⁸. À l'échelle mondiale, Bloomberg New Energy Finance (BNEF) prévoyait en 2016 une capacité installée de 691 GW pour 2020¹⁹ soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière éolienne d'environ 11 % par an de 2015 à 2020.

> En France, le coût total de production de l'éolien terrestre est estimé entre 54 €/MWh et 108 €/MWh pour les machines standard, et entre 50 €/MWh et 94 €/MWh pour les éoliennes plus toilées. Pour chacune des technologies, la plage de variation reflète une variabilité des coûts d'investissement, de la ressource du site et du productible, suivant différentes hypothèses de taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production de l'éolien terrestre en France



¹⁶ Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, Tableau de bord : éolien, RTE, Aperçu mensuel sur l'énergie.

¹⁷ IRENA (2016), Renewable Energy Statistics 2016, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

¹⁸ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE).

¹⁹ Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2016 : Powering a changing world.

Le potentiel d'innovation reste important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets et notamment sur la conception des rotors et leur contrôle. Avec le développement de la filière, l'optimisation logistique et la mise en œuvre des innovations, les coûts de production électrique des machines standards devraient baisser d'environ 10 à 15% à l'horizon 2025²⁰.

Bien que nécessitant un investissement plus élevé que les machines standard et étant installée dans des zones moins ventées, les éoliennes de nouvelle génération conduisent à un coût de l'électricité inférieur grâce à une productivité accrue (meilleur facteur de charge ou temps de fonctionnement annuel à pleine puissance).

L'évolution du parc terrestre français devrait voir à la fois l'installation de machines standard et de nouvelle génération, en fonction de la ressource en vent et des contraintes d'aménagement de l'espace (en particulier la hauteur des éoliennes).

NB : les coûts de production des tableaux ne sont pas directement comparables avec le tarif d'achat historique ; celui-ci correspond à un contrat d'achat souscrit pour 15 ans, le tarif ayant été fixé en 2008 à 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. Ce système est en cours de révision pour passer au complément de rémunération.

Caractéristiques techniques		
Périmètre	France	
Terme	2017	
Variante technologique	Machines «standard»	Nouvelle génération
Puissance installée (MW)	2,3	2
Durée de fonctionnement (années)	20	
Vitesse moyenne de vent au moyeu (m/s)	7 - 8,5	6 - 7,5
Temps de fonctionnement annuel à pleine puissance (h)	1800 - 2400	2400 - 2700
Coûts		
Investissement (€/kW)	1300 - 1400	1400 - 1700
dont coût de raccordement (k€)	100	
dont quote-part régionale RPT* et RPD** (€/kW)	0 - 69,8	
Exploitation fixe (€/kW/an)	42 - 52	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
	3%	50 - 69
	5%	57 - 79
	8%	68 - 94
	10%	(76 - 105)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

* RPT pour Réseau Public de Transport.

** RPD pour Réseau Public de Distribution.

²⁰ ADEME (en cours), étude technico-économique filière éolienne française : bilan, perspectives et stratégie.

L'éolien en mer

En France, les premiers parcs éoliens en mer devraient être mis en opération à partir de 2020 pour un total de 3 GW (1,5 GW en 2020 et 1,5 GW en 2022). La capacité éolienne en mer installée au niveau mondial était de 12 GW fin 2015¹⁹, principalement en Europe (Royaume-Uni, Allemagne et Danemark).

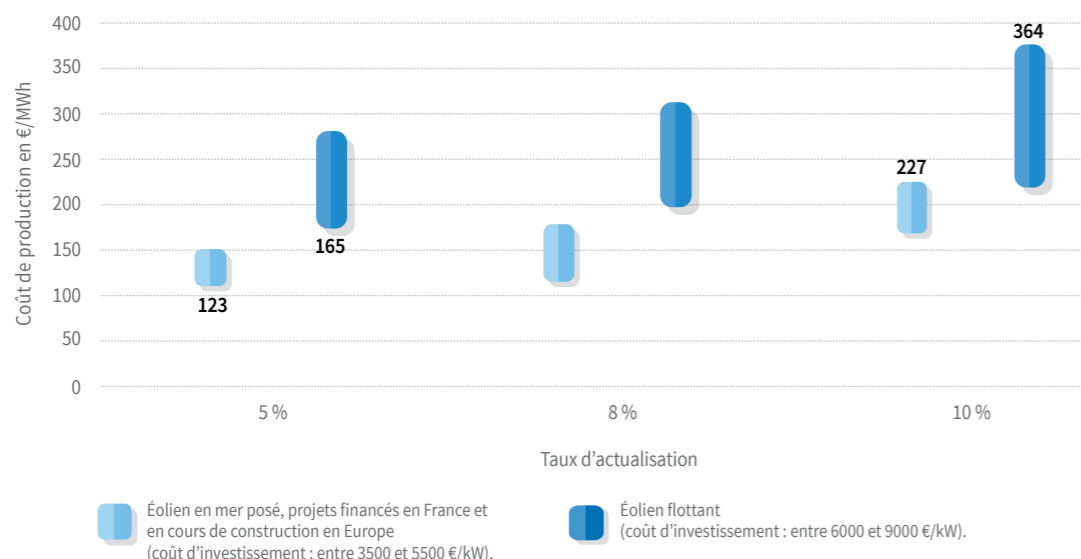
L'exploitation de l'énergie éolienne en mer a commencé avec des turbines posées sur les fonds marins (éolien posé) et continue à se développer avec des turbines montées sur des flotteurs (éolien flottant) qui faciliteront leur installation plus loin des côtes, indépendamment des conditions de sol et à des profondeurs plus élevées. L'éolien en mer présente l'intérêt de profiter de régimes de vents plus forts et réguliers que l'éolien terrestre, et l'éloignement des côtes diminue les conflits d'usage. Cette filière est dans une phase de forte croissance dans le monde et des gisements très importants sont encore inexploités notamment dans les principaux pays

développés où la demande en électricité est élevée (Europe, États-Unis, Chine, Japon).

En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de capacité installée sont de 3 GW à l'horizon 2023¹⁸. À l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 une capacité installée de 39 GW pour 2020¹⁹, soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière éolienne en mer d'environ 27 % par an sur la période 2015-2020.

> En France, le coût total de production de l'éolien en mer est estimé entre 123 €/MWh et 227 €/MWh pour l'éolien posé, et entre 165 €/MWh et 364 €/MWh pour l'éolien flottant. Pour chacune des technologies, la plage de variation reflète une variabilité des coûts d'investissement, de la ressource du site et du productible, suivant différentes hypothèses de taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production de l'éolien en mer en France et en Europe



Caractéristiques techniques							
Périmètre	Europe			France	France		
Type	Posé				Flottant		
Terme	2014 - 2015	2016 - 2018	2019+		2009-2015	2020+	2030+
Statut des projets	Projets mis en service	Projets en cours de construction	Projets financés		Projets mis en service	Projets en développement	Prospective
Maturité	Commercialisation				Démonstration	Fermes pilotes	Commercialisation
Puissance unitaire installée (MW)	3,8	4,7	7,4	6,9	2,2	6 - 8	8 - 10
Puissance moyenne du parc installée (MW)	200	400	500		2 - 2,3	24	500
Durée de fonctionnement (années)	20				20		
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	3500	3285	3500	3100	4000	3500	
Coûts							
Investissement (€/kW)	4100	4300	3900	3500 - 5500	11300	6000 - 9000	3500 - 4500
dont raccordement (€/kW)	600			400	nc.	800 - 1400	600
Exploitation fixe (€/kW/an)	168	150	140	150	nc. (calculs faits pour 400)	180 - 400	100 - 150
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation							
3 %	(127)	(134)	(122)	(110 - 148)	(374)	(146 - 251)	(96 - 129)
5 %	142	151	138	123 - 169	422	165 - 281	109 - 146
8 %	167	179	164	145 - 203	500	198 - 329	130 - 174
10 %	186	199	182	160 - 227	557	221 - 364	146 - 194

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Le potentiel d'innovation reste très important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière, les coûts devraient baisser d'environ 35 % à l'horizon 2025²¹.

Pour l'éolien posé, sur la zone Europe, les CAPEX (coûts d'investissement) sont les valeurs moyennes annoncées par les porteurs de projet (CAPEX réel). Sur la zone France, les données viennent des projets lauréats des deux appels d'offres (CAPEX prévisionnel).

Pour l'éolien posé, les prix de vente assez élevés constatés sur les premiers appels d'offre français reflètent la prise de risque importante des porteurs de projets. Les premiers projets français ont rencontré des risques supplémentaires par rapport aux ouvrages déjà réalisés ailleurs en Europe (risque sur la connaissance des sols et des gisements, risque lié à la lisibilité, la visibilité et la stabilité de la politique d'industrialisation de la filière en France...). L'application aux données de coûts d'un taux d'actualisation plus élevé pour couvrir ces risques,

une fois calculé de l'ordre de 13 %, montre que la fourchette haute des coûts est alors en phase avec ce qui a été constaté lors du premier appel d'offres de la CRE²².

Pour l'éolien flottant, trois types de projets ont été identifiés :

- les démonstrateurs unitaires mis en service en Europe (CAPEX réel). Il faut noter que ces démonstrateurs sont des prototypes et ne sont pas des systèmes déployés en phase commerciale. Nous avons choisi d'exclure les démonstrateurs japonais car il est difficile d'identifier les postes de coûts à l'origine des surcoûts constatés par rapport aux démonstrateurs européens ;
 - les fermes pilotes en France (CAPEX prévisionnel des projets en développement) ;
 - les fermes commerciales en France : c'est une prospective des coûts des projets à l'horizon 2030 (CAPEX prévisionnel).
- Les OPEX ont été fixés à des valeurs issues d'une synthèse de différentes études.

²¹ IRENA (2016), *The Power to Change, Solar and wind cost reduction potential to 2025*.

²² Coûts constatés dans la politique publique en faveur du développement des énergies éoliennes, solaires et biomasse, La Cour des Comptes, 5 décembre 2012.

L'hydrolien marin

Il n'existe aujourd'hui à l'échelle mondiale que des démonstrateurs unitaires hydroliens marins. En France, un démonstrateur est en phase de test à Paimpol-Bréhat et un autre au large de l'île Ouessant.

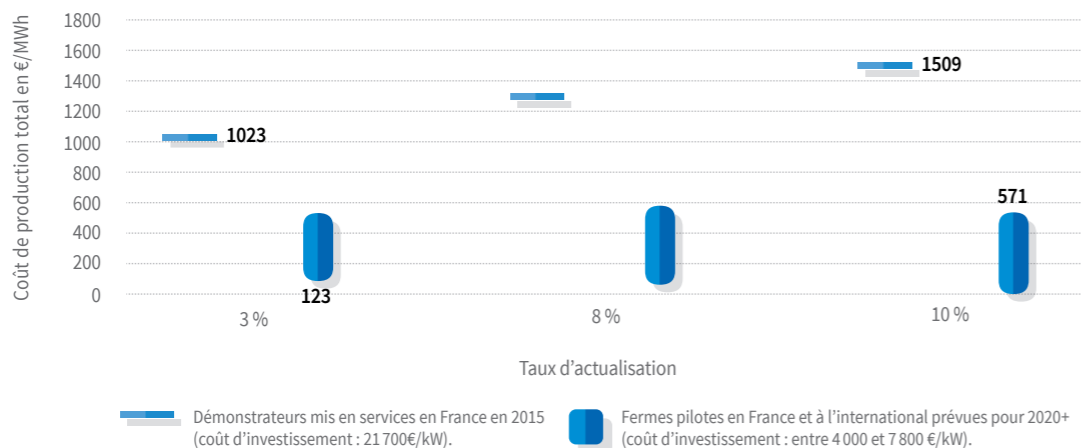
La filière est dans une phase de croissance en France et dans le monde et des gisements importants sont encore inexploités dans des zones bien localisées principalement au Raz Blanchard en France, dans le Pentland Firth en Écosse, et dans la baie de Fundy au Canada. Des gisements plus diffus mais plus nombreux existent également en milieux insulaires, en Indonésie notamment.

> En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de capacité installée sont de 100 MW

pour l'ensemble des énergies marines à l'horizon 2023¹⁸. À l'échelle mondiale, l'IRENA prévoyait en 2014 une capacité installée de 200 MW d'hydrolien marin à horizon 2020²³.

D'après les appels à projets en France et à l'international, le coût total de production de l'hydrolien marin est estimé entre 123 €/MWh et 571 €/MWh. Le productible considéré pour l'étude est donc fixe et la plage de variation s'explique principalement par le taux d'actualisation considéré. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction du taux d'actualisation, pour les démonstrateurs mis en service en 2015 et les fermes pilotes prévues en France et à l'international pour 2020 (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-contre).

