



Coûts des

DONNÉES
2019

énergies renouvelables et de récupération

EN FRANCE



ADEME



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

Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

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

Coordination technique : ADEME - Brice ARNAUD

Coordination édition : ADEME - Véronique DALMASSO

Rédacteurs :

Laurence HAEUSLER et Gérard GIÉ (In Numeri),
Débora MOREIRA, Thierry BADOUARD
et Morgan CRENES (Enerdata)

Crédits photo : ©Adobe Stock - ©ADEME

Création graphique : GRAPHIE 4 - Vallauris

Brochure réf. 010895

ISBN : 979-10-297-1365-1 - Janvier 2020

Dépôt légal : ©ADEME Éditions, Janvier 2020

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.



Sommaire

1. Présentation et périmètre de l'étude	5
2. Synthèse des résultats	9
2.1. Coûts de production de l'électricité	9
2.2. Coûts de la chaleur renouvelable pour les particuliers	11
2.3. Coûts de la chaleur collective et industrielle	12
2.4. Coûts de production à partir de biogaz	13
3. Méthodologie	15
3.1. Formule générale du LCOE	15
3.2. Hypothèses de simplification de la formule du LCOE	15
3.3. Caractérisation des plages de variation du LCOE	16
3.4. Définition des variables nécessaires au calcul du LCOE	17
4. Coûts de production de l'électricité	21
4.1. Photovoltaïque	21
4.2. Eolien terrestre	33
4.3. Eolien en mer	36
4.4. Hydrolien	41
4.5. Petite hydroélectricité	42
4.6. Géothermie profonde de haute énergie	44
4.7. Filières de référence pour la production "conventionnelle" d'électricité en France continentale	45
5. Coûts de production de la chaleur chez le particulier	47
5.1. Bois énergie	47
5.2. Solaire thermique individuel	49
5.3. Pompes à chaleur individuelles	52
5.4. Filières de référence pour la production de chaleur chez les particuliers	54



6. Coûts de production de la chaleur collective et industrielle	57
6.1. Biomasse collective tertiaire et industrielle	57
6.2. Solaire thermique en résidentiel collectif, sur réseau, tertiaire et industriel	60
6.3. Géothermie de surface	66
6.4. Géothermie profonde	69
6.5. Récupération de chaleur	70
6.6. Filière de référence pour la production de chaleur collective, industrielle	72
7. Biogaz	75
7.1. Cogénération biogaz	75
7.2. Injection de biogaz	78
8. Stockage de l'électricité	81
8.1. Stockage électrochimique	81
8.2. Stockage de l'électricité via le vecteur hydrogène	85
9. Coûts de production des technologies solaires en ZNI	87
10. Annexes	91
10.1. Sources et bibliographie	91
10.2. Sigles et acronymes	94
10.3. Liste des tableaux	95
10.4. Liste des graphiques	96
REMERCIEMENTS	98



1.

Présentation

et

périmètre

de l'étude

L'efficacité des politiques publiques soutenant le développement des Energies Renouvelables (EnR) dépend notamment de la connaissance des coûts de production des filières et de leur évolution. Les filières de production d'énergie renouvelable, encore émergentes au début des années 2000, voient leurs coûts évoluer rapidement, notamment sous l'effet des progrès technologiques et des économies d'échelle liées aux volumes croissants installés. En France, les filières les plus matures deviennent compétitives avec les technologies conventionnelles, tandis que certaines des filières les moins matures aujourd'hui ont des gisements inexploités significatifs et devraient voir leur coût d'investissement et d'exploitation diminuer avec leur développement.

La loi Energie Climat¹ fixe des objectifs ambitieux pour la politique énergétique de la France : réduction de la consommation d'énergies fossiles de 40 % d'ici 2030 par rapport à 2012 ; fin de la production d'électricité à partir de charbon en 2022 ; 33 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici 2030 ; diminuer à 50 % la part de la production nucléaire dans le mix électrique en 2035. Pour atteindre ces objectifs, la politique énergétique de la France s'appuie sur les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) dont le projet pour les périodes 2019 - 2023 et 2024 - 2028 est en discussion. Ce projet prévoit notamment : une baisse de la consommation finale d'énergie de 7 % en 2023 et de 14 % en 2028 par rapport à 2012 ; une baisse de la consommation primaire des énergies fossiles de 20 % en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012 ; une hausse de la consommation de chaleur renouvelable de 196 TWh en 2023 et entre 218 et 247 TWh en 2028, soit une augmentation de 25 % en 2023 et entre 40 et 60 % en 2028 par rapport

à la consommation de chaleur renouvelable de 2016 (155 TWh) ; une hausse de la production de biogaz injecté à hauteur de 14 à 22 TWh en 2028 à condition que les coûts diminuent fortement ; une hausse des capacités de production d'électricité renouvelables installées pour atteindre 74 GW en 2023 (+50 % par rapport à 2017), et entre 102 et 113 GW en 2028 (soit un doublement par rapport à 2017).

L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. Elle a apporté en décembre 2016 une première contribution au suivi des coûts des énergies renouvelables avec la publication d'une brochure intitulée « Coût des énergies renouvelables en France »².

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

² ADEME (2016) « Le coût des énergies renouvelables en France ».



Comme l'édition de 2016, cette brochure propose une évaluation des plages de variation de la valeur du coût complet moyen de production d'un mégawatt-heure – également appelé Levelized Cost Of Energy (LCOE) dans cette publication – pour les filières renouvelables produisant de l'électricité et/ou de la chaleur, mais aussi pour les filières relatives au stockage de l'électricité et à l'injection de biométhane. Pour chaque filière, l'objectif central

était de calculer les plages de variation des LCOE pour une installation mise en service en France en 2018, en 2030 ou en 2050. A cet objectif central s'ajoute, pour certaines filières, la volonté de retracer l'évolution du LCOE entre 2008 et 2018 en France, et de comparer, pour l'année 2018, le LCOE en France à celui d'un panel de pays. Toutefois, la disponibilité des données n'a pas permis de répondre à tous ces objectifs comme le montre le tableau 1.

Tableau 1 : RÉCAPITULATIF DES ÉVALUATIONS DU LCOE EFFECTUÉES

FILIÈRE	FRANCE			International LCOE Actuel
	LCOE Historique (2008 & 2013)	LCOE actuel	LCOE prospectif (2030-2050)	
ELECTRICITÉ				
Photovoltaïque				
Résidentiel	•	•		•
Moyennes toitures		•		
Grandes toitures	•	•	•	•
Centrales au sol	•	•	•	•
Eolien				
Terrestre	•	•	•	•
En mer			•	•
Hydroélectricité		•		
CHALEUR				
Chaleur domestique				
Bois énergie		•		
Solaire thermique		•		•
Pompes à chaleur domestiques ¹		•		
Chaleur collective, IAT²				
Solaire thermique		•		
Biomasse		•		
Géothermie de surface		•		
Géothermie profonde		•		
Récupération de chaleur fatale		•		
BIOGAZ				
Cogénération		•		
Injection		•		
STOCKAGE				
Batteries		•	•	•
Hydrogène		•	•	

¹Géothermiques et aérothermiques ; ² Industrie, Agriculture et Tertiaire.

Pour des raisons tenant principalement à la disponibilité de données récentes, mais également à l'absence de préconisations concernant leur déploiement sur grande échelle dans le projet de PPE et en accord avec les membres du Comité de Pilotage et du Groupe de Travail, les filières solaire thermodynamique et cogénération biomasse présentes dans l'édition antérieure n'ont pas fait l'objet d'évaluation dans cette brochure, et les filières hydrolien, géothermie volcanique et sur roches fracturées font l'objet d'une présentation sommaire sans évaluation des LCOE. Le LCOE de trois filières "conventionnelles" a également été calculé à des fins de comparaison : filière des Centrales à Gaz à Cycle Combiné (CCGT) pour la production d'électricité, filière du chauffage domestique au gaz et au fioul et chaufferies gaz. Enfin, cette étude présente une estimation des plages de variation du LCOE pour les filières solaires dans certaines ZNI (Zone Non Interconnectée).

Les sources mobilisées pour calculer les LCOE sont détaillées sous chaque tableau de calcul des LCOE, et sont reprises dans l'annexe de l'étude par filière.

Les LCOE sont estimés suivant des plages de variations afin de prendre en compte les principaux critères pouvant influencer sur les coûts (qualité des gisements, coût d'accès au financement, ...). La méthode du LCOE a l'intérêt de permettre une évaluation des coûts complets de production d'une source d'énergie incluant les coûts d'investissement et d'exploitation sur toute sa durée de vie. Cette méthode ne permet pas d'intégrer les impacts indirects du développement des EnR sur les systèmes énergétiques, qu'ils soient positifs (émissions de CO₂ ou pollution évitées par exemple) ou négatifs (besoin accru de flexibilité pour le système électrique, par exemple). Ces dimensions font l'objet d'autres publications de l'ADEME.



2.

Synthèse

des

résultats

2.1 Coûts de production de l'électricité

L'PRODUCTION POUR COMMERCIALISATION SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

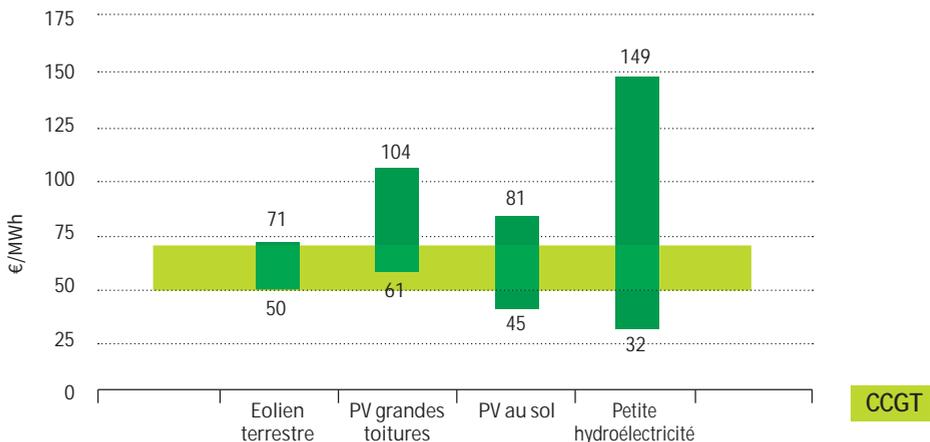
Des filières EnR qui sont compétitives.

En 2018, en France, les coûts de production de l'éolien terrestre (50 à 71 €/MWh) et des centrales photovoltaïques au sol (45 à 81 €/MWh) sont compétitifs avec ceux d'une centrale à gaz à cycle combiné (CCGT) (50 à 66 €/MWh). Les coûts de production de la petite hydroélectricité sont très dépendants des caractéristiques des sites de production ; il en résulte que la plage de variation du LCOE de cette filière est très large (32 à 149 €/MWh). La France ne dispose pas encore de parcs éoliens en mer en exploitation, mais le tarif d'achat de 44 €/MWh pour le parc de Dunkerque attribué en 2019 montre que cette technologie devrait être aussi compétitive.

Des soutiens publics pour garantir la rentabilité des installations EnR.

La baisse des coûts de production améliore nécessairement la rentabilité des installations EnR, mais cette dernière dépend également des revenus liés à la vente d'électricité. Dans un contexte de faiblesse générale et de forte volatilité des prix (en 2018, les prix moyens trimestriels – intraday – ont varié entre un minimum de 37,1 €/MWh au deuxième trimestre et 61,1 €/MWh au quatrième trimestre³), les soutiens publics (via les tarifs d'achat ou le complément de rémunération) restent nécessaires pour maintenir le dynamisme des filières, sécuriser les investissements et accompagner les baisses futures de coûts.

Graphique 1
COMPARAISONS ENTRE LE LCOE DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE ET CELUI DES CENTRALES AU GAZ



³ Commission de Régulation de l'Énergie (2019) « Observatoire. Les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel. 1^{er} trimestre 2019 »

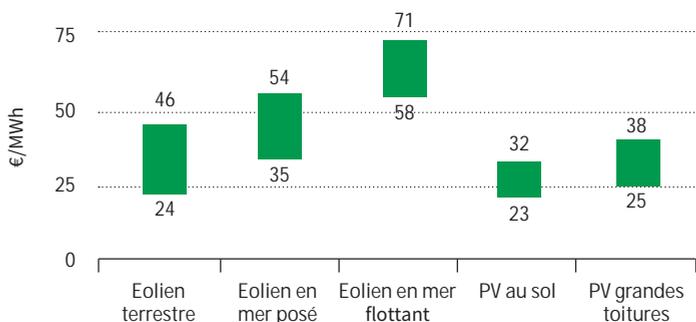


Une baisse des coûts de production qui se poursuit.

Grâce aux progrès technologiques et aux économies d'échelle, les coûts de production des installations EnR mises en service en 2050 devraient être compris

entre 24 et 54 €/MWh, excepté pour l'éolien en mer flottant (58 à 71 €/MWh). Les chiffres 2030 se retrouvent plus loin.

Graphique 2 : LCOE DES FILIÈRES D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2050



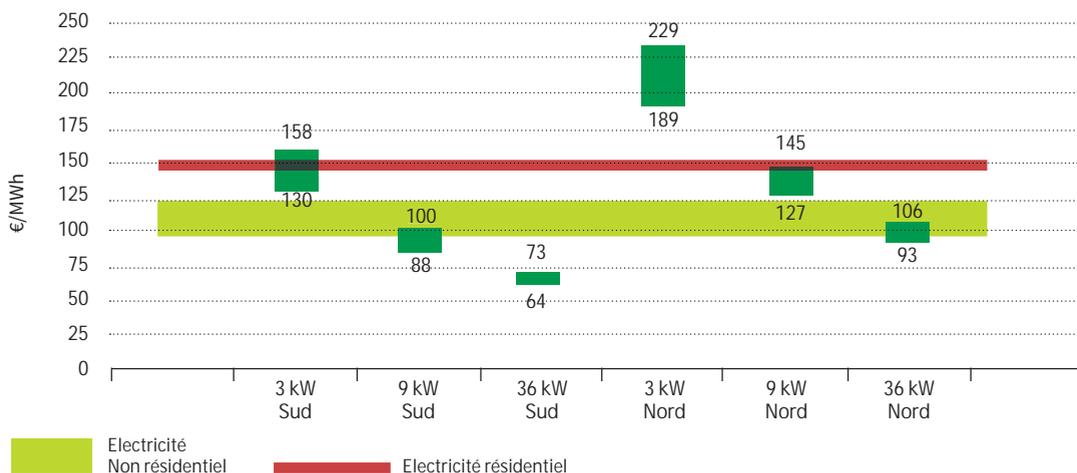
LA PRODUCTION SUR PETITES ET MOYENNES TOITURES AVEC OU SANS COMMERCIALISATION

Une compétitivité qui dépend de la ressource solaire.

Dans le Sud de la France⁴, les installations de petite taille (3 kW) ont un coût de production (130 à 158 €/MWh) compétitif par rapport au prix de l'électricité sur le segment résidentiel (150 €TTC/MWh hors abonnement). Un même constat peut être fait sur les installations de plus grande taille (9-36 kW) avec un coût de production (64 à 100 €/MWh) qui est

inférieur au prix de l'électricité dans le tertiaire (93 à 123 €/MWh selon la consommation). En revanche, dans le Nord de la France, les coûts de production restent supérieurs aux prix de l'électricité : 189 à 229 €/MWh contre 150 €TTC/MWh hors abonnement pour les installations de 3 kW, et 93 à 145 €/MWh contre 93 à 123 €/MWh pour les installations de 9-36 kW.

Graphique 3 : COMPARAISON DU LCOE PV PETITES ET MOYENNES TOITURES AVEC LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ



⁴ Pourtour méditerranéen.

2.2 Coûts de la chaleur renouvelable pour les particuliers

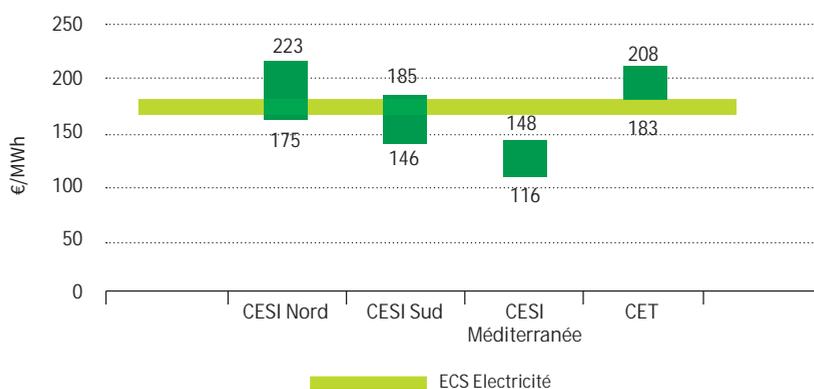
EAU CHAUDE SANITAIRE

Une compétitivité qui dépend de la ressource disponible.

Sans tenir compte des aides publiques (ex : Crédit d'Impôt Transition Énergétique, Certificat d'Économie d'Énergie...), les chauffe-eau solaires individuels (CESI) sont compétitifs par rapport

à un chauffe-eau électrique uniquement dans le sud de la France (116 à 185 €/MWh contre 162 à 170 €/MWh), alors que le coût d'un Chauffe-Eau Thermodynamique (CET) est toujours supérieur à celui d'un chauffe-eau électrique (183 à 208 €/MWh contre 162 à 170 €/MWh).

Graphique 4 : COMPARAISON DES LCOE POUR L'EAU CHAUDE SANITAIRE



CHAUFFAGE DOMESTIQUE

Une compétitivité qui dépend notamment du coût du combustible.

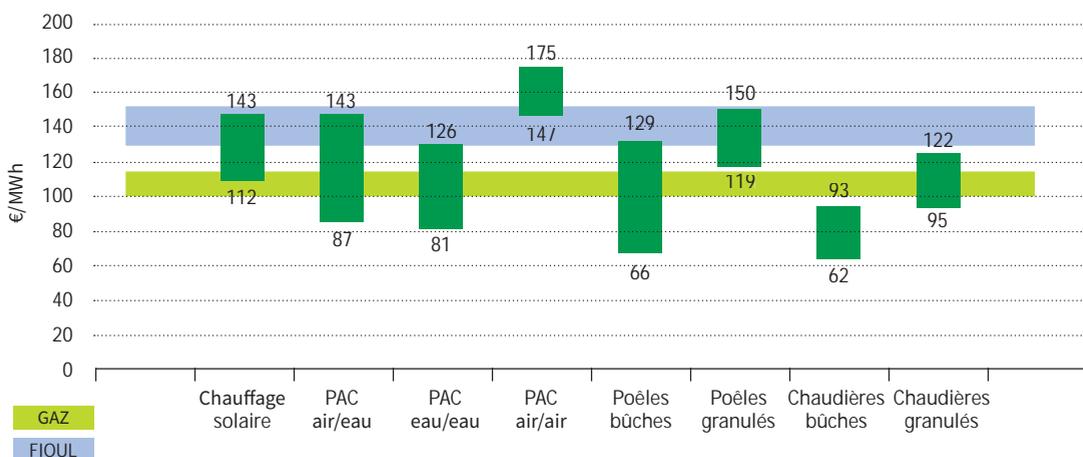
Sans tenir compte des aides publiques (Crédit d'Impôt Transition Énergétique, Certificat d'Économie d'Énergie...) mais si on simule une augmentation de de la contribution climat énergie (CCE), les solutions bois bûche (62 à 129 €/MWh⁵) sont parfaitement compétitives avec le chauffage au fioul (129 à 161 €/MWh) ou au gaz (99 à 115 €/MWh). Les coûts de production des PAC géothermiques (81 à 126 €/MWh), des PAC air/eau (87 à 143 €/MWh) et des chaudières à granulés (95 à 122 €/MWh) ont des coûts proches de la solution gaz (99 à 115 €/MWh). Le chauffage solaire ou Système Solaire Combiné (112 à 143 €/MWh) a un coût qui reste légèrement supérieur à celui de la solution gaz (99 à 115 €/MWh). Malgré leur compétitivité, les chaudières bois et les

PAC géothermiques ont du mal à se développer à cause du coût de l'investissement initial élevé, ce qui justifie le maintien des soutiens publics pour toutes ces solutions EnR.

Rappelons que si les coûts de production des PAC air/air sont élevés (147 à 175 €/MWh), ces installations produisent généralement de la chaleur et du froid, ce qui biaise les comparaisons avec les systèmes produisant uniquement du chauffage.

⁵ Les bornes minima des plages de variation correspondent à un approvisionnement en bois par « circuit court », directement du producteur ou par affouage, à 18,5 €TTC/MWh (30 à 40 €TTC/MWh pour l'approvisionnement par les circuits professionnels).

Graphique 5 : COMPARAISON DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE DOMESTIQUE



2.3 Coûts de la chaleur collective et industrielle

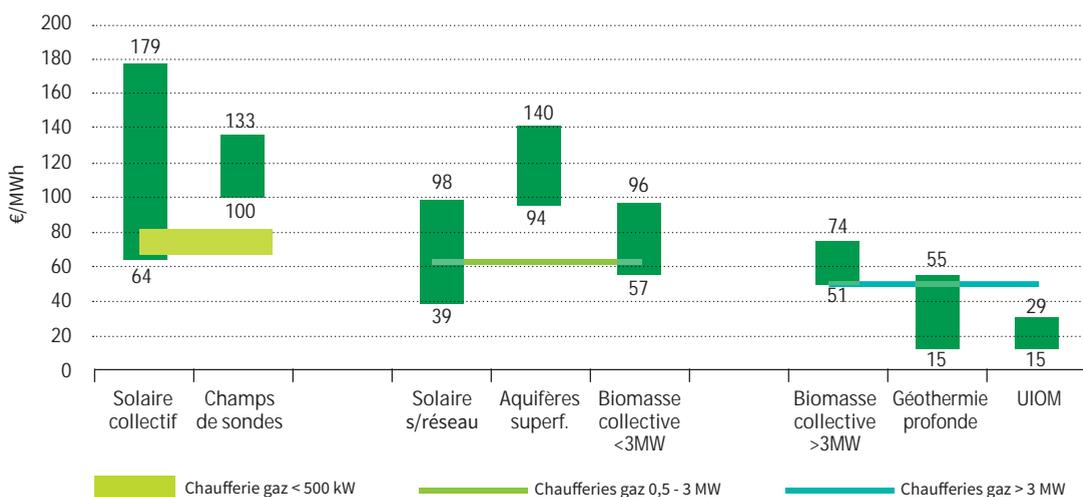
CHALEUR COLLECTIVE

Une difficulté à concurrencer les solutions gaz.

Sans tenir compte des aides publiques (les subventions à l'investissement notamment) et des coûts liés à un éventuel réseau de chaleur, mais en tenant compte de la trajectoire CCE, seules la géothermie profonde (15 à 55 €/MWh) et la récupération de chaleur sur UIOM (15 à 29 €/MWh) auraient des coûts de production inférieurs à ceux d'une solution gaz (51 €/MWh pour une chaudière gaz d'une puissance supérieure à 3 MW),

les chaudières biomasses supérieures à 3 MW ayant un coût supérieur (51-74 €/MWh). En considérant une chaudière gaz d'une puissance comprise entre 500 kW et 3 MW (60 – 63 €/MWh), si les coûts de production des chaudières biomasses inférieures à 3 MW (57-96 €/MWh) et du solaire thermique sur réseaux de chaleur (39-98 €/MWh) peuvent être concurrentiels dans certains cas, ceux de la géothermie sur aquifères superficiels sont plus élevés (94-140 €/MWh).

Graphique 6 : LCOE DE LA CHALEUR COLLECTIVE ET DES CHAUFFERIES AU GAZ



De même, le solaire thermique dans le collectif (64-179 €/MWh) et la géothermie sur champs de sondes (100-133 €/MWh) ont dans la majorité des cas un coût de production supérieur à celui d'une chaudière gaz d'une puissance de 150-500 kW

(67-85 €/MWh). Compte tenu de la faiblesse actuelle du prix du gaz, et malgré la prise en compte de l'évolution de la CCE, les soutiens publics semblent indispensables pour conserver la compétitivité des filières EnR.

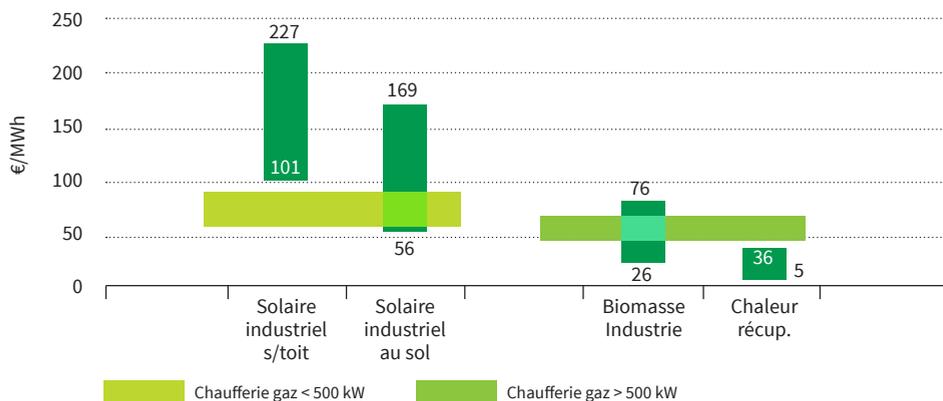
CHALEUR INDUSTRIELLE

Une compétitivité par rapport au gaz qui se développe.

Sans tenir compte des aides publiques (les subventions à l'investissement par exemple) mais en tenant compte de la trajectoire CCE, les coûts pour récupérer de la chaleur fatale (5-36 €/MWh) ou produire de la chaleur à partir de biomasse (26-76 €/MWh) sont compétitifs par rapport au coût de production d'une chaudière gaz d'une puissance supérieure à 500 kW (51-63 €/MWh). Les coûts de

la biomasse dans l'industrie sont inférieurs à ceux constatés dans le collectif, du fait d'une durée de fonctionnement des installations plus importante. En revanche, les coûts de production du solaire thermique sur toiture ou au sol (56-227 €/MWh), restent assez élevés par rapport à ceux d'une chaudière gaz d'une puissance inférieure à 500 kW (67-85 €/MWh). Pour certaines filières industrielles, les soutiens publics semblent indispensables pour conserver la compétitivité des filières EnR.

Graphique 7 : LCOE DE LA CHALEUR INDUSTRIELLE ET DES CHAUFFERIES AU GAZ

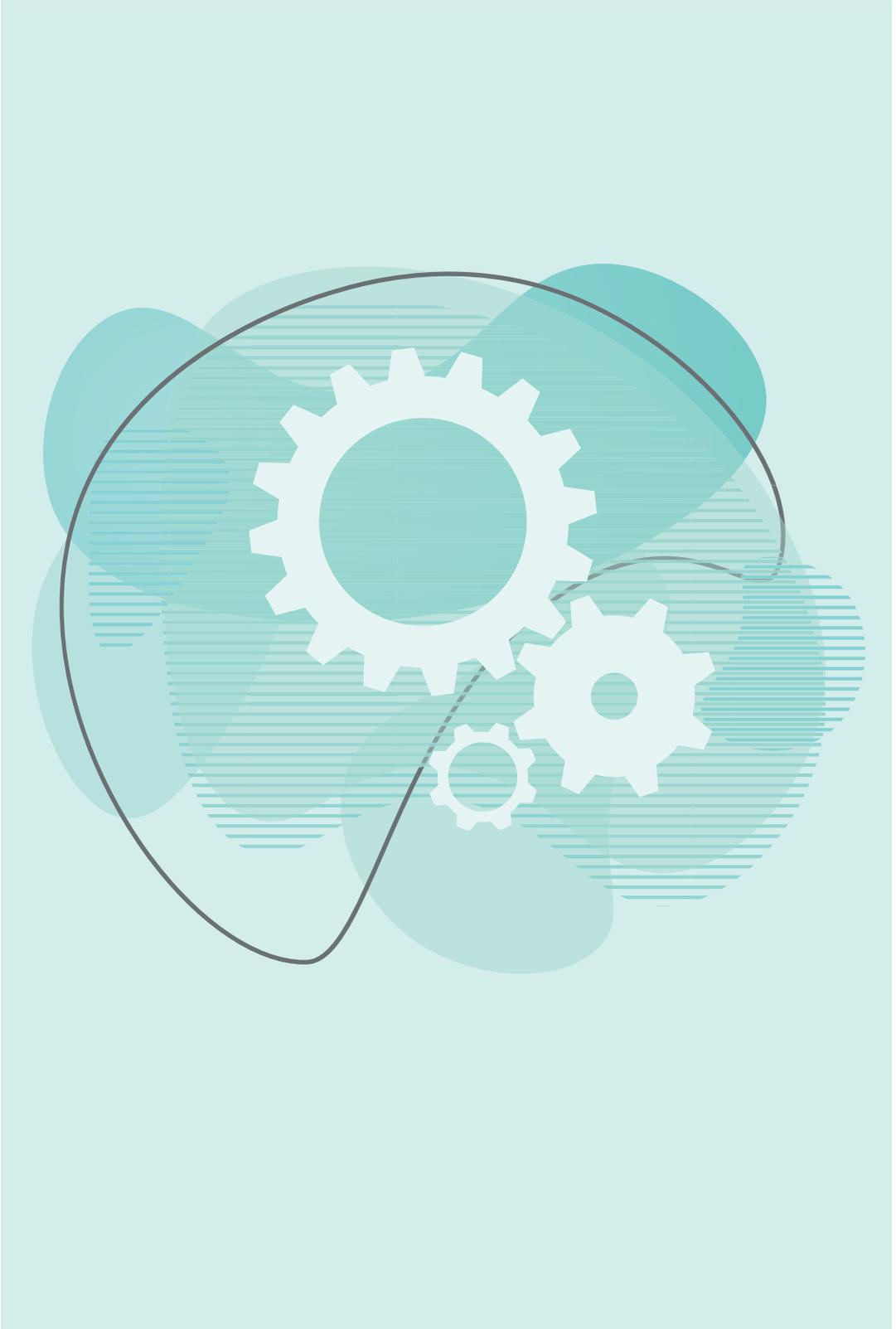


2.4 Coûts de production à partir de biogaz

L'injection, le mode de valorisation le moins coûteux.

La production d'électricité à partir de biogaz issu de la méthanisation a un coût élevé (131 et 167 €/MWh), y compris lorsque la production de chaleur est également valorisée (78 - 108 €/MWh). Dans les deux cas, le coût de production de l'électricité

est supérieur à celui des autres EnR. Le coût de production du biogaz injecté est compris entre 72 et 112 €/MWh, ce qui fait de ce mode de valorisation le moins coûteux (sans tenir compte des contraintes de réseau). Cependant, ce LCOE reste élevé en comparaison avec le prix du gaz naturel : 19 €/MWh PCS en 2017 et 24 €/MWh PCS en 2018.



3.

Méthodologie

3.1 Formule générale du LCOE

La formule de LCOE⁶ est :

$$LCOE = \frac{\sum_0^n \frac{K_t}{(1+r)^t} + \sum_1^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}} = \frac{K_0 + \sum_1^n \frac{K_t + F_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

Où K_t = dépense de capital de l'année t (K_0 étant l'investissement initial), F_t = charges fixes d'exploitation de l'année t , V_t = charges variables d'exploitation de l'année t et Q_t = production de l'année t . Le taux d'actualisation est noté « r » et la durée conventionnelle de l'exploitation « n ».

Globalement, le LCOE correspond au niveau auquel la production doit être valorisée pour couvrir les coûts d'investissement et de fonctionnement de l'installation de production pendant la totalité de sa durée de vie. Si la production de chaque période est valorisée par le LCOE, la valeur actualisée de la production est égale à la somme actualisée des dépenses. La formule peut en effet s'écrire :

$$LCOE \sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t} = K_0 + \sum_1^n \frac{K_t + F_t + V_t}{(1+r)^t}$$

Et en posant que la valeur de la production de chaque période est $R_t = LCOE * Q_t$, on obtient :

$$\sum_1^n \frac{R_t}{(1+r)^t} = K_0 + \sum_1^n \frac{K_t + F_t + V_t}{(1+r)^t}$$

Le LCOE est la somme de trois composantes correspondant respectivement au coût du capital, aux charges fixes et aux charges variables, celles-ci pouvant être décomposées en charges de combustibles ou d'énergie et autres charges variables.

$$LCOE = \frac{K_0 + \sum_1^n \frac{K_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}} + \frac{\sum_1^n \frac{F_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}} + \frac{\sum_1^n \frac{V_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

3.2 Hypothèses de simplification de la formule du LCOE

La formule générale du LCOE exige de disposer, pour chaque année, de la valeur de chacune des variables intervenant dans son calcul. Cela n'est généralement pas possible, ou n'a qu'un intérêt limité en dehors de l'analyse de projets particuliers, aussi plusieurs hypothèses simplificatrices ont été formulées dans le cadre de cette étude.

Hypothèse 1 :

Pour l'ensemble des filières, sauf pour les filières photovoltaïques et hydrauliques dont les productibles diminuent respectivement de 0,5 et 0,23 % par an, la production annuelle est supposée constante sur la durée de vie de l'installation, elle est notée Q .

⁶ Dans ce document on emploie indifféremment LCOE et coût complet moyen de production.



$$\text{En posant } A = \frac{1}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t}}$$

la formule du LCOE peut alors s'écrire :

$$\frac{A(K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t + F_t + V_t}{(1+r)^t})}{Q}$$

Hypothèse 2 :

la dépense en capital est supposée déjà entièrement effectuée au début de l'année 1 : $K_t = 0$ pour $t = 1$ à n . La seule exception concerne la géothermie sur champs de sondes où une dépense de capital a lieu la 25^{ème} année pour renouveler certains équipements.

La formule du LCOE s'écrit alors :

$$\frac{AK_0 + A \sum_{t=1}^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t}}{Q} \text{ ou } \frac{AK_0}{Q} + \frac{A \sum_{t=1}^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t}}{Q}$$

où AK_0 correspond à la valeur de l'annuité constante d'un emprunt de K_0 euros au taux « r » pendant une période de « n » années.

Hypothèse 3 :

les charges fixes annuelles sont supposées constantes sur la durée de vie de l'installation, soit $F_t = F$ quel que soit t , de même que les charges variables par kWh : $V_t = v = v^*Q$ quel que soit t .

$$\sum_{t=1}^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t} \text{ s'écrit alors } \frac{(F+V)}{A}$$

$$\text{et } \frac{A \sum_{t=1}^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t}}{Q} \text{ s'écrit } \frac{(F+V)}{Q}$$

Finalement la formule du LCOE se simplifie en :

$$\frac{AK_0}{Q} + \frac{F}{Q} + v$$

Le LCOE s'exprime alors comme la somme de la valeur de l'annuité constante correspondant à l'amortissement financier de l'investissement initial divisée par la production annuelle ($\frac{AK_0}{Q}$), plus les charges fixes divisées par la production annuelle ($\frac{F}{Q}$) plus le coût variable par kWh (v).