Coûts de production de l'hydrolien marin en France et à l'international



La filière de l'hydrolien marin se situe aujourd'hui entre la phase de R&D et la phase pré-commerciale. Le potentiel de réduction des coûts est donc très important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets.

²³ IRENA (2014), Tidal energy: Technology brief.

Hypothèses

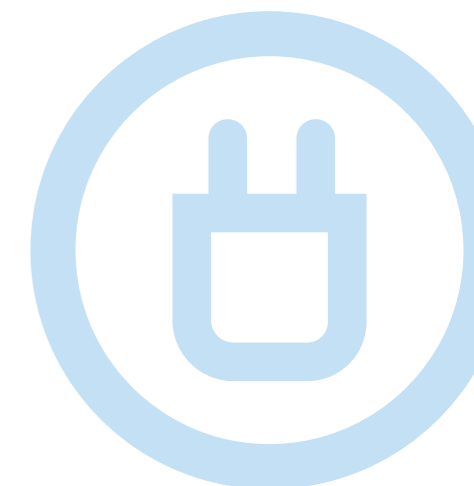
Résultats

Caractéristiques techniques					
Périmètre	International			France	
	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	2015	2020
Terme	Projets mis en service / projets financés	Prospective	Prospective	Projets mis en service	Projets financés
Maturité	Démonstrateurs - Fermes pilotes		Fermes commerciales	Démonstrateurs	Fermes pilotes
Puissance unitaire (MW)	0,3 - 10	0,5 - 30	90 - 400	0,5	1,8
Durée de fonctionnement (années)	25				
Temps de fonctionnement annuel	nc. (calculs faits pour 3370)	3370	3285	nc. (calculs faits pour 1750)	1750 - 2250
Coûts					
Investissement (€/kW)	5000 - 13000	4000 - 7800	3000 - 5000	21700	6800
dont raccordement (€/kW)	700 - 2000	600 - 1200	400 - 800	9400	1200
Exploitation fixe (€/kW/an)	140 - 1040	130 - 475	80 - 360	nc. (calculs faits pour 250)	250
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation					
3%	(127 - 530)	(107 - 274)	(77 - 197)	(855)	(285 - 366)
5%	147 - 582	123 - 305	89 - 218	1023	326 - 419
8%	181 - 670	150 - 358	110 - 252	1304	394 - 507
10%	205 - 734	169 - 396	125 - 277	1509	444 - 571

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Les données présentées dans ce tableau sont à considérer avec prudence compte tenu du caractère amont des technologies hydroliennes marines,

du faible retour d'expérience des démonstrateurs actuellement testés, et du potentiel de réduction des coûts en phase d'industrialisation.



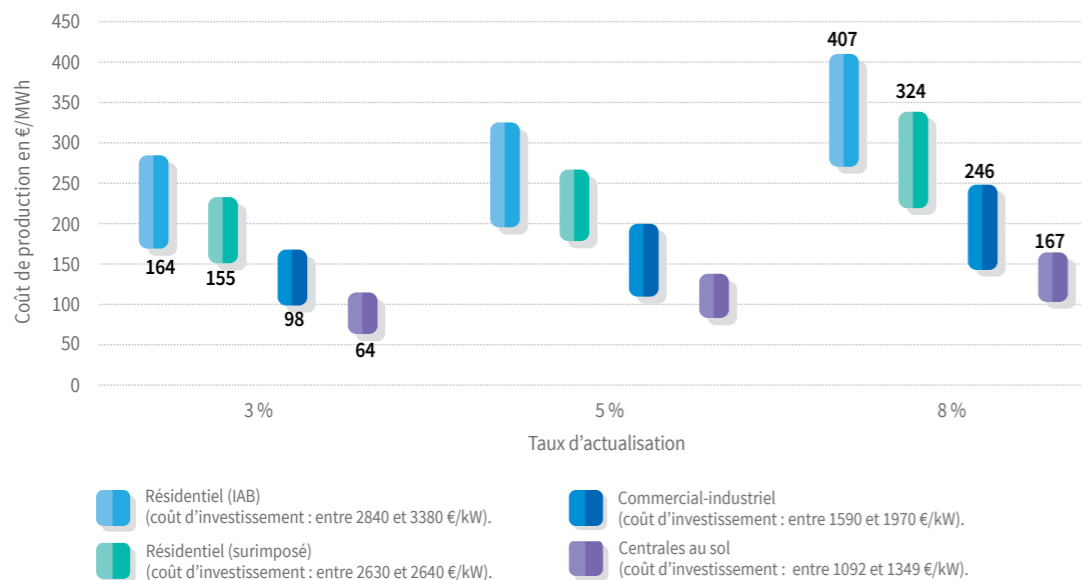
Le photovoltaïque

En France, la capacité photovoltaïque installée a dépassé les 7 GW à la fin juin 2016. La capacité photovoltaïque installée au niveau mondial était de 252 GW fin 2015¹⁹, dont environ 43 GW de capacité installée en Chine, et plus de 96 GW en Europe (dont environ 40 GW en Allemagne)¹⁷.

Portée par des gisements non exploités conséquents, des soutiens politiques et des choix industriels forts, cette filière est en pleine croissance à l'échelle mondiale. En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de capacité installée sont compris entre 18,2 GW et 20,2 GW à l'horizon 2023¹⁸. À l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 une capacité installée de 579 GW pour 2020¹⁹, soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière photovoltaïque d'environ 21 % par an sur la période 2015-2020.

> **En France, le coût total de production du photovoltaïque (technologie silicium) des centrales au sol est estimé entre 64 €/MWh et 167 €/MWh**, le coût total de production en toiture pour le résidentiel est estimé entre 164 €/MWh et 407 €/MWh pour les installations intégrées au bâtiment (IAB) et entre 155 €/MWh et 324 €/MWh pour les installations surimposées, et le coût total de production en toiture pour les secteurs commercial et industriel est estimé entre 98 €/MWh et 246 €/MWh. Cette plage de variation s'explique notamment par le type de technologie considérée, la ressource du site et le productible au nord et au sud de la France, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production du photovoltaïque en France



Caractéristiques techniques						
Périmètre	France Nord					
Segment	Résidentiel		Commercial - Industriel		Centrales au sol	
Puissance unitaire installée (kWc)	0 - 3		36 - 100		> 250	
Pose	IAB	Surimposé	ISB	Surimposé	sans tracker	avec tracker
Terme	2015					
Durée de fonctionnement (années)	25					
Productivité (kWh/kWc)	950				1045	
Coûts						
Investissement (€/kW)	2840 - 3380	2630 - 2640	1660 - 1970	1590 - 1600	1092 - 1349	1324
dont coût de raccordement selon la configuration (€)	forfaitaire : 1500 - 3000		sur devis			
dont quote-part régionale RPT* et RPD** (€/kW)	-				0 - 69,85	
Exploitation fixe (€/kW/an)	66,2 - 70		46,32 - 49,2		26,2 - 32,4	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation						
3%	241 - 278	229 - 233	149 - 171	145 - 149	100 - 116	105 - 108
5%	282 - 326	266 - 271	173 - 199	168 - 171	116 - 135	122 - 125
8%	350 - 407	329 - 334	212 - 246	206 - 210	142 - 167	151 - 154
10%	(399 - 466)	(375 - 380)	(241 - 280)	(233 - 237)	(161 - 191)	(172 - 175)

Caractéristiques techniques						
Périmètre	France Sud					
Segment	Résidentiel		Commercial - Industriel		Centrales au sol	
Puissance unitaire installée (kWc)	0 - 3		36 - 100		> 250	
Pose	IAB	Surimposé	ISB	Surimposé	sans tracker	avec tracker
Terme	2015					
Durée de fonctionnement (années)	25					
Productivité (kWh/kWc)	1400				1540	
Coûts						
Investissement (€/kW)	2840 - 3380	2630 - 2640	1660 - 1970	1590 - 1600	1092 - 1349	1324
dont coût de raccordement selon la configuration (€)	forfaitaire : 1500 - 3000		sur devis			
dont quote-part régionale RPT* et RPD** (€/kW)	-				0 - 69,85	
Exploitation fixe (€/kW/an)	66,2 - 70		46,32 - 49,2		26,2 - 32,4	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation						
3%	164 - 189	155 - 158	101 - 116	98 - 101	64 - 78	71 - 74
5%	191 - 221	181 - 184	117 - 135	114 - 116	74 - 92	83 - 85
8%	237 - 276	223 - 227	144 - 167	139 - 142	92 - 113	102 - 105
10%	(271 - 316)	(254 - 258)	(164 - 190)	(158 - 161)	(105 - 129)	(116 - 119)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Les coûts d'investissements dans les centrales au sol photovoltaïques ont été divisés par 6 entre 2007 et 2014. Cette baisse est principalement due à la baisse du coût de production des modules.

de production des équipements et l'augmentation des rendements des modules²⁵.

Le potentiel d'innovation reste très important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière, les coûts devraient continuer à baisser d'environ 35 % à l'horizon 2025 grâce, notamment, à l'amélioration des processus

Le bas de la fourchette des CAPEX d'une installation PV intégrée au bâtiment (IAB) correspond aux bâtiments neufs et plus particulièrement aux grandes toitures commerciales et industrielles, où l'IAB présente des coûts similaires à une installation PV surimposée, en raison du coût évité des éléments de couverture conventionnels remplacés par les modules.

* RPT pour Réseau Public de Transport.
** RPD pour Réseau Public de Distribution.

²⁵ ADEME (2015), étude technico-économique filière photovoltaïque française : bilan, perspectives et stratégie.

²⁴ Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (août 2016), tableau de bord : solaire photovoltaïque, deuxième trimestre 2016.

Le solaire thermodynamique

En France, il n'y a pas de centrales solaires thermodynamiques, à l'exception de démonstrateurs ayant pour objet la constitution d'une vitrine pour l'exportation de technologies (exemples avec les projets tests de grand four solaire d'Odeillo (1969) et la centrale Themis (1983)). La capacité solaire thermodynamique installée au niveau mondial était de 6 GW fin 2015¹⁹.

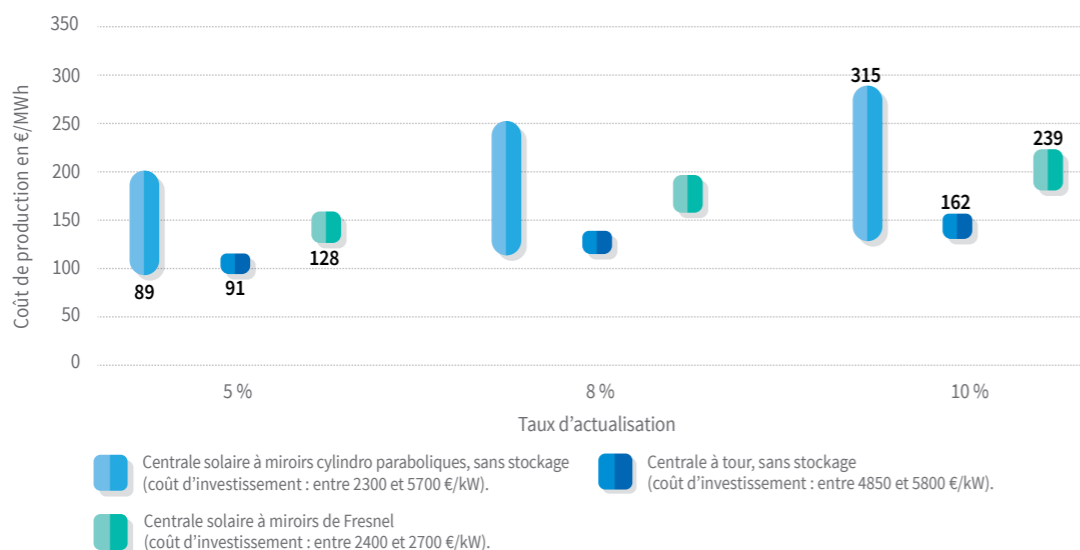
La filière thermodynamique produit de l'électricité en concentrant le rayonnement solaire à l'aide de miroirs ou de réflecteurs, permettant de chauffer un fluide caloporteur. Les centrales à miroirs cylindro-paraboliques, concentrent le flux solaire sur des tubes récepteurs horizontaux. Les centrales à tour sont entourées d'un champ d'héliostats (suivant la course du soleil) qui concentrent les rayons au sommet d'une tour fixe. Quant aux centrales à miroirs de Fresnel, elles utilisent des miroirs plans pour concentrer le flux solaire sur un tube, récepteur fixe.