3.3 Caractérisation des plages de variation du LCOE

Dans cette étude, les LCOE calculés sont présentés sous forme de plages de variation et non pas sous forme d'une valeur unique.

Méthode générale de caractérisation des plages de variation du LCOE

Pour une filière donnée, les variables qui interviennent dans le calcul du LCOE (CAPEX, Facteur de charge, OPEX...) prennent des valeurs qui varient d'un projet à un autre. Afin de limiter la perte d'information, il a été choisi d'exprimer chacune de ces variables sous la forme de plages de variation plutôt que d'une valeur moyenne. La plage de variation de chaque variable correspond aux 2^{ème} et 8^{ème} déciles de la distribution statique de cette variable. En cas de données insuffisantes pour construire la distribution statistique, une valeur centrale plutôt qu'une plage de variation a été retenue. La combinaison de ces plages de variation et/ou valeur centrale des différentes variables permet de calculer la plage de variation

du LCOE. Dans cette étude, la position générale a été de combiner les bornes inférieures des variables de coûts avec la borne supérieure du facteur de charge ou de la production pour obtenir la borne inférieure du LCOE et inversement pour obtenir la borne supérieure du LCOE. Lorsque cette combinaison n'a pas été appliquée, cela est précisé dans le document.

Méthode de caractérisation des plages de variation des LCOE en 2030 et 2050

Une revue de la littérature a été effectuée pour l'ensemble des filières. Pour les filières pour lesquelles il existait une littérature suffisamment dense, les valeurs de chaque variable nécessaire au calcul du LCOE ont été extraites. Dans tous les cas, l'information disponible n'était pas suffisante pour construire des distributions statistiques pour chaque variable comme dans la méthode générale. Ainsi, afin d'exploiter au mieux les données collectées, une méthode combinatoire a été utilisée.

⁷ A est la valeur de l'annuité constante correspondant à l'amortissement financier d'un emprunt de 1 € au taux « r » pendant une période de « n » années ; A est donné par exemple par la fonction VPM de Excel®.

Cette méthode consiste à calculer l'ensemble des LCOE possibles en combinant les valeurs de chaque paramètre avec les valeurs de tous les autres, sous une hypothèse d'indépendance entre ces paramètres. Pour chaque filière, il est possible de construire la distribution des LCOE en calculant le LCOE de chacune des combinaisons. Il s'agit néanmoins d'un processus assez lourd (pour l'éolien terrestre, par exemple, on obtient ainsi environ 50 000 combinaisons possibles). Une alternative est d'estimer la distribution des LCOE en sélectionnant un échantillon parmi l'ensemble des combinaisons

possibles ce qui permet une mise en œuvre plus rapide pour un résultat quasi-similaire, dès lors que l'échantillon est assez grand et aléatoire. Pour chaque filière, on réalise plusieurs échantillons de 1000 tirages (un tirage se compose de l'ensemble des valeurs nécessaires au calcul du LCOE) ce qui permet d'obtenir des résultats robustes. Cette méthode a permis d'obtenir une distribution statique des LCOE. Les plages de variation des LCOE pour 2030 et 2050 présentées dans ce document correspondent aux deuxième et huitième déciles des distributions obtenues.

3.4 Définition des variables nécessaires au calcul du LCOE

COÛTS D'INVESTISSEMENT OU COÛTS DE CAPITAL OU CAPEX.

Dans cette brochure, seuls les coûts de capital liés à l'installation de production de l'énergie sont pris en compte. Les coûts de transport et de distribution de l'énergie (coûts de réseau) sont exclus, sauf les coûts du « raccordement » de l'unité de production au réseau. Les coûts de capital liés à l'installation de production de l'énergie désignent l'ensemble des coûts liés à la construction de l'installation – y compris les coûts supportés durant les périodes de préparation (études, ...) et les intérêts intercalaires – les coûts de remplacement des composantes dont la durée de vie est inférieure à celle de l'équipement principal (cas de la géothermie profonde, de la géothermie sur champs de sondes et de la petite hydraulique), et enfin les coûts de démantèlement et de remise en état des sites (nets des valeurs résiduelles et de récupération). Pour permettre l'application de la formule simplifiée, l'ensemble de ces coûts doivent être actualisés pour être exprimés à la date de mise en service de l'installation. Dans la pratique, du fait des sources utilisées, il est la plupart du temps difficile de déterminer si et lesquels de ces coûts sont pris en compte dans les valeurs de CAPEX utilisées.

Cas particulier des installations de méthanisation : Les installations de méthanisation peuvent produire en même temps que l'énergie d'autres biens ou services (par exemple des services de traitement/élimination des déchets, du compost, etc., en même

temps que du biogaz) il faut 'imputer' une partie des coûts de production de l'unité à ces autres productions. Dans cette brochure, le choix a été fait d'introduire un coefficient de réfaction qui exprime la part des coûts de production qui sont imputables à d'autres activités qu'à la production d'énergie. Ce coefficient est estimé à partir des recettes. Par exemple, si les recettes provenant des services de traitement des déchets représentent 70 % des recettes totales, alors seulement 30 % des coûts sont imputés à l'activité de production d'énergie.

DÉPENSES D'EXPLOITATION OU OPEX.

On distingue généralement les coûts d'exploitation fixes et les coûts d'exploitation variables. Les premiers ne dépendent pas de la quantité produite (loyers, assurances, dépenses d'entretien et de maintenance, taxes assises sur la puissance, etc.), tandis que les seconds varient suivant le volume de la production (par exemple les coûts de combustible ou d'électricité pour les filières qui y font appel dans leur processus de production). Dans l'ensemble des évaluations présentées et conformément à la troisième hypothèse, les OPEX par kW ou MWh sont considérées comme constantes, bien que ce ne soit pas le cas dans la réalité. Les dépenses d'entretien-maintenance (nombre d'heures d'intervention, remplacement de petites pièces ...) croissent généralement en volume avec le temps. Toutefois, il est souvent difficile de distinguer dans les documents faisant référence à ces dépenses (analyse de filière,

⁸ On notera que la même hypothèse est implicite dans le calcul des plages de variation des LCOE actuels.

clauses d'indexation ...) si la croissance des OPEX est une augmentation de volume ou de prix ; or ces dernières sont par convention exclues dans le calcul du LCOE (cf. Point de vigilance ci-dessous).

Point de vigilance :

Les coûts d'investissement et les dépenses d'exploitation sont évalués sans prendre en compte les aides publiques, et sont exprimés hors TVA lorsque celle-ci est récupérable et TVA incluse lorsque celle-ci est supportée in fine par l'acquéreur (ménages). Les LCOE sont calculés en raisonnant « à prix constants ». Cela signifie que le prix des biens de capital et/ou des biens entrant dans la dépense courante n'évolue pas au cours de la durée de vie de l'installation⁹. Cette hypothèse est cohérente avec le choix de retenir un taux d'actualisation en « termes réels » et non en « termes nominal » (cf. Taux d'actualisation ci-dessous). Le seul cas dans lequel cette convention n'est pas retenue est celui du prix des combustibles fossiles pour l'évaluation du LCOE des filières « conventionnelles ». Dans ce cas, on a considéré que l'impact sur les prix des prévisions d'augmentation de la composante carbone telles qu'elles étaient inscrites dans la Loi de finances de 2018¹⁰, devait être pris en compte. Suite au gel décidé fin 2018, les augmentations ont été maintenues mais décalées d'un an. A titre de comparaison, un calcul hors évolution de la composante carbone a été effectué.

PRODUCTION :

La production intervient comme dénominateur de deux des composantes du LCOE : le coût de capital et les coûts fixes. Il s'agit de la production annuelle qui est, comme indiqué, supposée constante (cf. hypothèse 1). Dans cette étude, la production annuelle est estimée à partir du facteur de charge qui exprime en pourcentage le temps annuel pendant lequel l'installation produit sa puissance nominale. Ainsi, en multipliant la puissance de l'installation par le facteur de charge lui-même multiplié par 8760 (nombre d'heures dans l'année), on obtient la

production annuelle de l'installation.

Cas particuliers :

pour le solaire thermique, on estime la production en kWh par m² et par an ; pour la chaleur domestique, faute de connaître la puissance effective des équipements, on estime la production à partir des besoins auxquels l'équipement est censé répondre (par exemple besoins de chauffage moyens d'un logement).

DURÉE DE VIE :

La durée de vie désigne le nombre d'années pendant lesquelles l'installation est censée produire avant sa mise hors service. Il s'agit d'une variable relativement normalisée pour chacune des filières à un moment donné (les progrès techniques peuvent se traduire par l'allongement de la durée de vie). Celle-ci peut être prolongée au-delà de la durée initialement prévue par des opérations de « repowering » (éolien, hydraulique, géothermie profonde ...). La durée de vie est alors définie en référence à l'élément le plus durable, ce qui peut conduire à prévoir le remplacement de certaines composantes en cours de vie. La durée de vie peut différer de la durée des emprunts et de la durée des contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération (cf. ci-dessous taux d'actualisation).

TAUX D'ACTUALISATION :

Le taux d'actualisation¹¹ utilisé dans la formule du LCOE rend compte du coût correspondant à la rémunération attendue du capital engagé dans la production. Dans cette étude, il est pris égal au « coût moyen pondéré du capital » (CMPC). Le CMPC est généralement défini comme la somme de deux termes correspondants à la rémunération, d'une part, des capitaux empruntés et d'autre part, des capitaux propres¹². Le CMPC peut être calculé avant ou après impôts. Afin de faciliter les comparaisons entre pays ayant des pratiques fiscales différentes, le groupe des experts de l'AIE recommande d'utiliser un taux avant impôts¹³, point de vue adopté dans

⁹ Le fait de procéder à des évaluations à prix constant peut, dans une conjoncture de grande incertitude sur les prix des combustibles fossiles et de l'électricité, pénaliser (ou favoriser) les filières dont le LCOE est principalement constitué de coûts de capital.

¹⁰ Loi n°2017-1837 du 30 décembre 2017

¹¹ Le taux d'actualisation est un taux normatif, sa valeur influence la valeur du LCOE. En ce sens, il est différent du taux de rentabilité interne qui exprime le taux de rentabilité pour un prix de vente déterminé.

¹² La formule de calcul du CMPC peut s'écrire taux d'intérêt des capitaux empruntés * part des capitaux empruntés + taux de rémunération souhaité pour les capitaux propres * part des capitaux propres.

¹³ International Energy Agency (2015) « Projected Costs of Generating Electricity »

cette publication. Dans cette brochure, le taux d'actualisation est exprimé en termes réels, c'est-à-dire après déduction de l'inflation.

Alors que la publication précédente présentait les évaluations du LCOE pour différents taux d'actualisation (3 %, 5 %, 8 % et 10 %), il a été choisi pour cette édition de présenter les évaluations obtenues en adoptant pour chaque filière un taux d'actualisation 'central' représentatif de la maturité et des conditions de financement moyennes de cette filière. Ces évaluations sont complétées par un calcul de la sensibilité du LCOE à des variations de +/- 1 % du taux d'actualisation autour de la valeur choisie. La valeur du taux d'actualisation dépend de la filière, et notamment de sa maturité technologique.

POUR LES FILIÈRES MATURES, qui font l'objet d'une large diffusion et ne présentent pas de risques spécifiques, le choix du CMPC s'est appuyé sur les éléments suivants. Selon la Banque de France, le taux moyen des crédits d'équipements aux entreprises sur la période 2016 – 2018 a été de 1,5 %. Il s'agit d'un taux nominal effectif au sens "étroit" auquel il faut ajouter les frais, commissions, etc... On a estimé le taux "complet" à 2,5 %. Le taux de rémunération attendu des capitaux propres retenu est de 10 %. Compte tenu de la structure de financement moyenne déclarée par les investisseurs (de l'ordre de 80 % d'emprunt et 20 % de capitaux propres), le CMPC aux prix courants s'établit à 4 % et compte tenu d'une inflation estimée à 1 % en moyenne sur la période 2016 -2018 (source Insee), le CMPC en termes réels est de l'ordre de 3 %. Ce taux correspond à celui indiqué par la Commission de régulation de l'énergie sur les projets de grand photovoltaïque en France continentale¹⁴.

Parfois, on s'écarte de ce taux de 3 % :

- Les investissements réalisés en milieu industriel sont censés avoir une exigence de rentabilité plus forte tenant à une structure de financement comportant plus de fonds propres : le CMPC varie de 5 % (biomasse et solaire thermique industriel) à 8 % (pour la récupération de chaleur fatale, supposée entièrement financée sur fonds propres) ;
- Prise en compte de l'acceptabilité sociale des projets pour l'éolien avec un taux à 4 %, en accord avec la profession et conformément au taux obtenu

sur un ensemble de projets ;

- Prise en compte du risque lié à une plus forte incertitude sur la production pour l'hydroélectricité avec un taux de 4,5 %.

POUR LES FILIÈRES MOINS MATURES, c'est-à-dire comportant un risque technologique, même si elles peuvent bénéficier de rémunérations garanties, le taux d'actualisation central est augmenté d'une prime de risque dont le montant est fonction du degré actuel de développement de la filière :

- Eolien en mer posé : 5 %
- Eolien en mer flottant : 5 % à l'horizon 2030
- Stockage : 6 %
- Hydrogène : 8 %

POUR LES FILIÈRES OÙ L'INVESTISSEMENT EST RÉALISÉ PAR LES MÉNAGES, compte tenu des conditions de financement actuellement proposées aux particuliers et des rémunérations offertes à l'épargne des ménages on a considéré qu'un taux d'actualisation de 1 % (en réel) pouvait être retenu, quelle que soit la filière et la finalité de l'investissement : vente ou autoconsommation¹⁵ (voir tableau 2 en page suivante).

Reconnaissant que les filières sont imparfaitement égales face aux conditions de financement, il a été réalisé sur toutes les filières une analyse de sensibilité en calculant les LCOE obtenus avec des taux d'actualisation de plus ou moins 1 % par rapport au taux central retenu pour la filière.

Points de vigilances sur l'estimation du taux d'actualisation par le CMPC :

Deux situations où l'estimation du taux d'actualisation par le CMPC peut être biaisée :

- *Durée de vie des emprunts inférieure à la durée de vie de l'installation : du fait de l'obligation de faire face rapidement aux échéances de l'emprunt, la part des recettes disponible pour la rémunération des capitaux propres est plus faible en début de période et sa valeur actualisée est plus faible. Le taux d'actualisation donné par la formule du CMPC est alors insuffisant pour que l'investisseur obtienne le taux de rémunération souhaité pour ses capitaux propres : il faut augmenter le taux*

¹⁴ Commission de Régulation de l'Énergie (2019) « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en France continentale »

¹⁵ On notera que la quasi-totalité des opérations des ménages sont éligibles à l'éco-prêt à taux zéro.



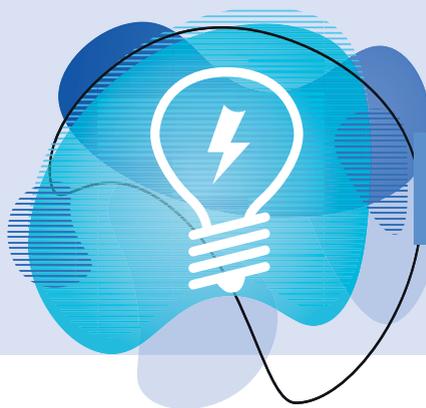
d'actualisation au-delà du CMPC et donc le LCOE.

• Durée de vie de l'installation est supérieure à la durée des contrats d'obligation d'achats ou de complément de rémunération (généralement 20 ans) : les garanties d'écoulement de la production à un prix fixe ne s'appliquent plus sur les dernières années ce qui augmente l'incertitude et le taux de rémunération souhaité pour les capitaux propres,

donc le taux d'actualisation. Ce facteur peut être d'autant plus prégnant que les contrats de 20 ans actuels arriveront à échéance en 2035-2040, c'est-à-dire au début d'une période qui devrait être caractérisée par une forte pénétration des EnR électriques renouvelables et possiblement une volatilité importante des prix de l'électricité.

Tableau 2 : TAUX D'ACTUALISATION CENTRAL RETENU PAR FILIÈRE

Filières	Technologies	Taux central (%)	Justification choix taux actualisation central
Electricité			
Photovoltaïque	Petites toitures	1	Investissement ménage
	Moyennes toitures	3	Filière mature
	Grandes toitures	3	Filière mature
	Centrales au sol	3	Filière mature
Eolien terrestre		4	Filière mature mais risque opposition locale
Eolien en mer	Posé, flottant	5	Filière moins mature – prime de risque
Petite Hydraulique	Nouvelles / rénovation	4,5	Filière mature mais risque incertitude production
Filières de référence		3	Filière mature
Chaleur particulier			
Biomasse	toutes	1	Investissement ménage
Solaire thermique	toutes	1	Investissement ménage
Pompes à chaleur domestiques	toutes	1	Investissement ménage
Filières de référence	toutes	1	Investissement ménage
Chaleur collective, industrielle ...			
Biomasse collective		3	Filière mature
Biomasse industrielle		5	Filière mature mais investissement en milieu industriel
Solaire thermique	collectif	3	Filière mature
	sur réseau	3	Filière mature
	industriel	5	Filière mature mais investissement en milieu industriel
Géothermie de surface	toutes	3	Filière mature
Géothermie profonde		3	Filière mature
Récupération			
UIOM		3	Filière mature
Industrie		8	Filière mature mais investissement en milieu industriel
Filières de référence	toutes	3	Filière mature
Biogaz			
	injection	3	Filière mature
	cogénération	3	Filière mature
Stockage de l'électricité			
	par batterie	6	Filière moins mature – prime de risque
	via l'hydrogène	8	Filière moins mature – prime de risque
ZNI DOM - ROM			
	PV	3	Filière mature
	ST individuel	1	Investissement ménage
	ST collectif	3	Filière mature



4. Coûts de production de l'électricité

4.1 Photovoltaïque

En France, la capacité photovoltaïque installée a atteint 8,9 GW fin 2018¹⁶, dont 1,8 GW pour les puissances inférieures à 36 kW, 2,4 GW sur grandes toitures (36 à 250 kW) et 4,7 GW pour les installations supérieures à 250 kW. La capacité PV installée au niveau mondial était de 480 GW fin 2018, dont environ 175 GW de capacité installée en Chine, 50 GW aux Etats-Unis et 46 GW en Allemagne¹⁷.

Selon Solar Power Europe, en 2023, les capacités installées devraient atteindre 195 à 318 GW à l'échelle européenne (126 GW en 2018) et entre 1040 et 1610 GW au niveau mondial¹⁸. En France, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe les objectifs suivants : 20,6 GW en 2023 et de 35,6 à 44,5 GW en 2028. Pour atteindre ces objectifs, le projet de PPE prévoit le lancement d'appels d'offres au cours de la période 2019-2024 pour le développement de 11,8 GW de centrales au sol et 5,4 GW d'installations sur grandes toitures. L'importance du développement des centrales au sol prévu dans le projet de PPE s'explique par la compétitivité de ce type d'installations comparée aux installations sur toitures.

Pour garantir l'acceptabilité de ces projets, le projet de PPE indique que le Gouvernement veille à ce qu'ils respectent la biodiversité et tendent à préserver les terres agricoles et forestières en privilégiant

l'implantation sur des friches industrielles, des délaissés autoroutiers, des terrains militaires.

LE PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL

On désigne ici par photovoltaïque résidentiel les installations jusqu'à 9 kW sur les toitures des maisons. On distingue les installations « intégrées au bâti » (le système photovoltaïque est installé dans le plan de la toiture dont il assure l'étanchéité) et les installations en surimposition de toiture (le système photovoltaïque est installé par-dessus la couverture).

Le coût total de production de l'électricité par les systèmes résidentiels dépend fortement de la région, de la puissance et du type d'installation. Les évaluations sont présentées pour trois zones¹⁹. Pour les trois zones, le LCOE est calculé avec une durée de vie de 25 ans²⁰ et un taux d'actualisation de 1 %. Pour cette filière, la production est supposée diminuer de 0,5 % par an. Les plages de variation des CAPEX et des OPEX correspondent aux valeurs minimum et maximum recueillies lors d'une enquête réalisée fin 2018 auprès d'une centaine d'installateurs. Seuls les facteurs de charge varient entre les zones.

Dans la zone nord (Hauts de France, Grand Est, Normandie et pour partie à l'Île de France), le LCOE des installations d'une puissance de 3 kW (189 à

¹⁶ Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « Chiffres clefs des énergies renouvelables, édition 2019 ».

¹⁷ International Renewable Energy Agency (2019) « Renewable Energy Capacity Statistics 2019 ».

¹⁸ Solar Power Europe (2019) « Global Market Outlook for solar power 2019-2023 ».

¹⁹ Le LCOE a été calculé pour trois grandes zones d'ensoleillement construites à partir des données du Photovoltaic Geographical Information System de la Commission Européenne. L'outil PVGIS du Centre Commun de Recherche (JRC) de l'Union Européenne permet de calculer la production solaire photovoltaïque en kWh / m² pour quasiment tout point de la surface terrestre. On a retenu un certain nombre de villes emblématiques pour caractériser la production d'un m² de silicium cristallin dans différentes régions françaises. Pour ce rapport trois zones d'ensoleillement ont été définies.

²⁰ Le LCOE est calculé sur 25 ans alors que le tarif d'achat est octroyé sur 20 ans.



267 €/MWh) est toujours supérieur au tarif d'achat²¹ (186 €/MWh), tandis que le LCOE des installations de 9 kW (127 à 158 €/MWh) est toujours inférieur au tarif d'achat (158 €/MWh). Dans la zone sud (Est de l'Occitanie, Corse et PACA), le LCOE de toutes les catégories d'installations est inférieur au tarif d'achat. Le LCOE est de 88 à 109 €/MWh pour les installations de 9 kW et de 130 à 184 €/MWh pour les installations de 3 kW. Dans la zone

centre, correspondant aux autres régions, le LCOE des installations de 9 kW (109 à 135 €/MWh) est toujours inférieur au tarif d'achat, alors que pour les installations de 3 kW ce n'est le cas que pour celles en surimposé (161 à 196 €/MWh).

Pour les trois zones l'augmentation du taux d'actualisation à 2 % au lieu de 1 % se traduit par une augmentation du LCOE de 7,5 à 8,2 %.

Graphique 8 : LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL RACCORDÉ

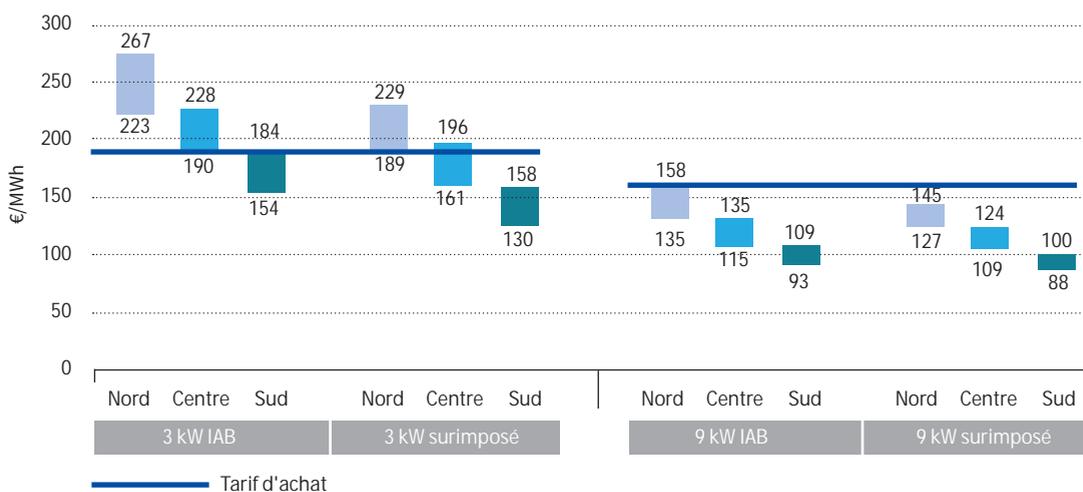


Tableau 3 : LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL RACCORDÉ : ZONE NORD

		ZONE NORD								
TYPE	Puissance	3 kW				9 kW				
	Type d'installation	IAB		surimposé		IAB		surimposé		
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES										
HYPOTHÈSES	Facteur de charge	11,4 %								
	Durée de fonctionnement (années)	25								
	Taux d'actualisation	1 %								
COÛTS										
HYPOTHÈSES	Investissement (€/kW)	2765	3 310	2 355	2 850	1 815	2 125	1 735	1 970	
	Exploitation (€/kW/an)	89	107	75	91	47	55	44	50	
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)										
RÉSULTATS	LCOE	223	267	189	229	135	158	127	145	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE									
	Coût CAPEX	133	160	114	138	88	103	84	95	
	Coût OPEX	89	107	75	91	47	55	44	50	
	LCOE avec taux 2 %	239	287	203	246	146	171	138	157	

Source : Pour les CAPEX et les OPEX, enquête réalisée en 2018 par In Numeri auprès des installateurs.

Tableau 4 : LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL RACCORDÉ : ZONE SUD

		ZONE SUD								
TYPE	Puissance	3 kW				9 kW				
	Type d'installation	IAB		surimposé		IAB		surimposé		
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES										
HYPOTHÈSES	Facteur de charge	16,6 %								
	Durée de fonctionnement (années)	25								
	Taux d'actualisation	1 %								
COÛTS										
HYPOTHÈSES	Investissement (€/kW)	2 765	3 310	2 355	2 850	1 815	2 125	1 735	1 970	
	Exploitation (€/kW/an)	89	107	75	91	47	55	44	50	
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)										
RÉSULTATS	LCOE	154	184	130	158	93	109	88	100	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE									
	Coût CAPEX	92	110	78	95	60	71	58	66	
	Coût OPEX	62	74	52	63	33	38	30	34	
	LCOE avec taux 2 %	165	198	140	170	100	118	95	108	

Source : Pour les CAPEX et les OPEX, enquête réalisée en 2018 par In Numeri auprès des installateurs.

Tableau 5 : LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL RACCORDÉ : ZONE CENTRE

		ZONE CENTRE								
TYPE	Puissance	3 kW				9 kW				
	Type d'installation	IAB		surimposé		IAB		surimposé		
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES										
HYPOTHÈSES	Facteur de charge	13,4 %								
	Durée de fonctionnement (années)	25								
	Taux d'actualisation	1 %								
COÛTS										
HYPOTHÈSES	Investissement (€/kW)	2 765	3 310	2 355	2 850	1 815	2 125	1 735	1 970	
	Exploitation (€/kW/an)	89	107	75	91	47	55	44	50	
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)										
RÉSULTATS	LCOE	190	228	161	196	115	135	109	124	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE									
	Coût CAPEX	114	137	97	118	75	88	72	81	
	Coût OPEX	76	92	64	78	40	47	37	43	
	LCOE avec taux 2 %	205	245	174	210	124	146	118	134	

Source : Pour les CAPEX et les OPEX, enquête réalisée en 2018 par In Numeri auprès des installateurs.

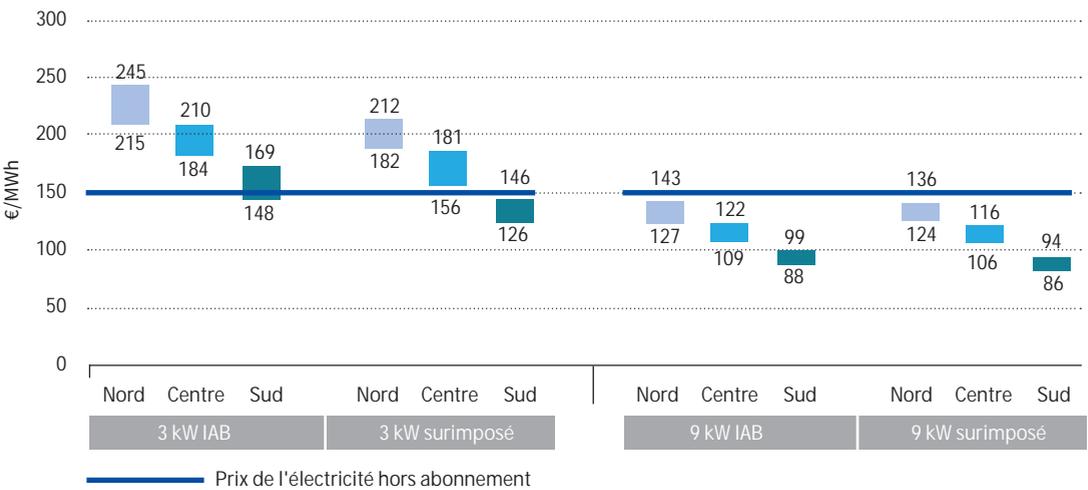
²¹ Les tarifs d'achat sont ceux de mi 2018, ils ne dépendent que de la puissance de l'installation et non du mode d'installation.

INSTALLATIONS EN AUTOCONSOMMATION

Selon plusieurs sources²², le CAPEX des installations en autoconsommation totale sans batterie est légèrement inférieur au CAPEX des installations avec injection (de 3,7 % en ce qui concerne la borne minimum et de 7,7 % pour la borne maximale), du fait de l'absence des coûts de raccordement (estimés à 7,8 % pour les installations raccordées). Cette légère réduction se retrouve sur le LCOE.

Pour les installations de 9 kW, quelle que soit la zone et le mode d'installation (IAB ou surimposé), le LCOE (86 à 143 €/MWh) est inférieur au prix TTC de l'électricité pour les particuliers hors abonnement (150 €/MWh). S'agissant des installations de 3 kW, ce n'est le cas que pour les installations en surimposé situées dans le pourtour méditerranéen.

Graphique 9 : LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL EN AUTOCONSOMMATION



PV RÉSIDENTIEL : COMPARAISON INTERNATIONALE

La comparaison internationale met en évidence une grande hétérogénéité dans l'amplitude de la plage de variation des LCOE : très importante pour la France et les Etats-Unis, faible en Allemagne et en Chine. Cette situation s'explique par l'importance des plages de variation du CAPEX (écart de 1 à 1,6 en France et de 1 à 1,7 aux Etats-Unis) et du facteur de charge (écart de 1 à 1,45 en France et de 1 à 1,2 aux Etats-Unis) en France et aux Etats-Unis, alors que ces plages de variation sont restreintes ou nulles en Allemagne (écart de 1 à 1,2 pour le CAPEX et de 1 à 1,4 pour le facteur de charge) et en Chine (écart de 1 à 1,4 pour le CAPEX et nul pour le facteur de charge). Il est toutefois probable que la plus ou moins grande importance des plages de variation reflète plus l'hétérogénéité des données disponibles entre les

évaluations que l'amplitude réelle des écarts.

En se concentrant sur la borne inférieure de la fourchette, la France et l'Allemagne ont des LCOE similaires respectivement 88 €/MWh et 86 €/MWh, les coûts plus élevés en France seraient compensés par un meilleur facteur de charge. La Chine aurait un LCOE particulièrement bas (53 €/MWh) qui s'expliquerait par la combinaison de coûts faibles et d'un productible élevé. Par opposition, les Etats-Unis auraient un LCOE élevé (111 €/MWh) qui s'expliquerait par un CAPEX très élevé. Ce niveau élevé du CAPEX aux Etats-Unis serait dû à l'importance des éléments immatériels (frais de permis, d'inspection, d'intégration dans les réseaux, taxes, overhead...) dans les coûts de capital (64 % du coût total selon l'Office of Energy Efficiency and Renewable Energy du Département de l'énergie des Etats Unis).

²² Observ'ER (2017) « Suivi du marché 2016 des installations solaires photovoltaïques individuelles » ; I Care & Consult, Enerplan & ADEME (2017) « Etude des retombées socio-économiques du développement de la filière solaire française. Etat des lieux et prospective 2023. » ; Enquête, auprès des installateurs, réalisée par In Numeri dans le cadre de cette étude.

Graphique 10 : LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL - COMPARAISON INTERNATIONALE

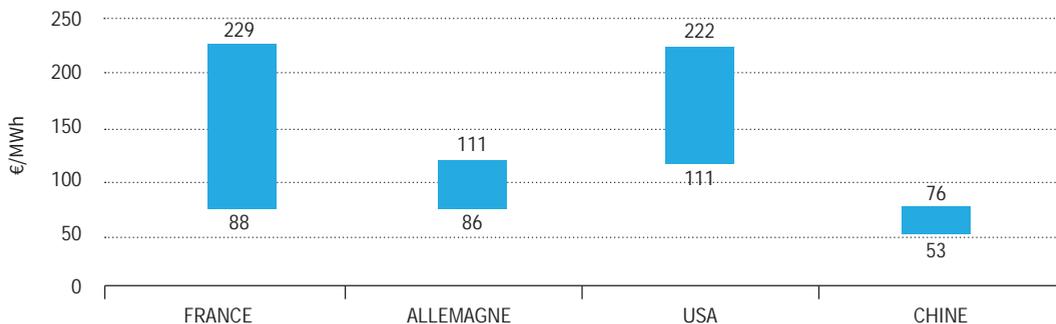


Tableau 6 : LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL : COMPARAISON INTERNATIONALE

	FRANCE	ALLEMAGNE	USA	CHINE
Année	2018	2017	2017	2016
Type considéré	3 - 9 kW	5 - 15 kW	3 - 9 kW	< 10 kW
Facteur de charge %	11,4 - 16,6	10,2 - 11,2	16 - 19	16
CAPEX €/kWc	1735 - 2850	1200 - 1400	2660 - 4480	1055 - 1505
OPEX €/kWc/an	44 - 91	30 - 35	64 - 108	26 - 38
LCOE €/MWh	88 - 229	86 - 111	111 - 222	53 - 76

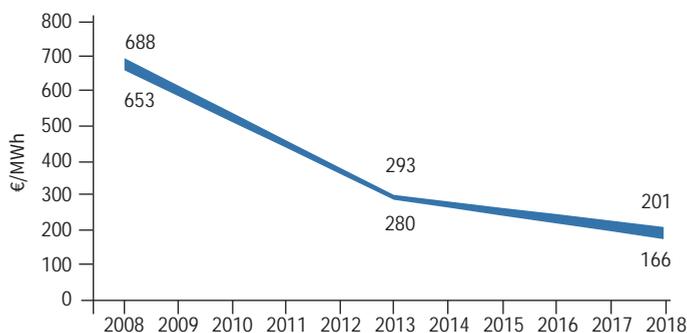
Sources : **France**, la plage de variation (88 - 229 €/MWh) correspond aux installations en surimposé de 3 - 9 kW décrites dans les tableaux 3 à 5. **Allemagne**, la source est Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2018) « Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies ». **Etats-Unis**, la source est Lawrence Berkeley National Laboratory (2018) « Tracking the Sun. Installed Price Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the United States ». **Chine**, la source est International Energy Agency (2017) PVPS « Annual Report 2016 ». Tous les LCOE sont calculés avec un taux d'actualisation de 1 %.