Cette filière est dans une phase de croissance relative à l'international car le solaire thermodynamique nécessite d'avoir un fort ensoleillement direct, une surface au sol importante, et souffre de la concurrence

du photovoltaïque dont les coûts ont fortement baissé ces dernières années.

> **En France, faute d'un ensoleillement direct suffisamment important toute l'année²⁷, il n'y a pas d'objectif de développement fixé par la PPE.** Néanmoins, la mise en service d'une nouvelle centrale à concentration (eLlo) est prévue fin 2017 pour une puissance totale installée de 9 MW²⁸. A l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 une capacité installée de 13 GW pour 2020¹⁹ soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière solaire thermodynamique d'environ 17% par an de 2015 à 2020. **À l'international, le coût total de production du solaire thermodynamique est estimé entre 89 €/MWh et 315 €/MWh.** Cette plage de variation s'explique notamment par le type de technologie considérée – centrale solaire à miroirs cylindro-paraboliques, à tour ou à miroirs de Fresnel – et leur coût d'investissement, le contexte local (le pays, la ressource du site et le productible), et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production du solaire thermodynamique à l'international



²⁷ Observ'ER (2015), le Baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France, filière solaire thermodynamique.
²⁸ SunCNIM (2015), la première centrale solaire commerciale en France : ELLO.

Le solaire thermodynamique est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à très grande échelle. Le potentiel d'innovation reste important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière, les coûts d'investissement devraient baisser d'environ 20 à 45% à l'horizon 2025²⁹, notamment grâce à la baisse des coûts de fabrication des miroirs et à l'amélioration des performances techniques des centrales.

Comme illustré dans le tableau précédent, l'intérêt de cette technologie est de pouvoir intégrer facilement un stockage de chaleur (en amont de la production d'électricité) et ainsi de pouvoir produire de l'électricité en dehors des périodes d'ensoleillement à partir de cette chaleur stockée. Cela permet ainsi de concurrencer des systèmes photovoltaïques avec stockage électrochimique d'électricité, le stockage de chaleur étant plus simple et robuste.

Caractéristiques techniques						
Périmètre	International					
Terme	2014					
Type	Centrale solaire à miroirs cylindro paraboliques		Centrale à tour		Centrale solaire à miroirs de Fresnel	
	Pas de stockage	3 à 9 heures de stockage	0 à 7,5 heures de stockage	12 à 15 heures de stockage	Pas de stockage	
Puissance (MW)	10 - 300		10 - 380		30 - 125	
Durée de fonctionnement (années)	25		25		25	
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	2200	3850	3050	5800	2250	
Coûts						
Investissement (€/kW)	2300 - 5700	5500 - 9000	4850 - 5800	6900 - 10000	2400 - 2700	
Exploitation variable (€/MWh)	15 - 30		15 - 30		15 - 30	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation						
	3 %	(75 - 179)	(97 - 164)	(106 - 139)	(83 - 129)	(76 - 99)
	5 %	89 - 214	116 - 196	128 - 165	99 - 152	91 - 115
	8 %	113 - 273	149 - 249	164 - 208	126 - 192	115 - 142
	10 %	130 - 315	172 - 288	190 - 239	146 - 220	133 - 162

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

²⁹ IRENA (2015), Renewable Power Generation Costs in 2014.

La géothermie

En France, la capacité de la filière géothermie pour la production d'électricité installée est de 17 MW à la fin 2015³⁰. La capacité géothermique installée au niveau mondial était de 12,6 GW fin 2015³¹ dont environ 3 GW en Amérique du Nord et 3 GW aux Philippines et en Indonésie.

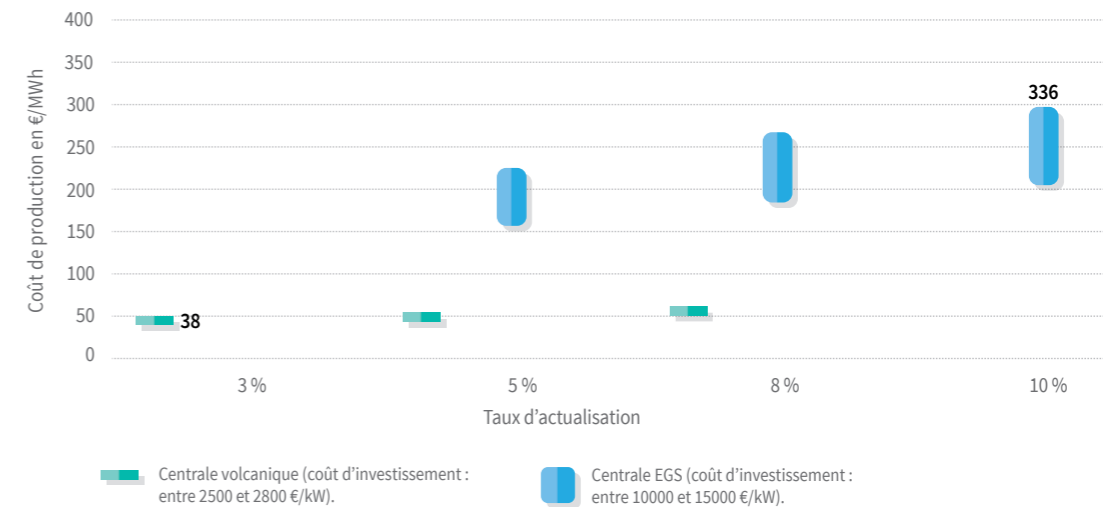
Il existe deux types de géothermie : la géothermie volcanique – la plus répandue, qui valorise directement la chaleur géothermale pour produire de l'électricité – et la géothermie EGS (Enhanced Geothermal System ou Systèmes Géothermiques Stimulés en français), filière émergente qui, du fait de températures moins élevées, nécessite le passage par un fluide intermédiaire (technologie ORC³²).

Les gisements à l'échelle mondiale sont localisés principalement dans les zones volcaniques ou tectoniquement actives. Le potentiel de croissance se situe principalement en Amérique Latine, en Afrique de l'est et en Asie du sud-est. En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de capacité installée sont de 53 MW à l'horizon 2023¹⁸, principalement dans les DOM (Martinique et Guadeloupe) pour la géothermie volcanique et en métropole pour la géothermie EGS.

A l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 une capacité installée de 21,5 GW pour 2020¹⁹, soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière géothermique d'environ 10 % par an sur la période 2015 à 2020.

> Le prix de production de l'électricité géothermique conventionnelle, c'est-à-dire de type volcanique, se situe au plan international entre 38 €/MWh et 62 €/MWh pour des centrales standard de 20 à 50 MW d'accès relativement facile. En France, le coût de production de l'électricité de la centrale de Bouillante en Guadeloupe, seule unité en fonctionnement de type volcanique sur le territoire national, se situe plutôt aux alentours de 100 €/MWh ; soit un coût plus élevé que les coûts standard en raison de sa taille (10 MW) et du fait de l'insularité. Pour la géothermie EGS, le coût de production de l'électricité pour des installations type comme celles qui seront bientôt réalisées en France, varie de 173 €/MWh à 336 €/MWh. La plage de variation s'explique par l'accessibilité de la ressource (profondeur de forage et température de la ressource) et le coût d'investissement (notamment la technologie de conversion thermoélectrique ORC plus chère que cycle vapeur), et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-contre*).

Coûts de production de la géothermie à l'international



Le potentiel d'innovation existe sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets, principalement pour la géothermie EGS, filière émergente. Les coûts devraient

donc sensiblement baisser dans les prochaines années pour la géothermie EGS et rester relativement stables pour la géothermie volcanique.

Caractéristiques techniques		
Périmètre	International	
Terme	2014	
Type	Centrale EGS	Centrale volcanique
Puissance (MW)	3 - 30	20 - 50
Durée de fonctionnement (années)	25	
Temps de fonctionnement annuel (h)	7000	
Coûts		
Investissement (€/kW)	10000 - 15000	2500 - 2800
Exploitation fixe (€/kW/an)	500-700	125 - 175
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	(153 - 223)	38 - 48
5 %	173 - 252	43 - 53
8 %	205 - 301	51 - 62
10 %	229 - 336	(57 - 69)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

³⁰ Observ'ER (2015), le Baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France.

³¹ Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report.

³² Désigne des centrales utilisant le principe du cycle de Rankine à fluide organique (Organic Rankine Cycle), qui permettent notamment de valoriser des ressources de moindre température ou dont le fluide a des caractéristiques spécifiques (comme un point d'ébullition inférieur à 100 °C par exemple).



Coûts de production pour la production de chaleur

> Chez le particulier

La biomasse

Première source d'énergie renouvelable consommée en France, le chauffage domestique au bois doit fortement contribuer aux objectifs climatiques et énergétiques du pays avec l'objectif, notamment, de porter à 9 millions le nombre de logements chauffés au bois d'ici 2020, à consommation constante, soit 7,4 Mtep. **En France, les objectifs de développement de la PPE sont compris entre 13 Mtep et 14 Mtep à l'horizon 2023 pour l'ensemble des secteurs (particuliers, collectif, tertiaire et industrie)**¹⁸.

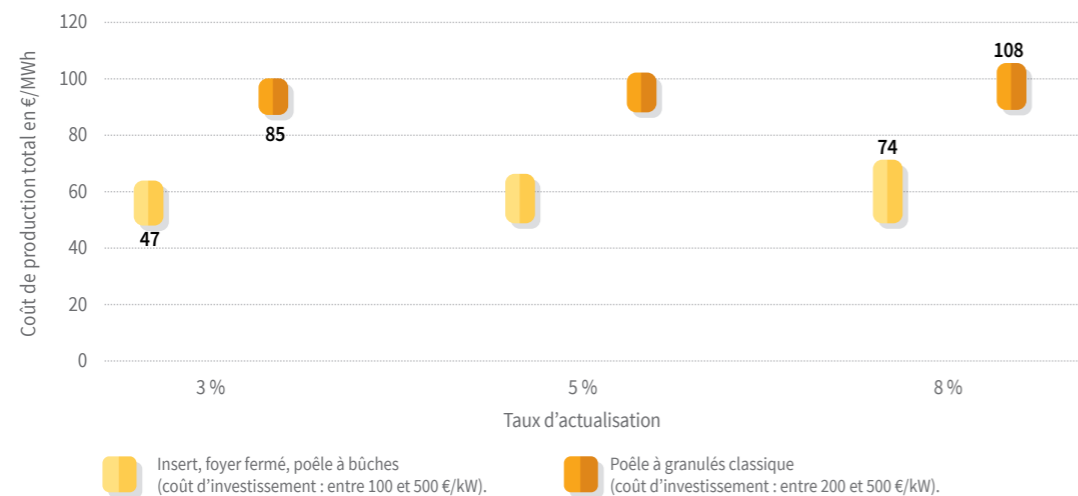
Le bois est un mode de chauffage qui séduit de plus en plus de particuliers : 7,4 millions de ménages français se chauffent aujourd'hui au bois, contre 5,9 millions en 1999. La consommation en bois bûches est, quant à elle, restée stable, grâce notamment à l'amélioration des performances énergétiques des appareils mis sur le marché. Le parc domestique de chauffage au bois doit néanmoins poursuivre son

renouvellement, les appareils anciens (antérieurs à 2002) et les foyers ouverts, peu efficaces et polluants, étant encore très présents.

■ Appareils indépendants

> En France, le coût total de production de la filière biomasse pour le chauffage au bois domestique avec des appareils indépendants est estimé entre 47 €/MWh et 74 €/MWh pour les inserts, les foyers fermés et les poêles à bûches, et entre 85 €/MWh et 108 €/MWh pour les poêles à granulés classiques. Cette plage de variation s'explique notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes des coûts d'exploitation et des coûts d'investissement (*l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-contre*).