EVOLUTION

Le graphique 11 illustre la forte décroissance du LCOE du PV résidentiel entre 2008 et 2018 pour une installation d'une puissance de 3 kW en surimposé. Le détail des évolutions retracées doit être pris

avec précaution, les données étant relativement imprécises et partielles, en particulier en ce qui concerne les OPEX (les enquêtes sur les coûts d'exploitation effectifs du PV résidentiel étant quasi inexistantes).

Graphique 11 : FRANCE LCOE PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL 3 KW SURIMPOSÉ - ÉVOLUTION



Sur la période 2008 – 2018, l'essentiel de la réduction du LCOE provient de la baisse du CAPEX : selon les rapports de la France à l'AIE, pour les petits systèmes

surimposés, celui-ci serait passé de 7500 €/kW en 2008 à 3100 – 3300 en 2013. Il serait actuellement de 2350 à 2850 €/kW.

Tableau 7 : EVOLUTION DU LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSIDENTIEL 3 KW SURIMPOSÉ

	2008	2013	2018
Durée de vie	20	20	25
Taux d'actualisation %	6	4,5	1
Facteur de charge %	13	13	13
CAPEX (€/kWc)	7500	3100 - 3300	2350 - 2850
OPEX (€/kWc/an)	90 - 130	80	75 - 91
LCOE (€/MWh)	653 - 688	280 - 293	166 - 201

Source : *Années 2008 et 2013*, pour les CAPEX la source est International Energy Agency PVPS : « National Survey Report of PV Power Applications in France 2008 » et « National Survey Report of PV Power Applications in France 2013 » et pour les OPEX la source est Commission de Régulation de l'Energie (2014) « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » mais les données ne sont pas spécifiques aux installations de 3 kW. *Année 2018*, les valeurs des CAPEX et OPEX sont celles des installations de 3 kW en surimposé présentées dans les tableaux 3 à 5. On a introduit une baisse des taux d'actualisation censée refléter l'évolution des conditions de financement.

LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR MOYENNES TOITURES

Pour les installations de 36-100 kW, l'enquête réalisée par In Numeri fin 2018 début 2019 auprès des installateurs met en évidence une forte baisse des CAPEX par rapport aux valeurs de 2015 retenues dans l'édition antérieure. Selon les déclarations des installateurs à l'enquête, pour la seule période 2017-2018, la diminution moyenne du prix des installations de 36-100 kW est de 9,5 %.

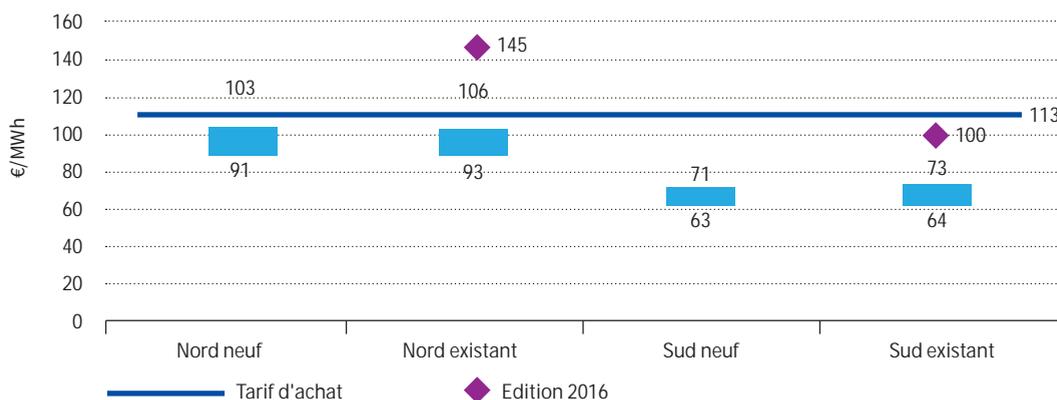
Ces évolutions se traduisent par une forte réduction du LCOE des systèmes PV sur moyennes toitures par rapport à l'édition antérieure. Les LCOE obtenus

(91 à 106 €/MWh pour les installations dans la zone nord et 63 à 73 €/MWh pour les installations situées en zone sud) seraient largement inférieures aux tarifs d'achat : 113 €/MWh pour les installations en surimposé entre 36 et 100 kW²³. On notera que c'était déjà le cas dans l'édition antérieure pour les installations situées sur le pourtour méditerranéen.

Selon les résultats de l'enquête la différence entre le CAPEX des installations dans le neuf et dans l'existant serait d'à peine 5 %.

Le passage du taux d'actualisation à 4 % au lieu de 3 % se traduirait par une augmentation de 8 à 9 % du LCOE.

Graphique 12 : LCOE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR MOYENNES TOITURES



²³ Rappelons une nouvelle fois que les tarifs d'achat sont définis pour 20 ans, alors que les LCOE sont calculés sur 25 ans.

Tableau 8 : LCOE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR MOYENNES TOITURES

		ZONE NORD				ZONE SUD (pourtour méditerranéen)				
TYPE	Puissance	MOYENNES TOITURES 36-100 KW								
	Type d'installation	NEUF		EXISTANT		NEUF		EXISTANT		
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES		11,4				16,6				
HYPOTHÈSES	Facteur de charge (%)	11,4				16,6				
	Durée de fonctionnement (années)	25				3				
	Taux d'actualisation (%)	3				25				
COÛTS		1 111		1 261		1 164		1 323		
Investissement (€/kW)		23	26	22	25	23	26	22	25	
Exploitation (€/kW/an)										
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)		91		103		63		71		
RÉSULTATS	LCOE	91	103	93	106	63	71	64	73	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE		67		77		47		53	
	Coût CAPEX	67	77	71	80	47	53	49	55	
	Coût OPEX	23	26	22	25	16	18	15	17	
LCOE avec taux 2 %	84	95	85	97	58	65	59	67		
LCOE avec taux 4 %	98	111	101	114	72	88	71	117		

Source : Pour les CAPEX et les OPEX, enquête réalisée en 2018 par In Numeri auprès des installateurs.

LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR GRANDES TOITURES ET OMBRIÈRES

Il s'agit d'installations sur des bâtiments commerciaux, industriels, etc. ou des ombrières de parking. La gamme de puissance va de 100 kW à plusieurs MW. Les données utilisées proviennent du rapport de la CRE « Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale » qui analyse les business plan des installations ayant répondu aux derniers appels d'offre ; la mise en service des installations lauréates est prévue en 2019-2020.

Les LCOE des systèmes sur grandes toitures décroissent légèrement avec la puissance : 67-97 €/MWh pour les installations de 100 à 500 kW à 61-89 €/MWh pour les installations de 500 kW à 2,5 MW. Pour les ombrières, le LCOE ne varie pas avec la puissance.

Une diminution du taux d'actualisation de 3 à 2 % réduit le LCOE de l'ordre de 8 %, une augmentation du taux d'actualisation de 3 % à 4 % génère l'effet inverse.

Graphique 13 : LCOE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR GRANDES TOITURES ET OMBRIÈRES

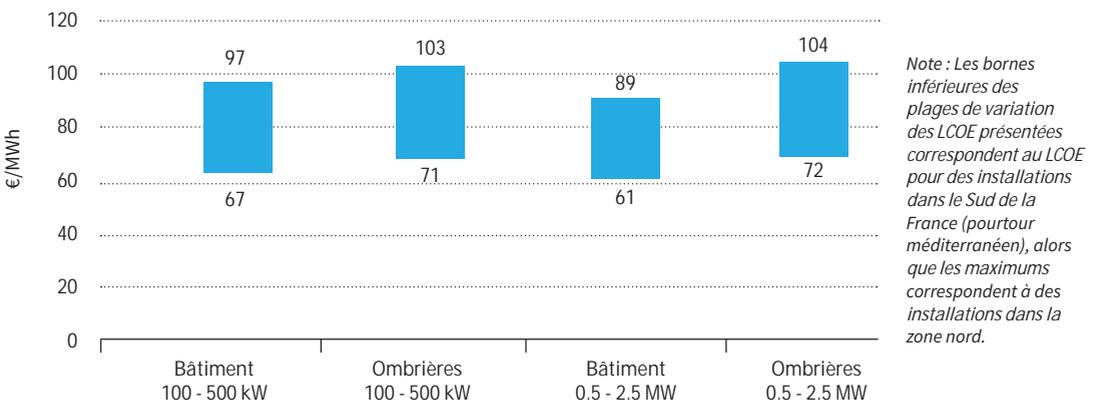


Tableau 9 : LCOE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR GRANDES TOITURES ET OMBRIÈRES

TYPE	Puissance Type d'installation Région	100 - 500 kW				500 kW - 2,5 MW				
		TOITURES		OMBRIÈRES		TOITURES		OMBRIÈRES		
		Sud	Nord	Sud	Nord	Sud	Nord	Sud	Nord	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES										
HYPOTHÈSES	Facteur de charge (%)	16,6	11,4	16,6	11,4	16,6	11,4	16,6	11,4	
	Durée de fonctionnement (années)	25								
	Taux d'actualisation (%)	3								
COÛTS										
HYPOTHÈSES	Investissement initial (€/kW)	1190		1170		1080		1240		
	Dépenses d'exploitation (€/kW/an)	16,5		23,3		15,1		20,5		
	Fiscalité (€/kW/an)	8,2		8,9		8,0		8,4		
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)										
RÉSULTATS	LCOE	67	97	71	103	61	89	72	104	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE									
	Coût CAPEX	50	72	49	71	45	66	52	75	
	Coût OPEX	17	25	22	32	16	23	20	29	
	LCOE avec taux 2 %	62	89	66	96	56	82	66	96	
LCOE avec taux 4 %	72	105	77	111	66	96	78	113		

Source : Les valeurs du CAPEX et des dépenses d'exploitation proviennent de la figure 50, page 43 de Commission de Régulation de l'Energie (2019) « Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale ». Il s'agit des moyennes constatées pour l'ensemble des projets candidats sur les dernières périodes de l'appel d'offres CRE4 pour les installations sur bâtiments et sur ombrières, sauf pour l'IFER fixé à sa valeur au 1er janvier 2019. Il s'agit donc de valeurs pour des projets qui seront mis en service en 2019 / 2020. Le taux d'actualisation central est calculé sur la base de la moyenne des TRI projets sur 20 et 30 ans constatés sur l'ensemble des projets CRE4, soit 4,2 %, diminuée de l'inflation (0,9 % en moyenne en 2017 -2018) soit un taux réel avant impôts de 3,2 % arrondi à 3 %.

GRANDES TOITURES ET OMBRIÈRES : COMPARAISONS INTERNATIONALES

L'exercice de comparaisons internationales traduit en grande partie l'hétérogénéité des sources et des situations concrètes des différents pays. Excepté pour les Etats-Unis dont les plages de variation du CAPEX et des OPEX sont, comme pour le résidentiel, très amples, de 1 à 2, les LCOE des autres pays sont plus resserrés et relativement proches. En France

et en Allemagne, la plage de variation du LCOE est assez similaire (respectivement 61-104 €/MWh et 70-96 €/MWh), les coûts plus élevés en France étant compensés par un meilleur facteur de charge. La Chine a des dépenses de CAPEX similaires à la France, mais présente une plage de variation plus resserrée car le facteur de charge n'est pas exprimé sous la forme d'une plage de variation.

Graphique 14 : LCOE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR GRANDES TOITURES : INTERNATIONAL

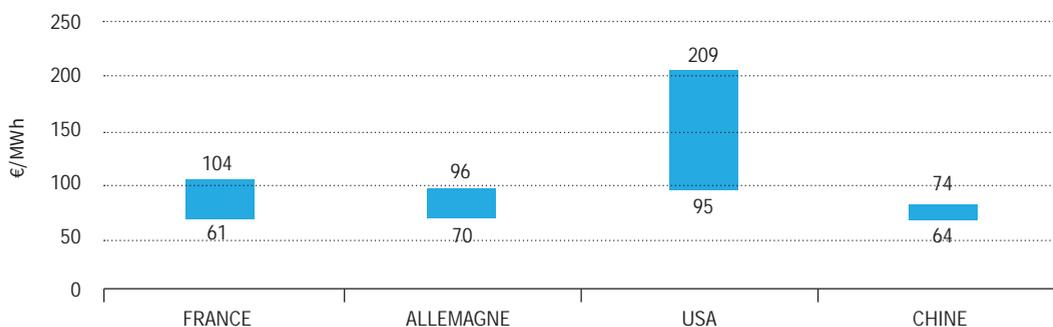


Tableau 10 : LCOE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR GRANDES TOITURES
COMPARAISON INTERNATIONALE

	FRANCE	ALLEMAGNE	USA	CHINE
Année	2018	2017	2017	2016
Puissance MW	0,1 - 0,5	0,1 - 1	0,1 - 0,25	0,01 - 0,25
Facteur de charge %	11,4 - 16,6	9,8 - 11,2	16 - 18	16
CAPEX €/kWc	1080 - 1240	800 - 1000	2000 - 3900	1055 - 1205
OPEX €/kWc/an	23 - 32	20 - 25	43 - 83	26 - 30
LCOE €/MWh	61 - 104	70 - 96	95 - 209	64 - 74

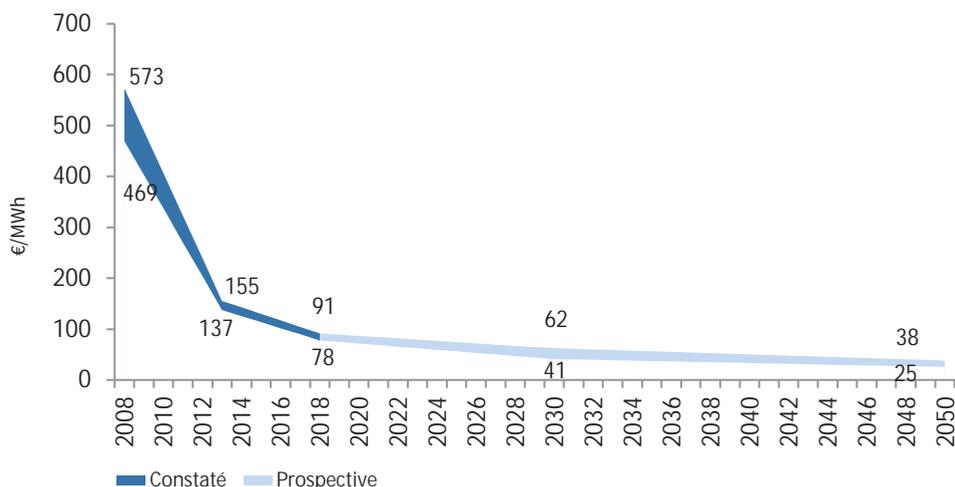
Sources : **France**, la plage de variation correspond au minimum et au maximum du LCOE calculé dans le tableau 9. **Allemagne**, la source est Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2018) « Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies ». **Etats-Unis**, la source est Lawrence Berkeley National Laboratory (2018) « Tracking the Sun. Installed Price Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the United States ». **Chine**, la source est International Energy Agency (2017) PVPS « Annual Report 2016 ». Le LCOE est calculé pour un taux de 3 % et une durée de vie de 25 ans pour les quatre pays.

EVOLUTION ET PROSPECTIVE

Le graphique 15 illustre la forte réduction du LCOE entre 2008 et 2018 en France, puis la poursuite de cette décroissance aux horizons 2030 et 2050. A ces dates, les LCOE moyens calculés pour un productible moyen de 1140 heures/an seraient respectivement de l'ordre de 41 à 62 €/MWh (- 40 % par rapport à 2018) et de 25 à 38 €/MWh (- 40 % par rapport à 2030). Après avoir été divisés par un facteur cinq entre 2008 et 2018, les CAPEX devraient poursuivre leur baisse : 36 % entre 2018 et 2030 et de 20 %

entre 2030 et 2050 (effet de la forte croissance des installations aux niveaux mondial et national sur le prix des équipements et de l'installation). Les OPEX poursuivraient également leur baisse à un rythme soutenu : -38 % en moyenne entre 2018 et 2030 et -31 % entre 2030 et 2050. Comme pour les CAPEX, les prévisions d'évolution des OPEX sont basées sur une revue de la littérature internationale et peuvent paraître très optimistes compte tenu du poids actuel de la fiscalité et du coût des loyers en France (10-15 €/kW/an²⁴).

Graphique 15 : LCOE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR GRANDES TOITURES : ÉVOLUTION



²⁴ Commission de Régulation de l'Énergie (2019) « Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale », pp 30-31.