> Coûts de production du chauffage au bois domestique (appareils indépendants) en France



Caractéristiques techniques	
Périmètre	France
Terme	2014
Type	Appareils indépendants
Puissance installée (MW) et type	Insert, foyer fermé, poêle à bûches 10 kW Poêle à granulés classique 10 kW
Rendement	75 % 85 %
Durée de fonctionnement (années)	15
Temps de fonctionnement annuel (h)	2250
Coûts	
Investissement (€/kW)	100 - 500 200 - 500
Exploitation fixe (€/kW/an)	5 - 15
Coût du combustible* (€/MWh)	41 75
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation	
3 %	47 - 66 85 - 100
5 %	48 - 69 86 - 103
8 %	48 - 74 88 - 108
10 %	(49 - 77) (89 - 111)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

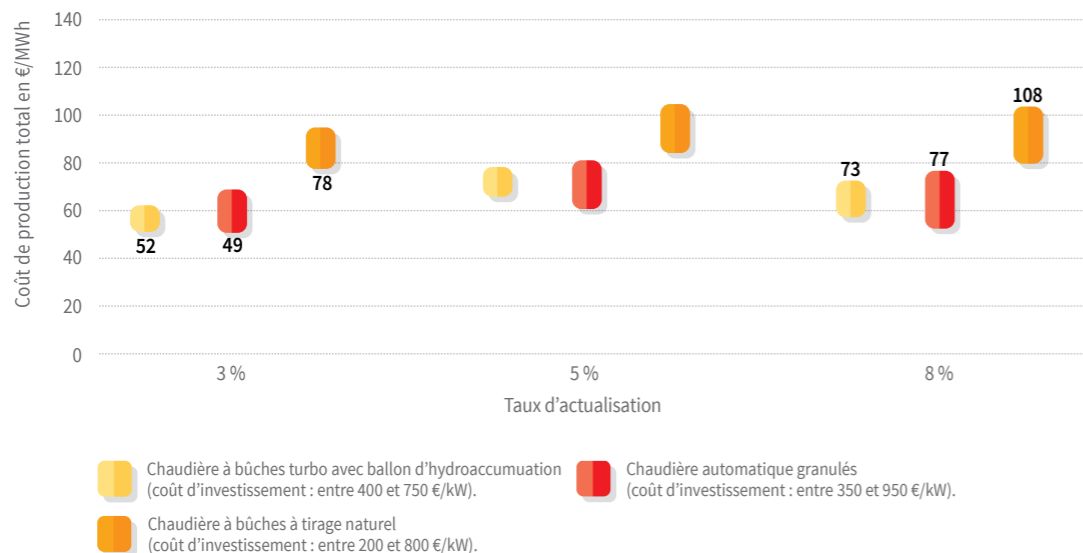
■ Chauffage central

> En France, le coût total de production de la filière biomasse pour le chauffage au bois domestique avec un chauffage central est estimé entre 49 €/MWh et 77 €/MWh pour les chaudières à bûches à tirage naturel, entre 52 €/MWh et 73 €/MWh pour les chaudières à bûches turbo avec ballon d'hydroaccumulation, et entre 78 €/MWh et 108 €/MWh pour les chaudières automatiques à granulés. Cette plage de variation

s'explique notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes des coûts d'exploitation et des coûts d'investissement (*l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-après*).

* Correspond au coût de la chaleur en sortie « appareil indépendant », c'est-à-dire : bûche de 33 cm et granulés en sac / rendement appareil intégré.

▼ Coûts de production du chauffage au bois domestique (chauffage central) en France



Caractéristiques techniques			
Périmètre	France		
Terme	2014		
Type	Appareils de chauffage central		
Puissance installée (MW) et type	Chaudière à bûches turbo avec ballon d'hydroaccumulation	Chaudière à bûches à tirage naturel 20 kW	Chaudière automatique granulés 20 kW
Rendement	85 %	80 %	90 %
Durée de fonctionnement (années)	20		
Temps de fonctionnement annuel (h)	2600		
Coûts			
Investissement (€/kW)	400 - 750	200 - 800	350 - 950
Exploitation fixe (€/kW/an)	15 - 20		
Coût du combustible* (€/MWh)	36	38	63
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
3 %	52 - 63	49 - 66	78 - 95
5 %	54 - 67	50 - 70	80 - 100
8 %	57 - 73	52 - 77	82 - 108
10 %	(60 - 78)	(53 - 82)	(85 - 114)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

* Bûche de 50 cm et granulés en vrac / rendement chaudière intégré.

Le solaire thermique individuel

En France, la superficie de capteurs solaires thermiques installée a dépassé les 2,9 millions de mètres carrés en 2015, pour une production estimée à 159 ktep³³ (la superficie installée au niveau mondial était de 622 millions de mètres carrés³⁴ pour une production de 29 Mtep³⁵ en 2015).

Cette filière est dans une phase de croissance en Europe et dans le monde et des gisements très importants, sont encore inexploités.

En France, les objectifs de développement de la PPE sont compris entre 270 ktep et 400 ktep à l'horizon 2023 (entre 90 ktep et 120 ktep pour le solaire thermique individuel, et entre 180 ktep et 380 ktep pour le solaire thermique collectif, tertiaire et industriel)³⁸. A l'échelle européenne, l'ESTIF prévoyait en 2015 une capacité installée de 97 millions de mètres carrés pour 2020 (contre 47 millions de mètres carrés en 2015)³⁶, soit

un taux de croissance moyen prévu pour la filière solaire thermique d'environ 16 % par an sur la période 2015 à 2020.

► En France, le coût total de production de la filière solaire thermique est estimé entre 156 €/MWh et 451 €/MWh pour les chauffe-eau solaires individuels (CESI), et entre 191 €/MWh et 420 €/MWh pour les systèmes solaires combinés (SSC), pour le nord et le sud de la France. Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement des différentes technologies – CESI ou SSC –, la ressource du site et le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes de la zone d'installation et des coûts d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

▼ Coûts de production du solaire thermique (particulier) en France



³³ Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (2015), Chiffres clés des énergies.

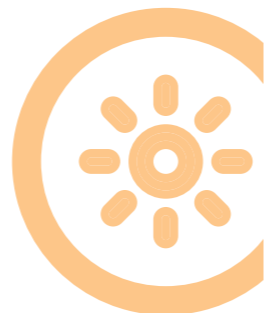
³⁴ REN21 (2016), Renewable 2015, Global Status Report.

³⁵ AIE (2016), Solar Heating and Cooling programme, Solar Heat Worldwide, Markets and Contribution to the Energy Supply 2014.

³⁶ ESTIF (2016), Solar thermal markets in Europe, Trends and Market Statistics 2015, Summary : 67,9 GW et 33 GW de capacité installée ; taux de conversion : 0,7 kW/m².

Le solaire thermique est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à très grande échelle. Le potentiel d'innovation existe sur certains segments de la chaîne de valeur des projets.

Avec le développement de la filière, et notamment grâce à l'augmentation des capacités installées, les coûts devraient baisser d'environ 30 % à l'horizon 2025³⁷.



Hypothèses		
Caractéristiques techniques		
Périmètre	France Nord	
Type	CESI*	SSC**
Terme	2016	2014
Puissance unitaire installée (m ²)	4 - 5	12
Durée de fonctionnement (années)	20	
Productivité (kWh/m ² /an)	300	300
Coûts		
Investissement (€/m ²)	940 - 1180	1160
Exploitation fixe (€/m ² /an)	15	8
Résultats		
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	261 - 314	287
5 %	301 - 366	337
8 %	369 - 451	420
10 %	(418 - 512)	(481)

Hypothèses		
Caractéristiques techniques		
Périmètre	France Sud	
Type	CESI*	SSC**
Terme	2016	2014
Puissance unitaire installée (m ²)	4 - 5	12
Durée de fonctionnement (années)	20	
Productivité (kWh/m ² /an)	500	450
Coûts		
Investissement (€/m ²)	940 - 1180	1160
Exploitation fixe (€/m ² /an)	15	8
Résultats		
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	156 - 189	191
5 %	181 - 219	225
8 %	221 - 270	280
10 %	(251 - 307)	(321)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Les pompes à chaleur individuelles

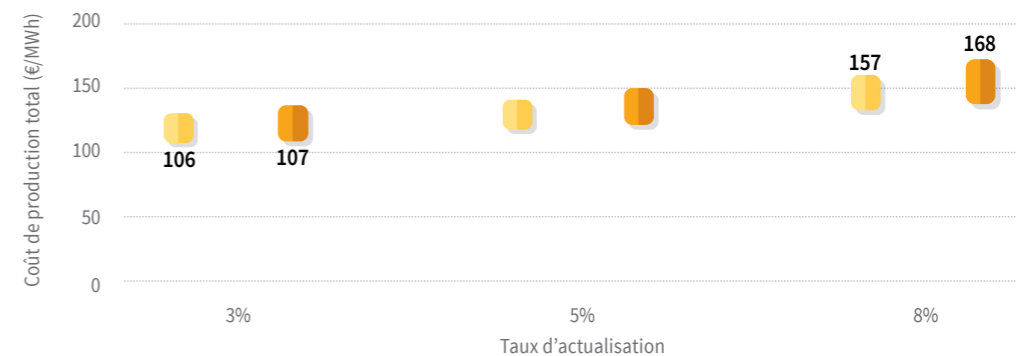
En France, la production des pompes à chaleur (PAC) individuelles a dépassé les 1,7 Mtep en 2015³⁸ (la production au niveau européen était de 8 Mtep en 2014)³⁹.

de croissance moyen prévu pour la filière pompes à chaleur d'environ 8 % par an sur la période 2014 à 2020.

> **En France, le coût total de production de la filière pompes à chaleur individuelles est estimé entre 106 €/MWh et 157 €/MWh pour les PAC aérothermique (air/eau), et entre 107 €/MWh et 168 €/MWh pour les PAC géothermiques (eau/eau).** Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement des différentes technologies, la ressource du site et le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-après*).

Cette filière est dans une phase de croissance en France (notamment en raison des nouvelles réglementations thermiques) et dans le monde et des gisements très importants, sont encore inexploités. En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de production sont compris entre 2,3 Mtep et 2,6 Mtep à l'horizon 2023 pour l'ensemble des pompes à chaleur (individuelles et collectives)¹⁸. À l'échelle européenne, EurObserv'ER prévoyait en 2015 une production de 12,7 Mtep pour 2020, soit un taux

Coûts de production des pompes à chaleur individuelles en France



■ Pompes à chaleur air/eau (coût d'investissement : entre 1100 et 1400 €/kW)
 ■ Pompes à chaleur eau/eau avec capteurs enterrés horizontaux (coût d'investissement : entre 1200 et 1600 €/kW)

La filière des pompes à chaleur individuelles est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à très grande échelle. Le potentiel d'innovation existe sur certains segments de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière et la recherche industrielle pour augmenter les performances énergétiques, les coûts devraient baisser.

* CESI = Chauffe-Eau Solaire Individuel.

** Le marché des SSC (Systèmes Solaires Combinés) devient confidentiel avec moins de 10 000 m² vendus en 2014.

³⁷ | Care & Consult (2016), États généraux de la chaleur solaire 2016.

³⁸ AFPAC, Fiche Poids de la filière PAC en France en 2015.

³⁹ EurObserv'ER (2015), Baromètre pompes à chaleur.

Caractéristiques techniques			
Hypothèses	Périmètre	France	
	Terme	2014	
	Type d'installation	air/eau eau/eau	
	Puissance (kW)	7 - 12	
	Durée de fonctionnement (années)	17	
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)			
1500			
Coûts			
Hypothèses	Investissement (€/kW)	1100 - 1400	1200 - 1600
	Exploitation fixe (€/kW/an)	40	40
	Exploitation variable* (€/MWh)	24 - 28	20 - 24
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
Résultats	3 %	106 - 126	107 - 132
	5 %	116 - 137	118 - 145
	8 %	131 - 157	134 - 168
	10 %	(142 - 171)	(146 - 184)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

> Dans le collectif et les secteurs tertiaire et industriel

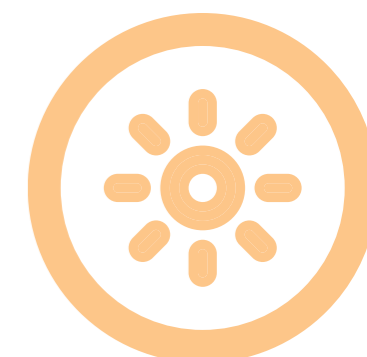
La biomasse collective avec ou sans réseau de chaleur

Aujourd'hui, en France, plus de 5 000 chaufferies biomasse sont en fonctionnement ou en cours de réalisation dans le secteur collectif ou industriel, pour une production de chaleur de plus de 16 000 GWh/an. Parmi ces installations, le secteur collectif représente environ 4 000 chaufferies pour une production d'environ 6 500 GWh/an (560 ktep/an).

La filière biomasse s'est fortement développée dans le cadre des programmes bois énergie, pilotés par l'ADEME depuis 1995 avec une accélération depuis 2009 suite à la mise en place du Fonds Chaleur. La mise en œuvre des chaufferies biomasse notamment collectives doit permettre de répondre aux objectifs ambitieux de la loi de transition énergétique. Le Fonds Chaleur a eu un fort effet de levier, entre 2009 et 2015 : il a permis la mise en œuvre d'environ 700 installations biomasse pour une production de chaleur d'environ 14 000 GWh/an (1,23 millions de tep/an). Dans le secteur collectif, le Fonds Chaleur a permis le financement d'environ 480 installations

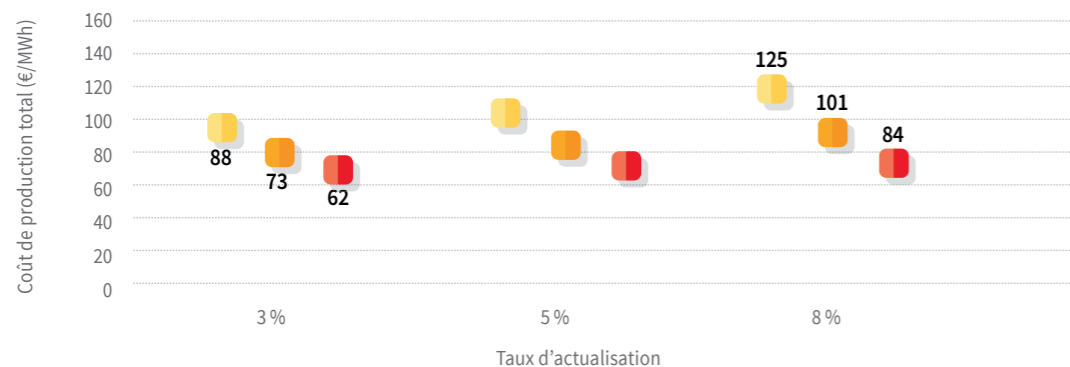
biomasse pour une production de plus de 5 600 GWh/an (484 ktep/an). Environ 60 % de ces installations alimentent des réseaux de chaleur.

> En France, le coût total de production de la filière biomasse collective, avec ou sans réseau de chaleur, est estimé entre 62 €/MWh et 84 €/MWh pour les chaufferies de puissance supérieure à 3 MW, entre 73 €/MWh et 101 €/MWh pour celles ayant une puissance comprise entre 1 MW et 3 MW, et entre 88 €/MWh et 125 €/MWh pour les chaufferies de puissance inférieure à 1 MW. Cette plage de variation s'explique notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes de la puissance installée et des coûts d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).



* Les coûts d'exploitation incluent notamment les consommations d'électricité, en prenant en compte des facteurs de performance saisonniers différents : compris entre 2,5 et 3 pour la PAC aérothermique (air/eau) et entre 3,3 et 3,8 pour la PAC géothermique (eau/eau).

▼ Coûts de production des chaufferies collectives avec ou sans réseau en France



- Chaufferie avec ou sans réseau (puissance < 1 MW) (coût d'investissement : entre 1100 et 1330 €/kW)
- Chaufferie avec ou sans réseau (puissance > 3 MW) (coût d'investissement : entre 610 et 1070 €/kW)
- Chaufferie avec ou sans réseau (1 MW < puissance < 3 MW) (coût d'investissement : entre 940 et 1290 €/kW)

Les chaudières biomasse sont des technologies maîtrisées qui sont déjà déployées à grande échelle. Des possibilités d'innovations existent néanmoins sur le volet environnemental et énergétique (développement à plus grande échelle de la condensation, nouveaux systèmes de filtration,

technologie de gazéification, etc.). La filière biomasse est mature mais toujours en développement. Le suivi régulier de la qualité des installations dans le temps reste un enjeu important en particulier pour l'optimisation économique des projets (coûts de production).

Il s'agit ici d'installation de production de chaleur uniquement.

Caractéristiques techniques	
Périmètre	France
Terme	2014
Type	Chaufferie avec ou sans réseau
Puissance (MW)	<1 1 - 3 > 3
Rendement	85 % (chaufferie) et 95 % (réseau) soit 80 % au global
Durée de fonctionnement (années)	20
Temps de fonctionnement annuel (h)	2000 3000 4000
Coûts	
Investissement (€/kW)	1100 - 1330* 940 - 1290* 610 - 1070*
Exploitation variable (€/MWh)	17,5 - 23*
Coût du combustible** (€/MWh)	34
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation	
3 %	88 - 102 73 - 86 62 - 75
5 %	96 - 110 77 - 92 64 - 78
8 %	108 - 125 83 - 101 67 - 84
10 %	(116 - 135) (88 - 108) (69 - 88)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent.

* Fourchette haute avec réseau de chaleur.
 ** Correspond au coût de la chaleur en sortie chaudière, c'est-à-dire [Combustible biomasse (plaquettes forestières à 24 €/MWh PCI) + combustible d'appoint (gaz naturel à 40 €/MWh PCI)] / (rendement chaufferie + réseau).

La biomasse industrielle

En France, le développement des installations biomasse industrielles s'est fortement accéléré à partir de 2009 avec la mise en place du Fonds Chaleur et d'un appel à projets spécifique. Le dispositif a permis de soutenir 120 installations réalisées ou en cours depuis 2009. Aujourd'hui, avec 66 installations supérieures à 1000 tep/an en fonctionnement, la production thermique annuelle à partir de biomasse est supérieure à 330 000 tep. Elle devrait atteindre 500 000 tep en 2018 avec la réalisation des projets en cours.

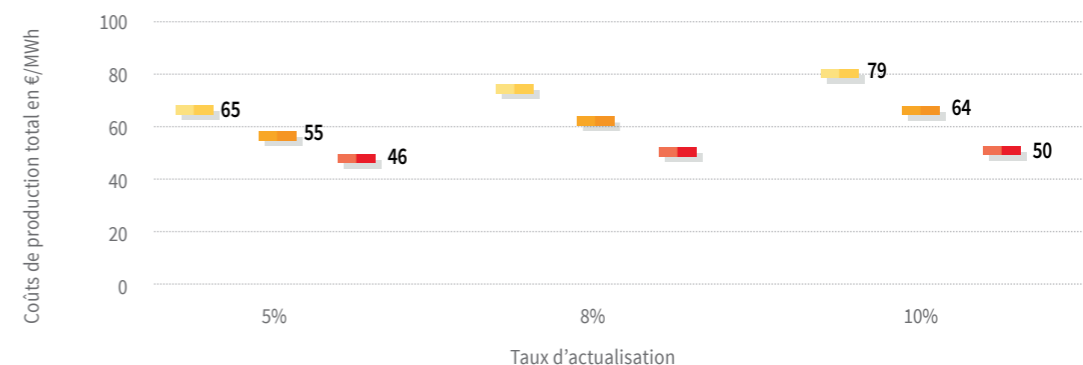
Entre 100 et 1 000 tep/an, les applications sont principalement en eau chaude notamment pour le chauffage des locaux. Au-dessus de 1000 tep/an, les applications sont principalement en vapeur en lien avec des process.

> En France, le coût total de production de la filière biomasse industrielle est estimé entre 46 €/MWh et 50 €/MWh pour celles ayant une puissance supérieure à 3 MW, entre 55 €/MWh et 64 €/MWh pour celles ayant une puissance comprise entre 1 MW et 3 MW, et entre 65 €/MWh et 79 €/MWh pour les chaufferies ayant une puissance inférieure à 1 MW. Cette plage de variation s'explique notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

Les secteurs d'activité concernés sont variés. Le secteur le mieux représenté est l'agroalimentaire avec 47 projets (dont 20 laiteries) et une production énergétique à partir de biomasse supérieure à 250 000 tep/an suivi par le secteur du papier carton (200 000 tep/an) et l'industrie du bois et de la granulation (80 000 tep/an).

Le dispositif a été élargi (depuis fin 2016) à l'ensemble des entreprises à partir de 100 tep/an.

▼ Coûts de production des chaufferies industrielles en France



- Chaufferie industrielle (puissance < 1 MW) (coût d'investissement : 1100 €/kW)
- Chaufferie industrielle (1 MW < puissance < 3 MW) (coût d'investissement : 940 €/kW)
- Chaufferie industrielle (puissance > 3 MW) (coût d'investissement : 610 €/kW)

Il s'agit d'installation de production de chaleur uniquement.

Hypothèses		Caractéristiques techniques			
Périmètre		France			
Terme		2014			
Type		Chaufferie industrielle			
Puissance (MW)		<1	1 - 3	> 3	
Rendement		85 %			
Durée de fonctionnement (années)		20			
Temps de fonctionnement annuel (h)		3000	4000	5000	
Hypothèses		Coûts			
Investissement (€/kW)		1100	940	610	
Exploitation variable (€/MWh)		7			
Coût du combustible* (€/MWh)		29			
Résultats		Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
		3 %	(61)	(52)	(44)
		5 %	65	55	46
		8 %	73	60	48
		10 %	79	64	50

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

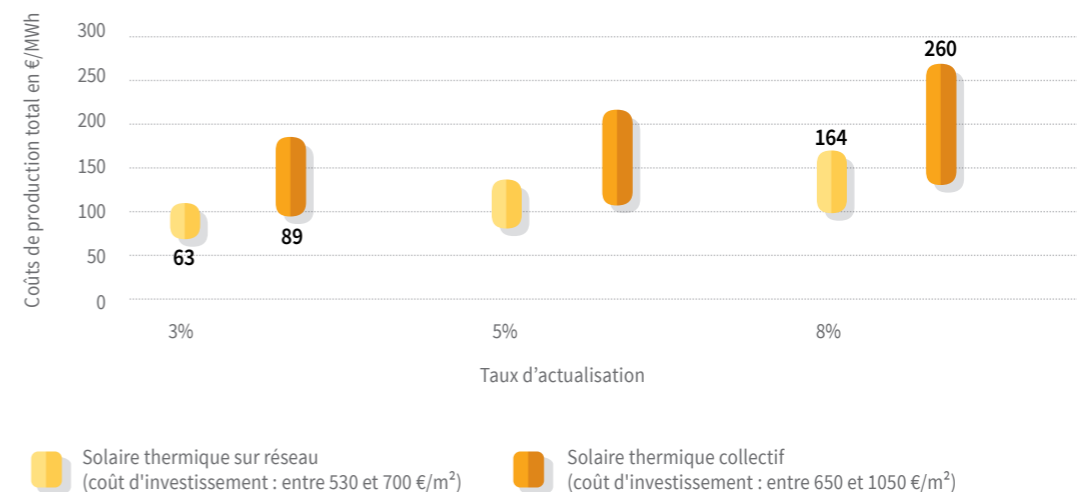
Le solaire thermique en résidentiel collectif ou sur réseau

Si le solaire thermique pour bâtiment collectif s'est bien développé en France grâce au soutien du Fonds Chaleur depuis 2009 (70 200 m² de solaire thermique collectif installé en 2014⁴¹), il existe à ce jour très peu d'installations de taille industrielle pour alimenter, par exemple, des réseaux de chaleur. Ce type d'installation est toutefois déployée assez massivement dans d'autres pays (notamment au nord de l'Europe).

Depuis 2012, le marché du solaire thermique est en décroissance en France, principalement en raison de la compétition avec les autres énergies et technologies, et également en partie à cause de la dérogation sur le seuil de consommation sur les cinq usages réglementaires accordés au collectif pour les bâtiments neufs.

> En France, le coût total de production du solaire thermique dans les secteurs tertiaire et industriel est estimé entre 63 €/MWh et 164 €/MWh pour le solaire thermique sur réseau de chaleur (STR) et entre 89 €/MWh et 260 €/MWh pour le solaire thermique collectif (STC). Cette plage de variation s'explique notamment par le type de technologie considérée (STC, STR) et leur coût d'investissement, la ressource du site et le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes de la zone d'installation et des coûts d'exploitation. Pour le solaire thermique collectif, ce sont les coûts d'investissement variables (entre 650 €/m² et 1 050 €/m²) qui sont les paramètres les plus influents expliquant cette plus importante variation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

Coûts de production du solaire thermique (tertiaire et industriel) en France



⁴¹ Observ'ER (2015), étude du marché des installations solaires thermiques collectives.

* Correspond au coût de la chaleur en sortie chaudière, c'est-à-dire : [Combustible biomasse (plaquettes forestières à 24 €/MWh PCI) + combustible d'appoint (gaz naturel à 30 €/MWh PCI)] / rendement chaufferie.