Tableau 11 : EVOLUTION DU LCOE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR GRANDES TOITURES ET OMBRIÈRES

Année de mise en service	2008	2013	2018	2030	2050
Durée de vie	25	25	25	25	25
Taux actualisation (%)	6	4,5	3	2,5	2,5
Facteur de charge (%)	13	13	13	13	13
CAPEX €/kWc	5100 - 6000	1 800 - 2 000	1080 - 1240	500 - 975	350 - 840
OPEX €/kWc/an	90 - 130	35 - 42	23 - 29	7 - 20	6 - 14
LCOE €/MWh	469 - 573	137 - 155	78 - 91	41 - 62	25 - 38

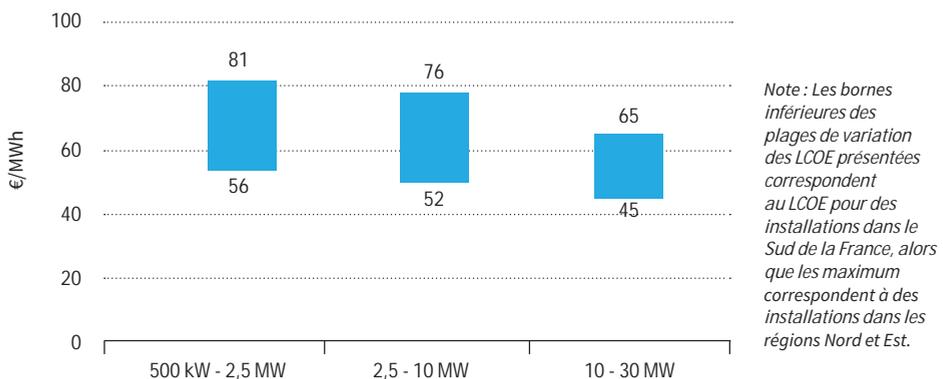
Sources : 2008 – 2013, pour les CAPEX la source est International Energy Agency PVPS : « National Survey Report of PV Power Applications in France 2008 » et « National Survey Report of PV Power Applications in France 2013 » et pour les OPEX la source est Commission de Régulation de l’Energie (2014) « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine ». 2018, les CAPEX et les OPEX sont repris du tableau 10. 2030 et 2050, les valeurs de LCOE indiquées correspondent à la plage 20 % – 80 % de la distribution obtenue par une simulation de type Monte Carlo construite avec les valeurs de CAPEX et d’OPEX provenant des sources : International Energy Agency (2016) « World Energy Outlook 2016 » ; Joint Research Centre (2018) « Cost development of low carbon energy technologies » ; National Renewable Energy Laboratory « Annual Technology Baseline: Electricity » et Advanced System Studies for Energy Transition (2018) « Technology pathways in decarbonisation scenarios ». Ces études ne détaillent pas la composition des OPEX.

CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL

Pour des centrales au sol dont la mise en service est prévue en 2019/2020²⁵, le LCOE est compris entre 56 €/MWh et 81 €/MWh pour les centrales de 0,5 à 2,5 MW, entre 52 et 76 €/MWh pour les centrales de 2,5 à 10 MW et entre 45 et 65 €/MWh pour celles de plus de 10 MW. Pour un segment de puissance donné, la plage de variation s’explique uniquement par la différence de facteur de charge entre Nord et Sud.

Ces plages de variation se situent en moyenne à un niveau légèrement plus faible que le LCOE proposé dans le rapport de la CRE de février 2019²⁶ ; la première raison est que dans le rapport de la CRE le taux d’actualisation est de l’ordre de 1 % plus élevé (taux nominal vs taux réel) ; la seconde raison est la prise en compte, dans l’analyse de la CRE, d’une augmentation de 1 % par an des charges d’exploitation.

Graphique 16 : LCOE DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL EN FRANCE



²⁵ Il s’agit d’installations ayant répondu à aux derniers appels d’offre de la Commission de Régulation de l’énergie la date indicative de mise en service est 2019 / 2020.

²⁶ Commission de Régulation de l’Energie (2019) « Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale ».

Tableau 12 : LCOE DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL

INJECTION								
TYPE	Anné de mise en service			2019/2020		10 - 30 MWc		
	Puissance	500 kWc - 2,5 MWc		2,5 - 10 MWc		10 - 30 MWc		
	Région	Sud	Nord	Sud	Nord	Sud	Nord	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES								
HYPOTHÈSES	Facteur de charge (%)	16,6	11,4	16,6	11,4	16,6	11,4	
	Durée de fonctionnement (années)			25				
	Taux d'actualisation (%)			3				
COÛTS								
HYPOTHÈSES	Investissement initial (€/kW)	895		860		740		
	Dépenses d'exploitation (€/kW/an)	18,4		15,2		12,1		
	Fiscalité (€/kW/an)	8,5		8,4		8,2		
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)								
RÉSULTATS	LCOE	56	81	52	76	45	65	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE							
	Coût CAPEX	37	54	36	52	31	45	
	Coût OPEX	19	27	16	24	14	20	
	LCOE avec taux 2 %	52	75	48	70	42	60	
	LCOE avec taux 4 %	60	87	56	82	48	70	
	CRE (1240 heures ; 20 – 30 ans)	73	77	68	72	58	62	

Source : Les valeurs du CAPEX et des OPEX proviennent de la figure 50, page 43 de Commission de Régulation de l'Energie (2019) « Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale ». Il s'agit des moyennes constatées pour l'ensemble des projets candidats sur les dernières périodes de l'appel d'offres CRE4 pour les installations au sol, sauf pour l'IFER fixé à sa valeur au 1er janvier 2019. Il s'agit donc de valeurs pour des projets qui seront mis en service en 2019/2020. Le taux d'actualisation central est calculé sur la base de la moyenne des TRI projets sur 20 et 30 ans constatés sur l'ensemble des projets CRE4, soit 4,2 %, diminuée de l'inflation (0,9 % en moyenne en 2017 -2018) soit un taux réel avant impôts de 3,2 % arrondi à 3 %. Les calculs du LCOE intègrent une baisse du productible de 0,5 % par an.

CENTRALES AU SOL : COMPARAISONS INTERNATIONALES

L'exercice de comparaisons internationales traduit en grande partie l'hétérogénéité des sources et des situations concrètes des différents pays (plages de variation du productible, lié à l'ensoleillement, et des coûts). La France et l'Allemagne ont des LCOE globalement comparables, les CAPEX plus élevés

en France étant une nouvelle fois compensés par un meilleur productible. Les Etats-Unis se caractérisent par une plage de variation du LCOE plus ample, résultat des plages de variation du CAPEX et des productibles. Par contraste, la Chine présente une plage de variation du LCOE très resserrée, résultat de la faible plage de variation du CAPEX et de l'absence de variation pour le facteur de charge.

Graphique 17 : LCOE DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL - COMPARAISON INTERNATIONALE

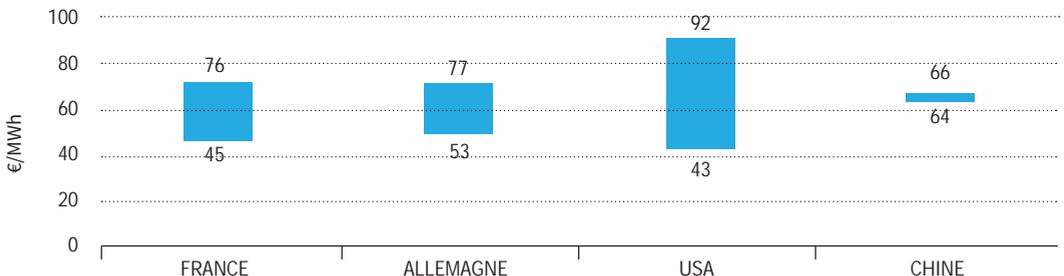


Tableau 13 : LCOE DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL - COMPARAISON INTERNATIONALE

	FRANCE	ALLEMAGNE	USA	CHINE
Année de mise en service	2019 / 2020	2018	2017	2016
Puissance MW	> 2,5	> 2	5 - 20	> 1
Facteur de charge %	11,4 - 16,6	10,2 – 11,2	18 - 26,1	16
CAPEX €/kWc	740 - 860	600 – 800	1445 - 2070	1055 - 1085
OPEX €/kWc/an	20 - 24	15 - 20	10 - 19	26 - 27
LCOE €/MWh	45 - 76	53 - 77	43 - 92	64 - 66

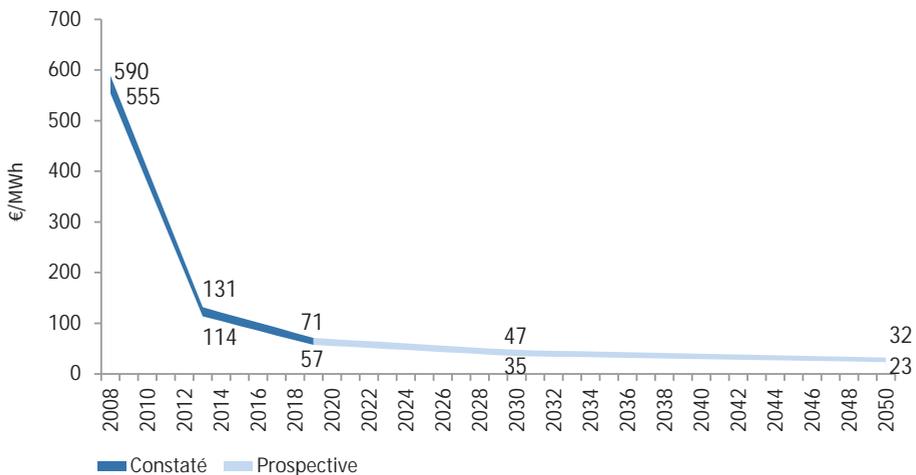
Sources : **France**, la plage de variation correspond au minimum et au maximum du LCOE pour les installations décrites > 2,5 MW (cf. tableau 12). **Allemagne**, la source est Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2018) « Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies ». **Etats-Unis**, la source est Lawrence Berkeley National Laboratory (2018) « Tracking the Sun. Installed Price Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the United States ». **Chine**, la source est International Energy Agency (2017) PVPS « Annual Report 2016 ». Les LCOE ont été calculés avec un taux d'actualisation de 3 % et une durée de vie de 25 ans.

EVOLUTION ET PROSPECTIVE

Le graphique 18 illustre la forte décroissance du LCOE des centrales au sol en France entre 2008 et 2018 : sur cette période, le CAPEX est divisé par 7,3 et les OPEX par 4,7. Le mouvement de réduction se poursuit plus lentement entre 2019 et 2050 : moins 47 % en moyenne pour le CAPEX et moins 60 % pour les OPEX. Ainsi, le LCOE serait compris entre

35 €/MWh et 47 €/MWh en 2030 et entre 23 €/MWh et 32 €/MWh en 2050. Comme pour les installations sur toiture, les prévisions d'évolution des OPEX sont basées sur une revue de la littérature internationale et peuvent paraître très optimistes compte tenu du poids actuel de la fiscalité et du coût des loyers en France (10 €/kW/an²⁷).

Graphique 18 : EVOLUTION DU LCOE DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL - FRANCE



²⁷ Commission de Régulation de l'Énergie (2019) « Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale », p30.

Tableau 14 : EVOLUTION DU LCOE DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL - FRANCE

Année de mise en service	2008	2013	2019	2030	2050
Durée de vie (années)	20	25	25	25	25
Taux actualisation (%)	6	4,5	3	2,5	2,5
Facteur de charge (%)	13	13	13	13	13
CAPEX €/kWc	6 200	1 400 - 1 600	740 - 895	450 - 790	320 - 550
OPEX €/kWc/an	90 - 130	35 - 42	20 - 27	8 - 18	5 - 13
LCOE €/MWh	555 - 590	114 - 131	57 - 71	35 - 47	23 - 32

Sources : 2008 – 2013, pour les CAPEX la source est IEA PVPS : National Survey Report of PV Power Applications in France 2008 et 2013 et pour les OPEX la source est Commission de Régulation de l'Énergie (2014) « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine ». 2019, les CAPEX et les OPEX sont repris du tableau 13. 2030 et 2050, les valeurs de LCOE indiquées correspondent à la plage 20 % – 80 % de la distribution obtenue par une simulation de type Monte Carlo construite avec les valeurs de CAPEX et d'OPEX provenant des sources : International Energy Agency (2016) « World Energy Outlook 2016 » ; Joint Research Centre (2018) « Cost development of low carbon energy technologies » ; National Renewable Energy Laboratory « Annual Technology Baseline: Electricity » et Advanced System Studies for Energy Transition (2018) « Technology pathways in decarbonisation scenarios ».

4.2 Éolien terrestre

La capacité éolienne terrestre installée au niveau mondial était de 540 GW fin 2018, dont environ 180 GW de capacité installée en Chine, 94 GW aux États-Unis et 53 GW en Allemagne²⁸. En France, l'éolien terrestre a atteint une capacité installée de 15,1 GW fin 2018²⁹.

En France et dans le monde des gisements très importants sont encore inexploités, la nouvelle génération d'éoliennes (dites « toilées ») augmentant fortement le nombre de sites exploitables. À l'échelle européenne, selon Wind Europe, les prévisions sont de 254 à 294 GW en 2030. En France, le projet de PPE fixe les objectifs en termes de capacité installée à 24,6 GW en 2023 et à 34,1 – 35,6 GW en 2028.

La synthèse du projet de PPE indique que le développement de l'éolien passera en partie par la rénovation des parcs existants arrivant en fin de vie, ce qui permettrait d'augmenter l'énergie produite tout en conservant un nombre de mâts identique ou inférieur. Au total, les objectifs fixés conduiront à faire passer le parc éolien de 8 000 mâts fin 2018 à environ 14 500 en 2028, soit une augmentation de 6 500 mâts.

Le LCOE de l'éolien terrestre est estimé entre 50 €/MWh et 71 €/MWh pour des parcs mis en service entre 2018 et 2020. La plage de variation reflète la variabilité des coûts d'investissement et du facteur de charge pour un taux d'actualisation conventionnel – en termes réels - de 4 % par an et une durée de vie de 25 ans. On notera que la durée de vie excède la durée des contrats des tarifs d'achat ou de complément de rémunération, de ce fait le LCOE calculé n'est pas directement comparable avec le tarif d'achat. Le choix d'un taux d'actualisation de 3 % au lieu de 4 % diminue le LCOE de 7 % (47 – 66 €/MWh). À l'inverse, un taux d'actualisation de 5 % au lieu de 4 % l'augmente de 7 % (54 – 76 €/MWh).

Le LCOE obtenu est comparable avec celui de l'édition 2016 recalculé avec les mêmes paramètres de durée de vie et de taux d'actualisation.

²⁸ International Renewable Energy Agency (2019) « Renewable Energy Capacity Statistics 2019 ».

²⁹ Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « Tableau de bord éolien quatrième trimestre 2018 »

Tableau 15 : LCOE DE L'ÉOLIEN TERRESTRE

EOLIEN		
TYPE	Périmètre / terme	FRANCE 2019
	Puissance (MW)	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES		
HYPOTHÈSES	Facteur de charge (%)	25 - 30
	Durée de fonctionnement (années)	25
	Taux d'actualisation (%)	4
COÛTS		
RÉSULTATS	Investissement initial (€/kW)	1 400 - 1 620
	Exploitation (€/kW/an)	45 - 50
	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)	
	LCOE	50 - 71
	DÉCOMPOSITION DU LCOE	
	Coût CAPEX	34 - 48
Coût OPEX	17 - 23	
LCOE avec taux 3 %		47 - 66
LCOE avec taux 5 %		54 - 76

Source : inventaire d'une centaine de projets ayant reçu une autorisation d'exploitation entre 2015 et 2018 et dont les dates de mise en service s'étalent entre 2018 et 2020. Les bornes inférieures et supérieures des variables Investissement Initial et Exploitation correspondent aux deuxième et huitième déciles des distributions statistiques desdites variables. La dépense d'exploitation fixe est reprise d'une étude ADEME en cours sur le renouvellement des parcs éoliens.

COMPARAISON INTERNATIONALE

Comme le montre le graphique 19, à conditions de financement et durées de vie identiques, les ordres de grandeur des LCOE en France sont globalement comparables aux valeurs constatées à l'international. La valeur élevée de la borne supérieure du LCOE en Allemagne et aux Etats-Unis s'expliquerait par une borne supérieure du CAPEX (respectivement 2000

et 2270 €/kW) supérieure à celle de la France (1620 €/kW). La borne inférieure particulièrement basse du LCOE aux Etats-Unis s'explique par un facteur de charge maximal très élevé (47 %) et une borne inférieure du CAPEX relativement basse comparée à la France et l'Allemagne (1110 €/kW contre 1400 €/kW et 1500 €/kW respectivement).