En Europe, les projets de solaire thermique sur réseau peuvent être de taille plus importante et les coûts d'investissement plus faibles : hors TVA, ils sont alors compris entre 250⁴² et 600 €/m², cf. AIE (2016)⁴³ et Solar District Heating (2012)⁴⁴. AMORCE (2011)⁴⁵ montre l'exemple danois de Tarring : 10 000 m² de capteurs

pour une productivité de 450 kWh/m²/an sur 15 ans. Les coûts d'investissement et d'exploitation fixe sont respectivement de 258 €/m² et de 0,45 €/m²/an (soit 1 €/MWh). Dans ce contexte, les coûts de production sont donc égaux à 54, 63 et 70 €/MWh pour des taux d'actualisation respectivement de 5, 8 et 10 %.

Hypothèses	Caractéristiques techniques		
		France Nord	
	Périmètre		
	Type	STC*	ST sur réseau**
	Terme	2016	
	Puissance unitaire installée (m ²)	50	> 1000
	Durée de fonctionnement (années)	20	25
	Productivité (kWh/m ² /an)	450	450***
Résultats	Coûts		
	Investissement (€/m ²)	650 - 1050	530 - 700
	Exploitation fixe (€/m ² /an)	10	4,43 - 8,1
Résultats	Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
	3 %	119 - 179	77 - 107
	5 %	138 - 209	93 - 128
	8 %	169 - 260	120 - 164
	10 %	(192 - 296)	(140 - 189)

Hypothèses	Caractéristiques techniques		
		France Sud	
	Périmètre		
	Type	STC*	ST sur réseau**
	Terme	2016	
	Puissance unitaire installée (m ²)	50	> 1000
	Durée de fonctionnement (années)	20	25
	Productivité (kWh/m ² /an)	600	550***
Résultats	Coûts		
	Investissement (€/m ²)	650 - 1050	530 - 700
	Exploitation fixe (€/m ² /an)	10	4,43 - 8,1
Résultats	Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
	3 %	89 - 134	63 - 88
	5 %	104 - 157	76 - 105
	8 %	127 - 195	98 - 134
	10 %	(144 - 222)	(114 - 155)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

* Les OPEX sont donnés par Enerplan.

** L'investissement inclut le coût d'investissement pour le réseau de chaleur. C'est une technologie émergente et les données sont issues de 3 projets aidés par le Fonds Chaleur : Balma (31 ; 500 m²), Juvignac (34 ; 400 m²), Châteaubriant (67 ; 2000 m²).

*** Pour un réseau à 90/70°C.

⁴² Valeur moyenne avec du stockage diurne, valeur minimale avec du stockage saisonnier.

⁴³ AIE SHC Task 52: Solar Thermal and Energy Economy in Urban Environments, « Technology and Demonstrators - Technical Report Subtask C - Part C1 », janvier 2016.

⁴⁴ Solar District Heating, « Market for Solar District Heating : WP2 - European Market Study Deliverable D2.3 », juillet 2012.

⁴⁵ AMORCE, « Solaire thermique & Réseaux de chaleur », octobre 2011.

Les pompes à chaleur géothermiques collectives

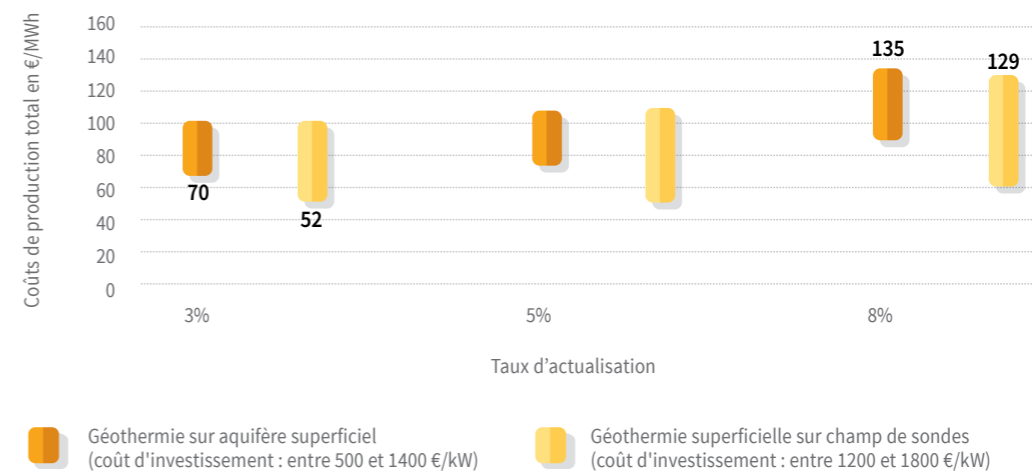
En France, la production totale des pompes à chaleur géothermiques a dépassé les 260 ktep⁴⁶ en 2014 (la production au niveau européen était de 2,3 Mtep en 2012)⁴⁷.

Cette filière est dans une phase de croissance en Europe et dans le monde et des gisements très importants, sont encore inexploités en France et à l'échelle mondiale.

En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de production sont de 600 ktep à l'horizon 2023¹⁸.

> En France, le coût total de production des pompes à chaleur géothermiques est estimé entre 52 €/MWh et 129 €/MWh pour la géothermie sur aquifère superficiel, et entre 70 €/MWh et 135 €/MWh pour la géothermie superficielle sur champs de sondes. Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement, le coût de mobilisation de la ressource (profondeur de l'aquifère ou longueur de sonde), et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-après).

Coûts de production des pompes à chaleur géothermiques en France



⁴⁶ SOeS.

⁴⁷ JRC (2015), Geothermal Energy Status Report 2014, Technology, market and economic aspects of geothermal energy in Europe.

Caractéristiques techniques		
Périmètre	France	
Terme	2014	
Type	Géothermie superficielle sur champ de sondes	Géothermie sur aquifère superficiel
Puissance (kW)	30 - 300	100 - 1000
Durée de fonctionnement (années)	20	
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	1800	
Coûts		
Investissement (€/kW)	1200 - 1800	500 - 1400
Exploitation fixe (€/kW/an)	45 - 60	60 - 90
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	70 - 101	52 - 102
5 %	78 - 114	56 - 112
8 %	93 - 135	62 - 129
10 %	(103 - 151)	(66 - 141)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

La géothermie profonde

En France, la production totale de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur a dépassé les 130 ktep en 2014 (la production au niveau mondial était de 2,1 Mtep en 2015)⁴⁸. La France est le leader européen de la production de chaleur par géothermie profonde.

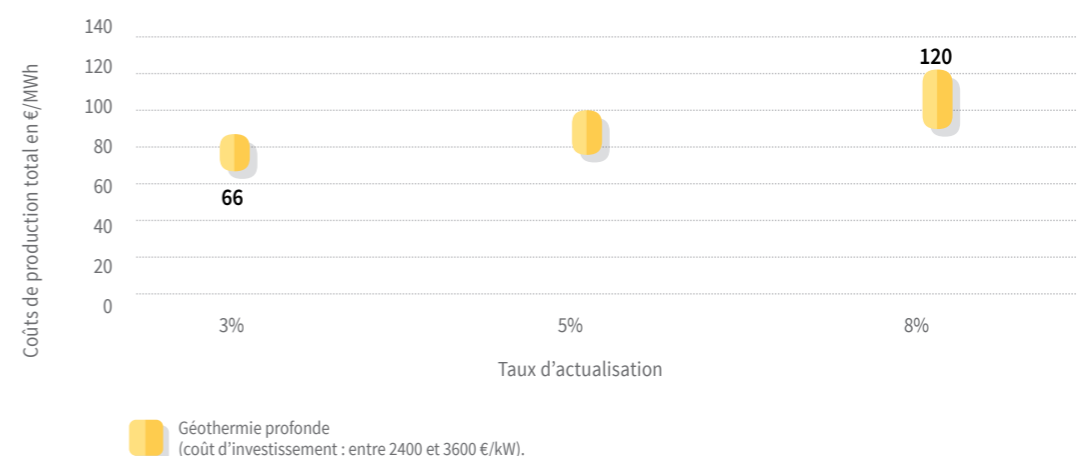
Après une première période de développement suite aux chocs pétroliers, la filière est de nouveau dans une phase de croissance en France avec un potentiel de développement important en dehors du réservoir Dogger du bassin parisien (Bassin Aquitain, Alsace...).

Les objectifs de développement de la PPE en termes de production sont de 550 ktep à l'horizon 2023¹⁸. A l'échelle mondiale, l'IPCC prévoyait en 2012 une production de 35 Mtep pour 2030⁴⁹, soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière géothermie profonde d'environ 12 % par an sur la

période 2015 à 2030 en terme de production au niveau mondial et 17 % pour la France.

> **En France, le coût total de production de la filière géothermie profonde est estimé entre 66 €/MWh et 120 €/MWh.** Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement, dépendant de l'accès à la ressource, du productible, et du coût du réseau de chaleur associé ainsi que du taux d'actualisation. Le coût des forages est fortement dépendant de l'activité pétrolière (disponibilité des machines de forages et services associés). Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes de la zone d'installation et des coûts d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-après).

Coûts de production de la géothermie profonde en île-de-France



⁴⁸ Direct Utilization of Geothermal Energy 2015 Worldwide Review.

⁴⁹ IPCC (2012), Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.

La géothermie profonde est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à grande échelle. Le potentiel d'innovation existe sur la plupart des segments de la chaîne de valeur des projets (forage subhorizontal, multi drain, optimisation de la mise en exploitation des réservoirs, matériaux (composite)...). Les coûts de production devraient donc rester relativement stables ou légèrement diminuer.

Hypothèses	
Caractéristiques techniques	
Périmètre	France - Ile de France
Terme	2014
Puissance (MW)	8 - 12
Durée de fonctionnement (années)	30
Temps de fonctionnement annuel (h)	4000
Coûts	
Investissement* (€/kW)	2400 - 3600
Exploitation fixe (€/kW/an)	140 - 160
Résultats	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation	
3 %	66 - 86
5 %	74 - 99
8 %	88 - 120
10 %	(99 - 135)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.



Coûts de production d'électricité et de chaleur par cogénération

La cogénération biomasse

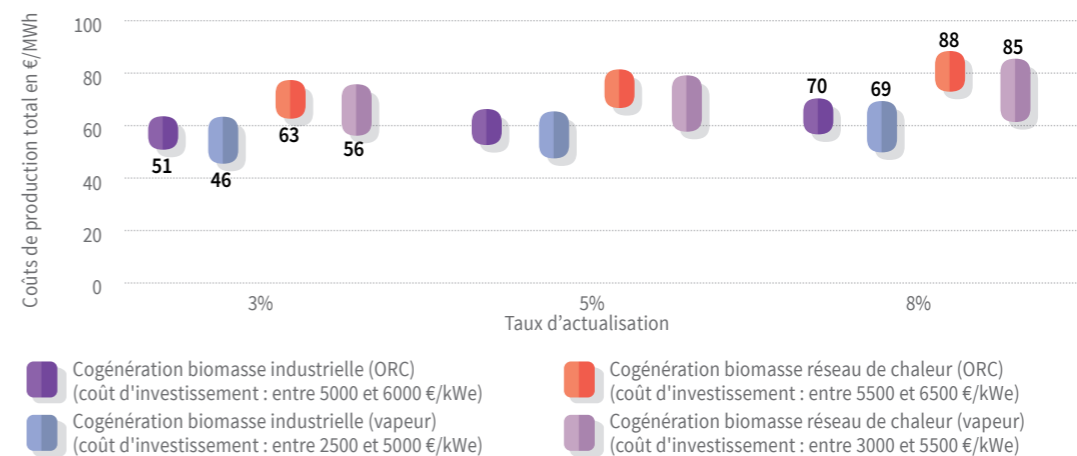
Les installations de cogénération utilisant la biomasse sur le territoire national ont été principalement soutenues par les appels d'offres successifs de la CRE et de façon plus marginale par le tarif d'achat (arrêté du 27 janvier 2011 abrogé par le décret du 28 mai 2016). Sur les 83 projets retenus (CRE1 à CRE4), une trentaine sont en fonctionnement.

Les deux principales technologies matures rencontrées sont les centrales vapeur et les centrales à Cycle Organique de Rankine (ORC). La différence entre les cycles classiques vapeur et les cycles organiques réside dans le choix du fluide de travail : un fluide organique est préféré à l'eau pour bénéficier de caractéristiques (température de vaporisation, pression, etc.) mieux adaptées aux applications visées. La technologie ORC est utilisée sur des gammes de puissance de quelques centaines de kWe à 3 MWe pour des applications eau chaude alors que la technologie vapeur touche des puissances supérieures à 3 MWe avec souvent des applications vapeur industrielles. Les installations en fonctionnement en France sont très majoritairement associées à un cycle vapeur, la puissance par installation

étant supérieure à 3 MWe. Le dernier appel d'offres CRE 5 est ouvert à des puissances plus faibles allant jusqu'à 300 kWe.

> En France, en considérant une valorisation économique de tous les MWh utiles (thermiques et électriques), le coût total de production de la filière cogénération biomasse est estimé entre 46 €/MWh et 69 €/MWh⁵⁰ pour les cogénérations biomasses industrielles (cycle vapeur), entre 51 €/MWh et 70 €/MWh pour les cogénérations biomasses industrielles (cycle ORC), entre 63 €/MWh et 88 €/MWh pour les cogénérations biomasses réseau de chaleur (cycle ORC), et entre 56 €/MWh et 85 €/MWh pour les cogénérations biomasses réseau de chaleur (cycle vapeur). Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes du coût du combustible et du coût d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

Coûts de production des cogénérations biomasses en France, rapportés à tous les MWh utiles (thermiques et électriques)



⁵⁰ Les LCOE sont rapportés à tous les MWh utiles produits, qu'ils soient thermiques ou électriques, en supposant donc que les MWh thermiques sont valorisés, conformément aux exigences européennes.

* L'investissement inclut le coût d'investissement pour le réseau de chaleur entre 10 M€ et 20 M€.

Caractéristiques techniques				
Périmètre	France			
Terme	2011			
Type	Cogénération biomasse industrielle		Cogénération biomasse réseau de chaleur	
Puissance électrique (MWe)	< 3 (ORC)	> 3 (Vapeur)	< 3 (ORC)	> 3 (Vapeur)
Rendement électrique	20 %			
Rendement global	80 %	70 %	80 %	75 %
Durée de fonctionnement (années)	20			
Temps de fonctionnement annuel (h)	7500*		5000	
Coûts				
Investissement (€/kWe)	5000 - 6000	2500 - 5000	5500 - 6500**	3000 - 5500**
Exploitation variable (€/MWh utile)	10 - 15		15 - 20	
Coût du combustible*** (€/MWh utile)	30 - 35			
Coût de production total**** (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation				
3 %	51 - 63	46 - 63	63 - 77	56 - 75
5 %	53 - 66	48 - 65	67 - 81	58 - 79
8 %	57 - 70	50 - 69	73 - 88	61 - 85
10 %	(60 - 73)	(51 - 72)	(77 - 93)	(64 - 89)

Hypothèses

Résultats

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

La méthanisation

La méthanisation est une filière présentant un certain nombre de bénéfices, tant en termes environnementaux (traitement des déchets, production d'énergie renouvelable, diminution des émissions de gaz à effet de serre...) que de diversification des activités agricoles, notamment pour les éleveurs. Elle doit prendre une part importante dans l'atteinte des objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 (LTECV)⁵¹ (gestion des déchets organiques des ménages et gros producteurs encore trop souvent destinés à l'enfouissement) et la loi de la PPE (2016).

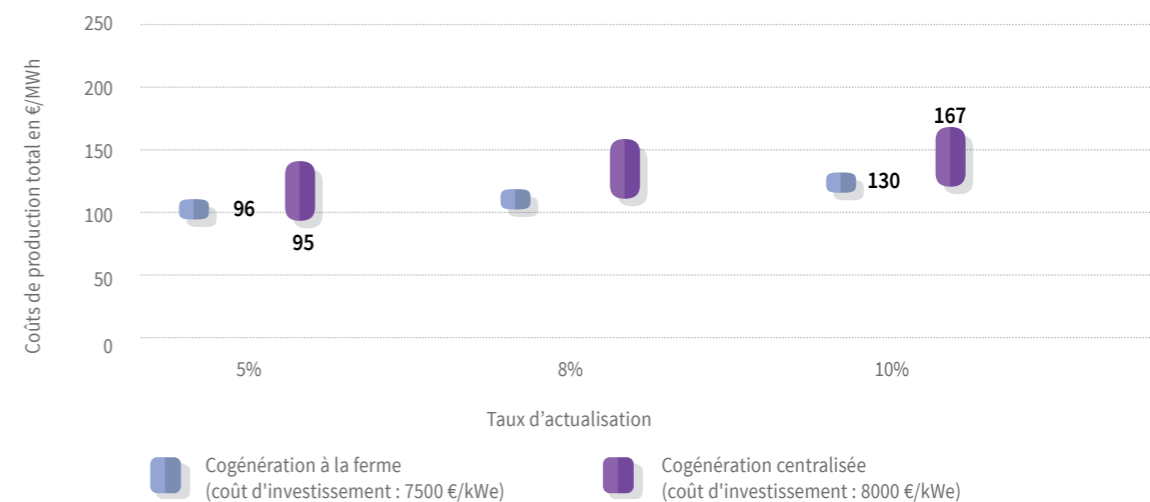
Le biogaz est valorisé sous différentes formes : environ 100 MWe de capacités électriques installées, soit une production annuelle de 700 GWh électrique, une production de chaleur estimée à 60 ktep, soit 700 GWh chaleur, et 18 sites de méthanisation qui pratiquent l'épuration de biogaz et l'injection de biométhane dans un réseau de gaz naturel pour une équivalence de 82 GWh. Les nouveaux projets de méthanisation valorisent le biogaz par cogénération ou injection dans un réseau de gaz naturel, et rarement par valorisation directe sous forme de chaleur uniquement.

En France, ce sont plus de 450 installations qui fonctionnent en janvier 2016 :

- 80 installations en industries (agroalimentaire, papeterie, chimie) ;
- 88 installations sur stations d'épuration des eaux usées urbaines ;
- 16 installations liées au traitement de déchets ménagers (12 après un tri mécanique et 4 après collecte séparée des biodéchets) ;
- Et enfin, 236 installations à la ferme et 31 installations centralisées (installations de grande taille regroupant plusieurs agriculteurs ou mobilisant et traitant les déchets d'un large territoire)⁵².

> **En France, en considérant une valorisation économique de tous les MWh utiles (thermiques et électriques), le coût total de production de la filière méthanisation est estimé entre 96€/MWh et 130€/MWh pour les cogénérations à la ferme, et entre 95€/MWh et 167€/MWh pour les cogénérations centralisées.** Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes principalement du coût d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

Coûts de production de la méthanisation en France, rapportés à tous les MWh utiles (thermiques et électriques)



⁵¹ Objectif de la LTECV de généraliser le tri à la source des déchets organiques à l'horizon 2025.

⁵² État des lieux 2016 détaillé : <http://www.sinoe.org/documents/consult-and-count-doc/doc/1211/rubrique/213>.

A titre d'illustration, les coûts de production pour la valorisation électrique uniquement sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Hypothèses	Caractéristiques techniques		
	France		
	2015		
	Cogénération		
	À la ferme	Centralisée	
Puissance (kWe)	200	1100	
Rendement électrique	30 %	35 %	
Rendement global	50 %	55 %	
Durée de fonctionnement (années)	20		
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	7100	7000	
Résultats	Coûts		
	France		
	2015		
	Cogénération		
	À la ferme	Centralisée	
Puissance (kWe)	200	1100	
Rendement électrique	30 %	35 %	
Rendement global	50 %	55 %	
Durée de fonctionnement (années)	20		
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	7100	7000	
Coût de production total* (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation			
	Investissement (€/kWe)	7500	8000
	Exploitation variable*** (€/MWh)	76 - 92	58,2 - 128,2
	3 %	(88 - 98)	(86 - 130)
	5 %	96 - 106	95 - 140
	8 %	110 - 120	111 - 156
	10 %	120 - 130	122 - 167

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Depuis 2015, 70 installations de méthanisation à la ferme sont construites chaque année : c'est le secteur le plus dynamique à la ferme (cf. figure ci-dessous).

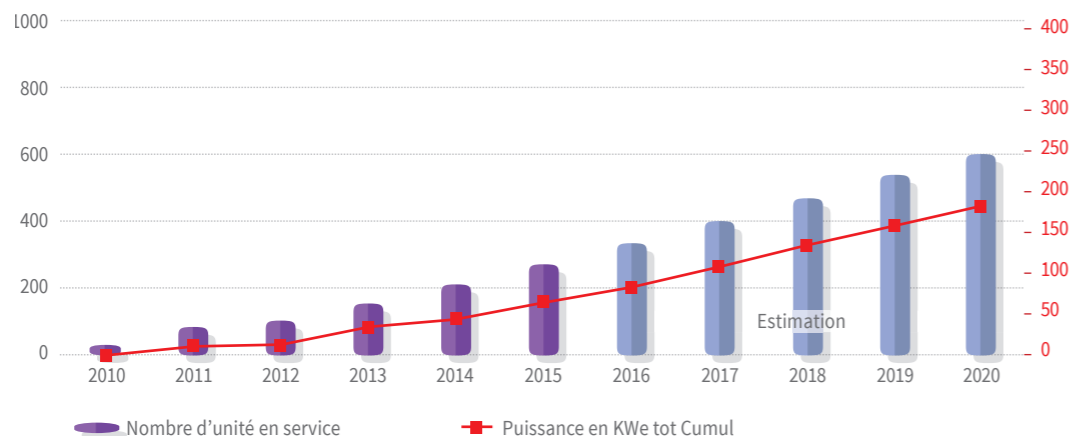


Figure 53 : Evolution du parc d'unités de méthanisation à la ferme et centralisées⁵³.

* Sont pris en compte l'ensemble des MWh valorisés (MWh thermiques et MWh électriques).

** Sont pris en compte uniquement les MWh électriques.

*** L'exploitation variable inclut la redevance déchet.

⁵³ Le plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA), datant de 2013, fixe un objectif de 1000 méthaniseurs construits pour 2020.



Annexes

Hypothèses de calculs de coûts de production

Le calcul du LCOE (Levelized Cost Of Energy) est basé sur l'équivalence entre la valeur présente de la somme des revenus actualisés et la valeur présente de la somme des coûts actualisés, soit :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

avec :

I_t : les coûts d'investissement effectués pendant l'année t ;

M_t : les coûts d'exploitation et de maintenance pendant l'année t ;

F_t : les coûts du combustible pendant l'année t ;

E_t : la quantité produite d'énergie pendant l'année t ;

r : taux d'actualisation ;

n : durée de vie du système.

Données prises comme référence pour les productions « conventionnelles »

Cette partie explicite les hypothèses retenues pour déterminer les données prises comme référence pour les productions « conventionnelles ». Qu'il s'agisse du gaz ou de l'électricité, ces données sont supposées ne pas évoluer sur la durée de vie des projets.

■ Pour la production d'électricité

Le coût de production d'une technologie conventionnelle permettant de comparer la compétitivité des technologies renouvelables productrices d'électricité (à l'exception du photovoltaïque résidentiel, commercial et industriel, la comparaison n'étant pas pertinente dans ces cas-là) a été déterminé à partir du graphique de l'AIE ci-dessous. Ces données ayant été calculées par l'AIE avec une hypothèse de

30 US\$/tCO₂, elles ont été adaptées pour le prix actuel de 7 €/tCO₂. La fourchette basse retenue est la valeur minimale du LCOE des CCGT (Cycle Combiné Gaz) pour un taux d'actualisation de 3 % ; la fourchette haute de la bande est la valeur maximale du LCOE des CCGT pour un taux d'actualisation de 10 %. En euros, et en prenant en compte une valeur de 7 €/tCO₂, on obtient une fourchette de 47-124 €/MWh.

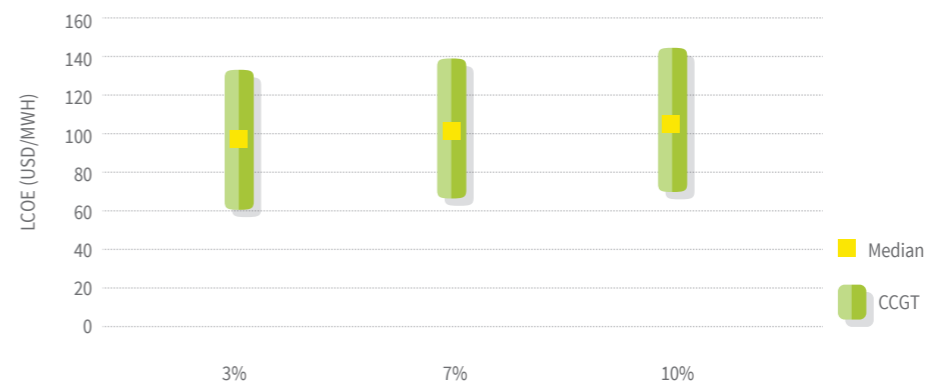


Figure 54 : Variation des LCOE en dollar en fonction du taux d'actualisation.⁵⁴

⁵⁴ AIE (2015), Projected costs of generating electricity, Executive Summary.