Graphique 19 : LCOE ÉOLIEN TERRESTRE - COMPARAISON INTERNATIONALE

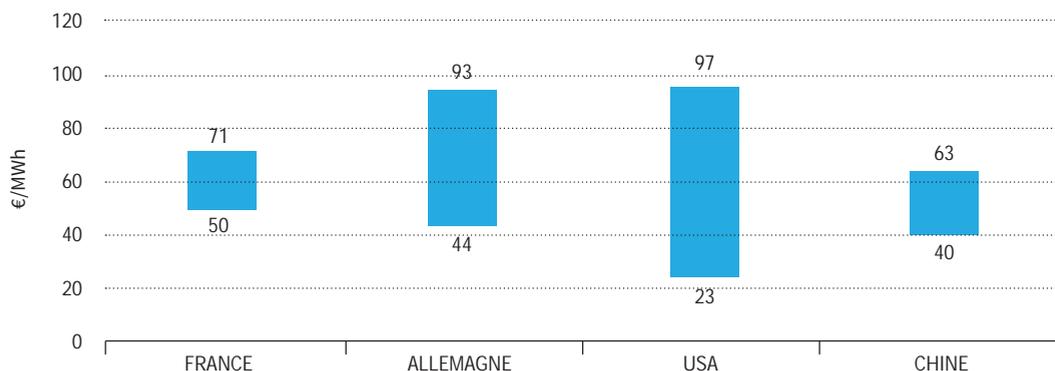


Tableau 16 : LCOE ÉOLIEN TERRESTRE - COMPARAISON INTERNATIONALE

	FRANCE	ALLEMAGNE	USA	CHINE
Année de mise en service	2019	2018	2017	2016
Puissance MW	2 – 3,6	2 – 4	2 – 3	non précisé
Facteur de charge %	25 - 30	21 – 37	20 – 47	25
CAPEX €/kWc	1400 - 1620	1500 – 2000	1110 – 2270	1050 – 1270
OPEX €/kWc/an	45 – 50	30	22	20 – 57
LCOE €/MWh	50– 71	44 - 93	23-97	40 - 63

Source : **France**, les données sont reprises du tableau 15. **Allemagne**, la source est Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2018) « Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies ». **Etats-Unis**, la source est U.S Department of Energy (2017) « Wind Technologies Market Report ». **Chine**, la source est International Renewable Energy Agency (2018) « Renewable Power Generation Costs in 2017 ». Tous les LCOE sont calculés avec une durée de vie de 25 ans et un taux d'actualisation de 4 %.

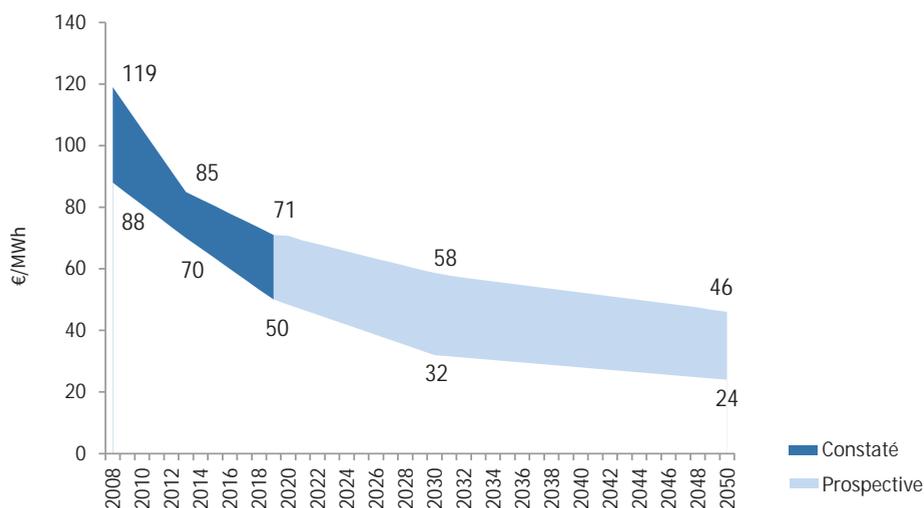
PERSPECTIVES DE COÛTS

Au cours de la période 2008-2019, le LCOE de l'éolien terrestre aurait baissé de 42 %, de 104 €/MWh (moyenne des évaluations 2008) à 60 €/MWh (moyenne des estimations 2019), sous l'effet de la diminution des CAPEX, de l'allongement de la durée de vie, de l'amélioration du facteur de charge lié à l'augmentation des hauteurs et de la taille des rotors et de la baisse du taux d'actualisation de 6 % à 4 % qui représente un tiers de la baisse.

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 contrôle³⁰. Avec le développement de la filière, l'optimisation logistique et la mise en oeuvre des innovations, le LCOE de l'éolien terrestre devrait continuer à baisser aux horizons 2030 et 2050, respectivement de 25 % en moyenne de 2019 à 2030 et de 20 % supplémentaires de 2030 à 2050. On notera toutefois que ces perspectives sont purement technologiques et que des contraintes réglementaires ou des oppositions locales peuvent limiter leur réalisation.

Graphique 20 : EOLIEN TERRESTRE - ÉVOLUTION DU LCOE 2008-2050



³⁰ Etude réalisée pour le compte de l'ADEME par BVG Associates, GS Consulting et INNOSEA (2017) « Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières »

Tableau 17 : EOLIEN TERRESTRE - ÉVOLUTION DU LCOE 2008-2050

Année de mise en service	2008	2013	2019	2030	2050
Durée de vie (années)	20	20	25	25	25
Taux actualisation (%)	6	4,5	4	3	3
Facteur de charge (%)	23,3	25,1	25 - 30	25 - 39	25 - 42
CAPEX €/kWc	1550 - 2260	1420 - 1860	1400 - 1620	960 - 1850	850 - 1650
OPEX €/kWc/an	45	45	45 - 50	29 - 48	15 - 40
LCOE €/MWh	88 - 119	70 - 85	50 - 71	32 - 58	24 - 46

Source : 2008, la borne inférieure du CAPEX provient de Commission de Régulation de l'Energie (2014) « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » p. 20, Figure 7 et Figure 9 et la borne supérieure de International Renewable Energy Agency (2018) « Renewable Power Generation Costs in 2017 ». Les OPEX proviennent de Commission de Régulation de l'Energie (2014) « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine ». Le facteur de charge vient International Renewable Energy Agency (2018) « Renewable Power Generation Costs in 2017 ». 2013, les CAPEX viennent de Cour des Comptes (2013) « La politique de développement des énergies renouvelables » p.176 et les OPEX de Commission de Régulation de l'Energie (2014) « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine ». Le facteur de charge vient de Cour des Comptes (2013) « La politique de développement des énergies renouvelables » p. 174. 2030 et 2050, les valeurs de LCOE indiquées correspondent à la plage 20% - 80% de la distribution obtenue par une simulation de type Monte Carlo construite avec les valeurs de CAPEX, d'OPEX et de facteur de charge provenant des sources : Advanced System Studies for Energy Transition (2018) « Technology pathways in decarbonisation scenarios » ; International Energy Agency Wind Task 26 (2016) « Forecasting Wind energy costs & cost drivers » ; Joint Research Centre (2018) « Cost development of low carbon energy technologies ».

4.3 Eolien en mer

La filière de l'éolien en mer est dans une phase de forte croissance dans le monde et des gisements très importants sont encore inexploités. Elle présente l'intérêt de profiter de régimes de vents plus forts et réguliers que l'éolien terrestre. Au sein de cette filière, deux technologies se distinguent à ce jour : l'éolien en mer posé et l'éolien en mer flottant.

EOLIEN EN MER POSÉ

Les éoliennes en mer posées sont implantées sur des fondations directement fixées au plateau continental, à une profondeur maximum jusqu'à 60-70 m.

Au niveau mondial, la capacité éolienne en mer installée était de 23 GW fin 2018, dont 19 en Europe, principalement au Royaume-Uni (8,2 GW), Allemagne (6,4 GW), Danemark (1,3 GW) et Pays Bas (1,1 GW)³¹. En France, les 6 premiers projets de parcs éoliens en mer, lancés en 2011 et 2013, devraient tous, après renégociation des tarifs actée en novembre 2018, être opérationnels en 2023, au début de la 2^{ème} période de la PPE, pour un total de 3 GW. Un nouveau projet de 600 MW au large de

Dunkerque a été attribué le 14 juin 2019 et devrait être mis en service en 2026. Le projet de PPE prévoit le lancement de nouveaux appels d'offres pour une puissance totale de 2 à 2,5 GW entre 2020 et 2024.

En France, le tarif d'achat résultant des appels d'offres a fortement chuté. Pour les six parcs attribués lors des deux premiers appels d'offres (2011 et 2013), les tarifs moyens pondérés sont, après renégociation en 2018, de 148 €/MWh (appel d'offres de 2011) et 134 €/MWh (appel d'offres de 2013) sur 20 ans d'exploitation alors que le tarif d'achat pour le projet de Dunkerque attribué en 2019 est de 44 €/MWh sur 20 ans.

En Allemagne, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et au Danemark, les tarifs d'achat obtenus par les porteurs de projets se situaient autour de 170 €/MWh en 2014, 140 €/MWh en 2015 et sont proches de 60 €/MWh en 2016-2017 ; dans plusieurs pays, certains des parcs lauréats lors des appels d'offre de 2017 et 2018 n'ont pas demandé de soutien public.

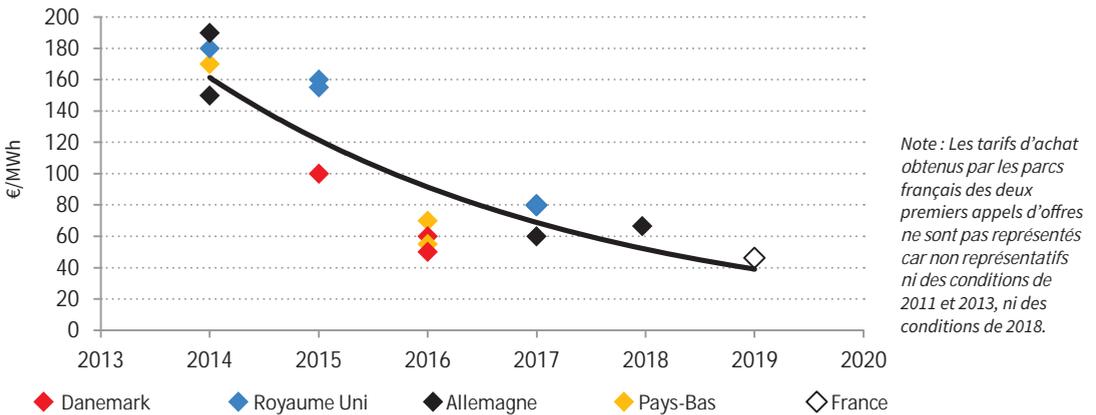
Si les écarts de coûts s'expliquent notamment par des différences de potentiel des sites (vent,

³¹ Wind Europe (2019) "Wind energy in Europe in 2018 Trends and statistics"

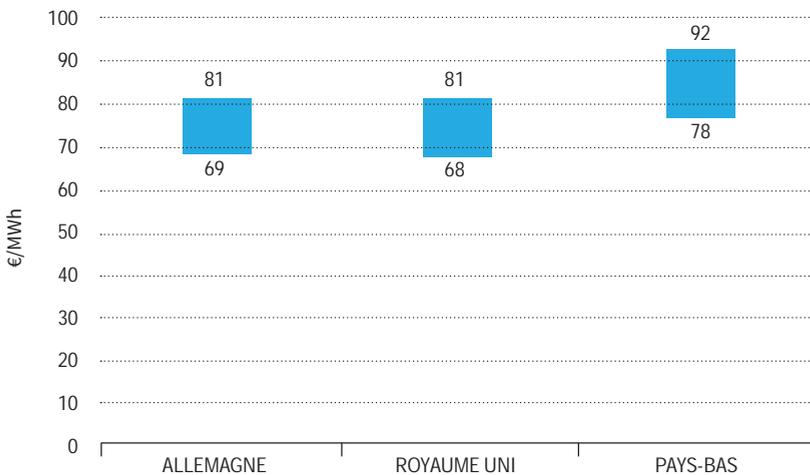
profondeur,...), les différences dans le design des politiques nationales de soutien (durée du soutien, tarif exprimé comme un tarif lors de la mise en service ou à remise de l'offre, études de levée des risques ou autorisations portées par l'Etat, coût de raccordement supporté par le porteur de projet, ou financé par la collectivité) contribuent également aux écarts de LCOE.

Le graphique 21 présente les tarifs d'achat moyens des enchères pour l'éolien posé en mer par date d'attribution.

Graphique 21 : EOLIEN EN MER POSÉ - ÉVOLUTION DES TARIFS D'ACHAT DES APPELS D'OFFRES



Graphique 22 : EOLIEN EN MER POSÉ - COMPARAISON INTERNATIONALE



Au-delà de ces valeurs de tarifs d'achat, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) donne des valeurs pour les LCOE de parcs en exploitation dans

plusieurs pays de l'Union Européenne. Certaines de ces informations sont présentées dans le tableau 18.

Tableau 18 : EOLIEN EN MER POSÉ - COMPARAISON INTERNATIONALE

	ALLEMAGNE	ROYAUME UNI	PAYS-BAS
Année de mise en service	2017 /2018	2017 /2018	2017 /2018
Puissance unitaire (MW)	6	6	4
Durée de vie (années)	20 – 30 ans		
Facteur de charge (%)	47	42	43
Taux d'actualisation (%)	5		
CAPEX €/kWc	3 980	3 350	4 025
OPEX €/kW/an (% CAPEX)	67 (1,7)	64 (1,9)	69 (1,7)
LCOE	69 - 81	68 - 81	78 - 92
LCOE avec taux 4 %	63 - 76	62 - 75	71 - 86
LCOE avec taux 6 %	75 - 87	74 - 86	85 - 99

Source : Pour les trois pays, les CAPEX, les OPEX ainsi que les facteurs de charge proviennent de International Energy Agency Wind TCP Task 26 (2018) "Offshore Wind Energy International Comparative Analysis" (les CAPEX incluent le raccordement jusqu'au poste de livraison terrestre). Le LCOE est un calcul propre. Le taux d'actualisation conventionnel est de 5 % ; il correspond aux caractéristiques de financement suivantes : 70 % d'emprunt à 4 % et 12,5 % de taux de rémunération des capitaux propres, soit 6,5 % en courant et de l'ordre de 4,7 % en réel avant impôts. La borne inférieure de la fourchette est obtenue avec une durée de vie de 30 ans et la borne supérieure avec une durée de vie de 20 ans.

Des parcs en exploitation en 2017/2018 sont certainement des parcs lauréats d'appels d'offres en 2014. Il est ainsi intéressant de noter un écart entre les tarifs d'achat et les LCOE calculés à partir des données de l'AIE. Ces écarts s'expliqueraient notamment par les facteurs de charge retenus par l'AIE qui semblent élevés. En retenant une durée de vie de 20 ans et un facteur de charge de 40 %, plus proche des valeurs constatées, le LCOE serait compris entre 110 et 120 €/MWh.

Les coûts de production de l'éolien en mer devraient continuer à baisser sous l'effet de plusieurs facteurs : l'allongement de la durée de vie à 30 ans et la diminution des coûts de capital et d'exploitation (cf. tableau 19). En se basant sur la littérature existante, le LCOE d'un parc en exploitation pourrait être de 56 à 88 €/MWh en 2030 et de 35 à 54 €/MWh en 2050³². Les hypothèses sur les facteurs de charge et les CAPEX varient très fortement dans la littérature sans que l'on puisse véritablement expliquer ces écarts. Le choix du taux d'actualisation a aussi une incidence non-négligeable sur les résultats : une diminution de 1 % du taux d'actualisation entraînerait une diminution du LCOE de 7 à 8 % en

2030 et de 8 % en 2050 ; à l'inverse une augmentation de 1 % du taux d'actualisation entraînerait une augmentation du LCOE de 5 à 8 % en 2030 et de 8 % en 2050.



³² Le tarif d'achat du parc de Dunkerque (44 €/MWh) s'explique par des conditions géographiques très favorables.

Graphique 23 : EOLIEN EN MER POSÉ : PERSPECTIVES DE LCOE POUR 2030 ET 2050

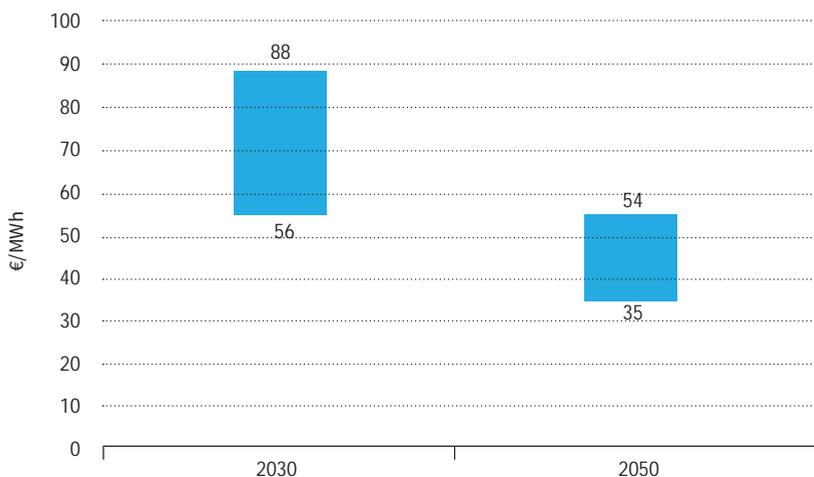


Tableau 19 : EOLIEN EN MER POSÉ - PERSPECTIVES DE LCOE POUR 2030 ET 2050

Année de mise en service	2030	2050
Durée de vie (années)	25 - 30	25 - 30
Taux actualisation (%)	5	3
Facteur de charge (%)	45 - 48	
CAPEX €/kWc	2010 - 3100	2080 - 2650
OPEX fixe/an (% CAPEX)	2 - 2,6	1,5 - 2
LCOE €/MWh	56 - 88	35 - 54
LCOE €/MWh avec taux 4 % en 2030 et 2 % en 2050	52 - 81	32 - 49
LCOE €/MWh avec taux 6 % en 2030 et 4 % en 2050	60 - 92	37 - 59

Sources : Les valeurs de LCOE indiquées correspondent à la plage 20 % - 80 % de la distribution obtenue par une simulation de type Monte Carlo construite avec les valeurs de CAPEX, d'OPEX et le facteur de charge provenant des sources : International Energy Agency (2016) « World Energy Outlook 2016 » ; Joint Research Centre (2018) « Cost development of low carbon energy technologies » ; International Energy Agency Wind Task 26 (2016) « Forecasting Wind energy costs & cost drivers », Etude réalisée pour le compte de l'ADEME par BVG Associates, GS Consulting et INNOSEA (2017) « Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières ». Les valeurs indiquées dans le tableau pour les variables CAPEX et OPEX correspondent à la plage 20 % - 80 % de la distribution de ces valeurs dans les différentes sources.