Pour les productions d'électricité sur bâtiment, la valeur de référence retenue correspond au prix d'achat de l'électricité, en se plaçant dans une logique d'autoconsommation. Pour les particuliers (segment PV résidentiel), il s'agit de la part variable du tarif bleu- heure pleine TTC (155 €/MWh), pour les grandes toitures (segment PV commercial/industriel), il s'agit de la part variable du tarif jaune (base), sans TVA (98 €/MWh).

■ Pour la production de chaleur

Le LCOE de référence correspondant à une technologie conventionnelle permet de comparer la compétitivité pour les technologies productrices de chaleur pour les segments « bâtiment collectif, réseau de chaleur ou industriel ». Il a été déterminé à partir des données du tableau de calcul des LCOE pour les chaufferies au gaz naturel ci-dessous. La fourchette basse correspond à un taux d'actualisation de 3 % et la fourchette haute à un taux d'actualisation de 10 %.

Caractéristiques techniques						
Périmètre	France					
Type	Chaufferie GN					
Puissance	<150 kW	150 - 500 kW	500 - 1000 kW	1 - 3 MW	> 3 MW	
Rendement	90 %					
Durée de fonctionnement (années)	20					
Temps de fonctionnement annuel (h)	2000		3000	4000	5000	
Coûts						
Investissement (€/kW)	254,9	135,4	83	60,3	47,3	
Exploitation (€/MWh)	8,6	4,4	2,8	1,1	0,6	
Coût du combustible (€/MWh)*	56,3		46,1		38,2	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation						
3 %	73	55	52	51	48	39
5 %	75	56	52	51	48	40
8 %	78	57	53	52	49	40
10 %	80	58	54	52	49	40

Selon le segment considéré (collectif, réseau de chaleur, industriel), la puissance et le temps de fonctionnement annuel ont été choisis en cohérence avec ceux des technologies renouvelables considérées sur le même segment, comme présenté dans le tableau suivant :

> Coût de référence de la filière conventionnelle (€/MWh) pour chaque EnR thermique

Filière	Min	Max	Commentaire
Solaire thermique (nord et sud, STC)	73	80	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (<150 kW) - source ADEME
Solaire thermique (nord et sud, ST sur réseau)	55	80	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (150 kW-500k W) - source ADEME
Biomasse collective (toutes puissances)	48	58	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (1-3 MW) - source ADEME
PAC géothermique collective (géothermie superficielle sur champ de sondes)	55	80	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (150 kW-500 kW) - source ADEME
PAC géothermique collective (géothermie sur aquifère superficiel)	52	59	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (0,5-1 MW) - source ADEME
Biomasse industrielle (toutes puissances)	39	52	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (1-3 MW) - source ADEME
Géothermie profonde	48	49	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (3 MW) - source ADEME

Concernant la chaleur renouvelable pour le segment résidentiel individuel, la comparaison est faite par soucis de simplification, directement avec les prix du gaz (fourchette basse : 84 €/MWh) et de l'électricité (fourchette haute : 154 €/MWh) pour les particuliers⁵⁵.

La cogénération et la méthanisation n'ont pas d'éléments de comparaison, car le LCOE calculé par l'ADEME assimile les valorisations thermique et électrique, rendant toute comparaison délicate.

* Coût de l'énergie sortie chaudière : en prenant en compte le rendement.

⁵⁵ Source : SOES, 2015, Prix du gaz et de l'électricité en France et dans l'UE, http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/Chiffres_et_statistiques/2015/chiffres-stats683-prix-gaz-et-electricite-France-et-UE-en-2014-octobre2015-b.pdf

Références bibliographiques des hypothèses de coûts

■ Éolien

- 4C Offshore.
<http://www.4coffshore.com/>
- Cour des comptes, « La politique de développement des énergies renouvelables », juillet 2013.
- ADEME, « Note sur la rémunération des projets éoliens terrestres et son adéquation aux évolutions des technologies - Synthèse de l'Étude et adaptation des incitations économiques et tarifaires aux projets éoliens en France et à la disponibilité de nouveaux modèles d'éoliennes, Étude NégaWatt 2014 », mars 2015.
<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/remuneration-projets-eoliens-terrestres-2015-synthese1.pdf>
- AIE - NEA, « Projected Costs of Generating Electricity », 2015.
- Carbon Trust, « Floating Offshore Wind - Market and Technology Review », juin 2015.
<https://www.carbontrust.com/media/670664/floating-offshore-wind-market-technology-review.pdf>
- FEE, « Évolution des coûts et délais de raccordement », janvier 2015.
http://fee.asso.fr/FEE_TRANSFERT/Nouveaux_dossiers/Lois_et_reglementations/Note_FEE_Evolution_couts_&_Delaiss%20_.pdf
- Fichtner GmbH & Co. KG and Prognos AG., « Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland – Langfassung. », août 2013.
http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf
- GL Garrad Hassan, « Cost of energy for Floating Wind », 2013.
- IRENA, « Renewable power generation costs in 2014 », 2015.
http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf
- RTE, « Accueil des énergies renouvelables sur le réseau : RTE se mobilise », mars 2014.
<http://www.rte-france.com/sites/default/files/schemas-regionaux-enr-2014.pdf>
- SER, « État des coûts de production de l'éolien terrestre en France – Analyse économique de la Commission Éolienne du SER », avril 2014.
<http://www.enr.fr/userfiles/files/Brochures%20Eolien/Etat%20Co%C3%BBt%20de%20production%20%C3%A9olien%20terrestre%20VF.pdf>
- ORE Catapult, « Cost Reduction Monitoring Framework », 2015.
https://ore.catapult.org.uk/our-projects/-/asset_publisher/fxyYgbhgACxk/content/cost-reduction-monitoring-framework

■ Solaire photovoltaïque

- ADEME (en cours), Etude technico-économique filière photovoltaïque française : bilan, perspectives et stratégie.
- CRE, « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », avril 2014.
- ADEME - I Care / ECube / In Numeri, « Étude de la filière photovoltaïque française – Bilan, perspectives et stratégie », octobre 2015.
<http://www.ademe.fr/etude-technico-economique-filiere-photovoltaique-francaise-bilan-perspectives-strategie>
- AIE - NEA, « Projected Costs of Generating Electricity », 2015.
- European Photovoltaic Technology Platform, « PV LCOE in Europe 2014-30 – Final Report », juin 2015.
https://www.researchgate.net/publication/279866989_PV_LCOE_in_Europe_2014-30
- <http://www.photovoltaique.info/>
- RTE, « Accueil des énergies renouvelables sur le réseau : RTE se mobilise », mars 2014.

■ Solaire thermique

- Observ'ER, « Suivi du marché 2014 des applications individuelles solaires thermiques », septembre 2015.
- Observ'ER, « Enquête qualitative du marché des applications solaires thermiques collectives », décembre 2015.

■ Solaire thermodynamique

- IRENA, « Renewable power generation costs in 2014 », 2015.
- NREL : http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_technology.cfm

■ Géothermie profonde pour la production de chaleur

- Vernier R., Laplaige P., Desplan A. et C. Boissavy, « France Country Update », Proceedings World Geothermal Congress, avril 2015.
<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/01082.pdf>

■ Géothermie production d'électricité

- Nathawani J. et G. Mines, « Cost Contributors to Geothermal Power Generation », Proceedings World Geothermal Congress, avril 2015.
<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/04022.pdf>

■ Pompes à chaleur géothermiques collectives

- ADEME, « Fonds Chaleur – Bilan 2009-2014 – Relance et nouvelle dynamique », 2015.
<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/bilan-fonds-chaleur-2009-2014-relance-et-nouvelle-dynamique-8383.pdf>
- ADEME, « Guide technique / Les pompes à chaleur géothermiques sur champs de sondes », 2012.
- ADEME, « Guide technique / Les pompes à chaleur géothermiques à partir de forage aquifère », 2012.
- ECOME, « Etude des coûts de la géothermie très basse énergie – analyse des dossiers Fonds chaleur », 2015 .
- AFPG, « Géothermie assistée par pompe à chaleur : étude technico-économique », juillet 2014.
http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2015/04/AFPGE_ETUDE_PAC_2014_WEB.pdf

■ Pompes à chaleur individuelles

- AFPG, « Géothermie assistée par pompe à chaleur : étude technico-économique », juillet 2014.
- DEME, « Les fiches techniques de l'ADEME sur les pompes à chaleur électriques pour l'habitat individuel », juin 2012.
- Observ'ER, « Suivi du marché et des prix 2014 des pompes à chaleur individuelles », novembre 2015.

■ Biomasse

Biomasse individuelle :

- ADEME, « Guide pratique / Se chauffer au bois. L'habitat individuel », avril 2016.
<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide-pratique-se-chauffer-au-bois.pdf>
- ADEME – CODA Stratégies, « Enquête sur le prix des combustibles bois en 2014 – 2015 », novembre 2015.
<http://www.ademe.fr/enquete-prix-combustibles-bois-2014-2015>
- Observ'ER, « Suivi du marché 2014 des appareils domestiques de chauffage au bois », juillet 2015.

Biomasse collective :

- ADEME – KALICE, « Evaluation des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux chaufferies biomasse », 2014.
- ADEME – CODA Stratégies, « Enquête sur le prix des combustibles bois en 2014 – 2015 », novembre 2015.

■ Méthanisation

- ADEME - Biomasse Normandie / SEMAEB / APESA, « Analyse de bilans économiques d'unités de méthanisation à la ferme et centralisées », août 2014.
- Stage ADEME de Yoann Courtois, « Analyse de la rentabilité de 80 installations », 2015 (en cours).

■ Énergies marines

- OES - IEA Technology Initiative, « International Levelised Cost Of Energy for Ocean Energy Technologies - An analysis of the development pathway and Levelised Cost Of Energy trajectories of wave, tidal and OTEC technologies », mai 2015.
<https://www.ocean-energy-systems.org/documents/35472-cost-of-energy-for-ocean-energy-technologies-may-2015.pdf>

SIGLES ET ACRONYMES

LCOE : Levelized Cost of Energy en anglais, i.e. coût actualisé de l'énergie

CRE : Commission de Régulation de l'Energie

CMPC : Coût moyen pondéré du capital

BNEF : Bloomberg New Energy Finance

CAPEX : Capital Expenditure en anglais, i.e. dépenses d'investissement

OPEX : Operational Expenditure en anglais,
i.e.dépenses d'exploitation

IRENA : International Renewable Energy Agency

IAB : Intégré Au Bâtiment

PV : Photovoltaïque

RPT : Réseau Public de Transport

RPD : Réseau Public de Distribution

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Energie

EGS : Enhanced Geothermal Stimulation en anglais, i.e. Système Géothermique Stimulé

ktep : kilo-tonne d'équivalent pétrole

Mtep : Mégatonne d'équivalent pétrole

ESTIF : European Solar Thermal Industry Federation

CESI : Chauffe-Eau Solaires Individuels

SSC : Systèmes Solaires Combinés

PAC : pompes à chaleur

LTECV : La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

STC : Solaire Thermique Collectif

STR : Solaire Thermique sur Réseau de chaleur

AIE : Agence Internationale de l'Energie

AMORCE : association nationale des collectivités, associations et entreprises pour la gestion des déchets,
de l'énergie et des réseaux de chaleur

IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change

NOTES



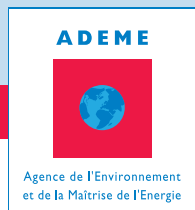
COÛTS DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE

Dans le but de limiter le recours aux énergies fossiles et ainsi de freiner le réchauffement climatique, les filières de production d'énergie renouvelable sont en plein essor grâce aux politiques publiques mises en place en France et dans le monde.

Avec la maturité croissante des différentes filières, leurs coûts de production évoluent à la baisse. Les annonces médiatiques sur ce sujet sont nombreuses et illustrent la compétitivité croissante des énergies renouvelables dans le monde. Toutefois, ces coûts varient selon de nombreux facteurs (progrès technologiques, perception du risque par les investisseurs, lieu d'implantation...) dont les impacts sont plus ou moins importants.

Afin d'objectiver ces baisses de coûts et de publier des chiffres représentatifs des conditions de développement françaises, l'ADEME réalise ce document présentant les plages de variations des coûts de production actuels de chaque filière en France, pour la production de chaleur et d'électricité renouvelables.

Le coût des énergies renouvelables poursuit sa baisse rapide. Elles constituent un portefeuille de technologies propres, complémentaires et compétitives pour demain. Le photovoltaïque, l'éolien, le bois énergie atteignent un niveau de coût compétitif avec les technologies conventionnelles.



www.ademe.fr



010131