Les estimations de LCOE présentées dans le tableau 19 résultent d'une revue de littérature dont les hypothèses peuvent apparaître prudentes au regard des évolutions récentes (2019) sur le marché européen de l'éolien en mer. Le résultat de l'appel d'offres de Dunkerque, attribué en juin 2019 (à 44 €/MWh sur 20 ans) et dont les conditions de site (ressources en vent) sont favorables, illustre une baisse forte des prix de l'éolien en mer posé

en France, que les analystes considèrent comme comparable à la tendance européenne observée ces dernières années. Toutefois, la poursuite de cette tendance reste dépendante des conditions de site, des évolutions technologiques attendues, du niveau de concurrence lors de la remise des offres et des conditions de financement.

EOLIEN FLOTTANT

Cette technologie est en émergence, elle consiste à monter des turbines sur des fondations flottantes, ancrées au sous-sol marin par des câbles ou des chaînes. Cela facilite l'installation loin des côtes, à des profondeurs plus élevées et relativement indépendamment des conditions de sol.

Actuellement, un seul parc pilote d'éoliennes flottantes est en service au Royaume-Uni, il se compose de 5 éoliennes d'une puissance unitaire de 6 MW. D'autres pays (Japon, Portugal, France) ont mis à l'eau une ou plusieurs éoliennes flottantes d'une puissance variant entre 2 et 7 MW³³. Entre 2019 et 2022, 8 parcs pilotes devraient être mis en service (pour une puissance totale de 200 MW), dont 4 en France entre 2020 et 2021 (pour une puissance totale de 100 MW)³⁴.

En capitalisant sur ces retours d'expérience, le projet de PPE prévoit le lancement de plusieurs appels d'offres entre 2021 et 2024 pour des puissances installées supplémentaires de 750 à 1000 MW. Pour les appels d'offre de 2021 et 2022, le projet de PPE cible un tarif d'achat compris entre 110 et 120 €/MWh. Ces valeurs semblent atteignables, le potentiel d'innovation étant important pour l'éolien flottant. Après 2024, le projet de PPE prévoit un projet de 500 MW par an à répartir entre posé et flottant selon les prix et le gisement.

En se basant sur la littérature existante, le LCOE d'un parc en exploitation pourrait être de 77 à 97 €/MWh en 2030 et de 58 à 71 €/MWh en 2050.

Graphique 24 : LCOE DE L'ÉOLIEN EN MER FLOTTANT : PERSPECTIVES 2030 ET 2050

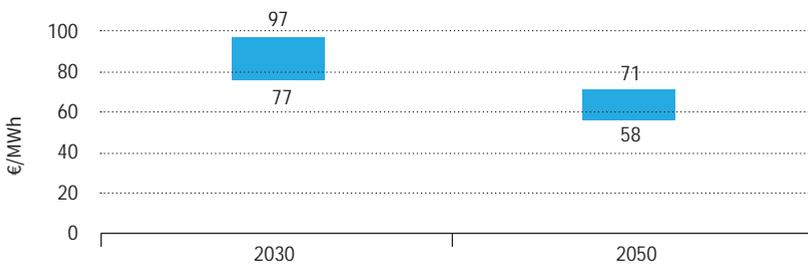


Tableau 20 : LCOE DE L'ÉOLIEN EN MER FLOTTANT - PERSPECTIVES 2030 ET 2050

Année de mise en service	2030	2050
Durée de vie (années)	20 - 30	
Taux actualisation (%)	5	3
Facteur de charge (%)	45 - 50	
CAPEX €/kWc	3 580 – 4 320	3 275 – 3 760
OPEX (% CAPEX)	2 - 2,5	2
LCOE €/MWh	77 - 97	58 - 71
LCOE €/MWh avec taux 4 % en 2030 et 2 % en 2050	73 - 89	54 - 66
LCOE €/MWh avec taux 6 % en 2030 et 4 % en 2050	82 - 103	63 - 76

Sources : Les valeurs indiquées pour les LCOE correspondent à la plage 20 % – 80 % de la distribution obtenue par une simulation de type Monte Carlo construite avec les valeurs de CAPEX, d'OPEX et le facteur de charge provenant des sources : International Energy Agency (2016) « World Energy Outlook 2016 » ; Joint Research Centre (2018) « Cost development of low carbon energy technologies » ; International Energy Agency Wind Task 26 (2016) « Forecasting Wind energy costs & cost drivers », Etude réalisée pour le compte de l'ADEME par BVG Associates, GS Consulting et INNOSEA (2017) « Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières ». Les valeurs indiquées dans le tableau pour les variables CAPEX et OPEX correspondent à la plage 20 % – 80 % de la distribution de ces valeurs dans les différentes sources.

^{33/34} Carbon Trust (2018) « Floating Wind Industry Project – Phase 1 Summary Report ».

Les hypothèses sur les CAPEX varient assez sensiblement dans la littérature sans que l'on puisse véritablement expliquer ces écarts. Le choix du taux d'actualisation a aussi une incidence non-négligeable sur les résultats : une diminution de 1 % du taux d'actualisation entraînerait une

diminution du LCOE de 5 à 8 % en 2030 et de 7 % en 2050 ; à l'inverse une augmentation de 1 % du taux d'actualisation entraînerait une augmentation du LCOE de 6 % en 2030 et de 8 % en 2050.

4.4 Hydrolien

L'énergie hydrolienne marine, en plus d'être renouvelable et abondante, offre l'avantage d'une production électrique totalement prédictible, car l'intensité et le rythme des marées dans les océans sont connus plusieurs centaines d'années à l'avance, permettant ainsi une intégration facilitée aux réseaux électriques. Par ailleurs, exploitée dans les fleuves et milieux estuariens, l'énergie hydrolienne peut produire quasi-continuellement.

Selon l'étude stratégique pilotée par l'ADEME, menée en mai 2018 par le cabinet Corporate Value Associates (CVA), le gisement hydrolien marin mondial est estimé à 100-120 GW en potentiel brut, soit 20-25 GW de potentiel net (après abattements technique et réglementaire³⁵, connus à date, ces contraintes pouvant évoluer). Les principaux gisements nets sont localisés au Royaume-Uni avec 7 GW, en France avec 3 à 5 GW, au Canada avec 3 GW et en Asie du Sud-est avec 5 à 6 GW. En France, deux grandes zones bien identifiées concentrent le gisement le plus important : le Raz Blanchard en Normandie et le passage du Fromveur en Bretagne.

A l'international, les turbiniers européens sont actifs dans le secteur avec des projets en cours de développement en Amérique du Nord et en Asie mais également deux fermes pilotes opérationnelles au Royaume-Uni depuis 2018 : Bluemull Sound, projet de 300 kW (3 machines) porté par Nova Innovation au large des îles Shetland et MeyGen, projet de 6 MW (4 machines dont 3 Andritz Hydro et 1 Atlantis) porté par Atlantis en Ecosse.

En France, entre octobre 2018 et mai 2019, plusieurs installations ont été réalisées : une ferme hydrolienne pilote fluviale de 4 machines a été installée sur le Rhône par Hydroquest en

partenariat avec Voies Navigables de France (cette ferme pilote est la première du type au monde), et trois démonstrateurs d'hydrolienne marine différents ont été immergés avec succès, à Ouessant (octobre 2018, Sabella³⁶, 1 MW), Etel (février 2019, hydrolienne Guinard énergies, 20 kW) et Paimpol-Bréhat (avril 2019, démonstrateur OceanQuest de CMN-Hydroquest sur le site d'essais opéré par EDF, 1 MW). Toutes ces machines produisent et ont été connectées au réseau électrique.

Les perspectives de développement à court et moyen termes sont restreintes au Royaume-Uni malgré le lancement par l'Ecosse, à mi-février 2019, d'un fond de 10 M€ dédié à des projets sur l'innovation et la réduction des coûts dans l'hydrolien. Seul le Canada, qui a retenu en septembre 2018 un projet pilote de 9 MW en Baie de Fundy (tarif d'achat à 350 €/MWh et aide de 20 M€), fait preuve d'un soutien constant et affiche l'ambition d'installer une ferme de 300 MW dans la baie de Fundy d'ici 2030-40. L'Asie du Sud-Est, si elle constitue un gisement intéressant, ne dispose pas de cadre incitatif et réglementaire adapté.

En France, la filière hydrolienne pourrait poursuivre sa progression vers des fermes pilotes (ENGIE et EDF Renouvelables ont suspendu le développement des deux fermes pilotes financées dans le cadre du PIA, NEPTHYD et Normandie Hydro, suite au retrait des turbiniers GE et Naval Energies du secteur hydrolien), ce qui, à court et moyen terme, permettrait de mieux appréhender les coûts et leurs potentiels de réduction. Par ailleurs, la filière pourrait dans un premier temps se développer sur des sites de type ZNI sur lesquels les LCOE visés sont plus cohérents avec les leviers de réduction de coûts pour cette technologie.

³⁵ Le potentiel net correspond au potentiel restant, après prise en compte des contraintes de site (géotechnique, raccordement, ...) ou conflits d'usages (navigation...).

³⁶ Actuellement, Sabella a été remontée en avril 2019 et devait être ré-immersée en juillet 2019.

Structurellement, des leviers de réduction des coûts existent à moyen terme grâce à la phase d'industrialisation, à la réduction des coûts de financement, à l'optimisation des machines et des activités de maintenance, etc. A l'échelle européenne, une baisse des coûts de 40 % a déjà été observée entre les premiers démonstrateurs et les machines mises à l'eau récemment. Cette progression dépasse les perspectives de baisse des coûts esquissées par la Commission européenne en 2015.

4.5 Petite hydroélectricité

Le parc hydroélectrique en France est déjà solidement développé grâce à la construction de nombreux ouvrages pendant le XXe siècle. En 2017, la production d'électricité hydraulique brute renouvelable (hors pompage) s'est élevée à 50 TWh, dont 5,3 TWh pour les installations de moins de 10 MW³⁷.

Hors STEP, la puissance installée est de 21,3 GW³⁸. Au regard des contraintes réglementaires actuelles, les perspectives de développement sont limitées, mais néanmoins réelles. L'objectif fixé dans le projet de PPE est d'augmenter le parc de l'ordre de 200 MW d'ici 2023 et de 900 à 1 200 MW d'ici 2028, ce qui devrait permettre une production supplémentaire de l'ordre de 3 à 4 TWh dont environ 60 % par l'optimisation d'aménagements existants.

La filière hydroélectrique est essentielle pour la transition énergétique du système électrique :

- Il s'agit d'une filière renouvelable, prédictible et pilotable ;
- Sa flexibilité (installations de lacs et d'éclusées) permet d'assurer de manière réactive l'équilibre offre-demande lors des périodes de tension sur le système électrique, à la place de moyens de production thermiques coûteux, difficilement mobilisables rapidement et fortement émetteurs de gaz à effet de serre ;
- Le stockage hydraulique permet en outre de déplacer la production, notamment éolienne

Pour la poursuite du développement de la filière, des fonds et instruments de financement restent mobilisables au niveau européen, mais pourraient devoir être couplés à des mécanismes de soutien nationaux. La mise en place de tels mécanismes dépendra des orientations des politiques énergétiques de chaque état.

et solaire, pour suivre la consommation sur des périodes longues (hebdomadaires voire saisonnières).

Cette fiche est consacrée à la petite hydroélectricité : la segmentation retenue est 100 kW à 1 MW et 1 à 10 MW.

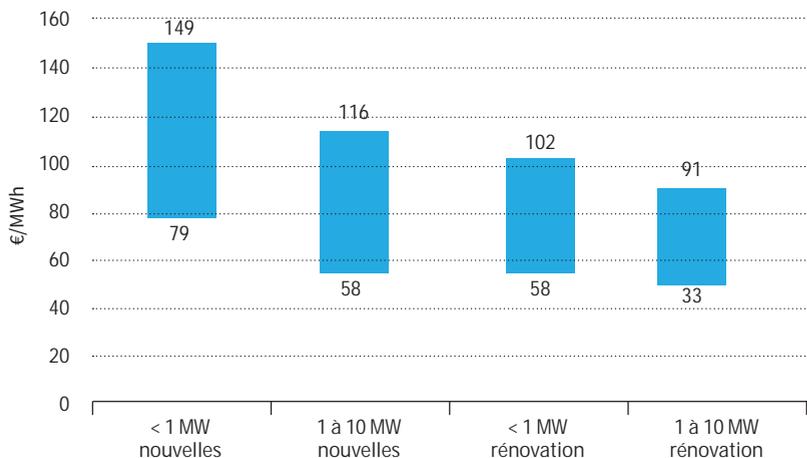
Pour un taux d'actualisation de 4,5 %, le coût total de production de la petite hydroélectricité est estimé entre 58 €/MWh et 149 €/MWh pour les installations nouvelles (50 ans de durée de vie) et entre 33 et 102 €/MWh pour les installations rénovées (25 ans de durée de vie des équipements).

La plage de variation reflète la variabilité des coûts d'investissement et du productible. De fortes disparités de coûts sont observées suivant les caractéristiques des ouvrages et notamment en fonction de la puissance installée, de la hauteur de chute exploitée et de l'hydrologie du site. Ces disparités se répercutent sur les facteurs de charge des installations.

³⁷ Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « Chiffres clefs des énergies renouvelables, édition 2019 ». L'année 2017 ayant été particulièrement sèche la production a été fortement inférieure à la normale ; la production « normalisée » est de 59,5 TWh. En 2013, la production a atteint 71,8 TWh

³⁸ Elle atteint 25,4 GW pour la France continentale, en incluant les STEP et l'usine marémotrice de la Rance selon Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « Chiffres clefs des énergies renouvelables, édition 2019 ».

Graphique 25 : LCOE DE LA PETITE HYDROÉLECTRICITÉ



Note : Les plages de variation du LCOE correspondent aux valeurs indiquées dans le tableau de la page suivante. Le calcul du LCOE prend en compte une réduction du productible de 0,23 % par an, ainsi que le surcoût engendré par la durée de réalisation des investissements (fixée à 4 ans). Pour les installations nouvelles on fait l'hypothèse d'un renouvellement des équipements mécaniques au bout de 25 ans.

Tableau 21 : LCOE DE LA PETITE HYDROÉLECTRICITÉ

PETITE HYDROÉLECTRICITÉ										
TYPE	Périmètre / terme		FRANCE 2016							
	Type	Puissance (MW)	Rénovation d'installations				Installations nouvelles			
			< 1		1 - 10		< 1		1 - 10	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES									
	Facteur de charge (%)		38	56	26	40	38	56	26	40
	Durée de fonctionnement (années)		25		25		50		50	
	Taux d'actualisation (%)		4,5							
RÉSULTATS	COÛTS									
	Investissement (€/kW)		1 070	1 810	350	1 740	3 040	4 830	1 960	3 020
	Exploitation (€/kW/an)		210		90		210		90	
	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)									
LCOE		58	102	33	91	79	149	58	116	
DÉCOMPOSITION DU LCOE										
Coût CAPEX		14	34	6	47	31	72	28	65	
Coût OPEX		43	64	26	39	43	64	26	39	
LCOE avec taux de 3,5 %		56	98	32	86	74	136	53	104	
COE avec taux de 5,5 %		60	105	33	97	83	159	62	125	

Source : Les LCOE ont été calculés propres à partir de données communiquées par France Hydro Electricité et provenant de 61 installations. Pour chaque catégorie, les bornes des CAPEX sont les minimum et maximum sur les installations de cette catégorie. Les valeurs indiquées tiennent compte des intérêts intercalaires. Les bornes des facteurs de charge sont prises égales à 80 % et 120 % de la moyenne de la catégorie.

La réduction du taux d'actualisation à 3,5 % se traduit en moyenne par une réduction de 4 % du LCOE pour les rénovations d'installations et de 9 % pour

les installations nouvelles, plus capitalistiques. Les effets d'une augmentation du taux d'actualisation à 5,5 % sont respectivement de +4 % et +7 %.

PERSPECTIVES DE COÛTS

La filière hydraulique est une filière mature du point de vue technique. Cependant, le renforcement des normes pour les installations neuves et existantes, ainsi que l'évolution des contraintes

environnementales (débits réservés, turbines et prises d'eau ichtyo-compatibles plus onéreuses...) pourraient conduire à une hausse des coûts ainsi qu'à une baisse des facteurs de charge, qui se traduiraient par une hausse des LCOE.

4.6 Géothermie profonde de haute énergie

Il existe deux types de géothermie pour la production d'électricité : la géothermie volcanique – la plus répandue, qui valorise directement le fluide géothermal pour produire de l'électricité – et la géothermie en milieu discontinu ou 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 Organic Rankine Cycle - ORC).

LA TECHNOLOGIE VOLCANIQUE

À l'international, le coût de production de l'électricité géothermique de type volcanique, varie entre 38 €/MWh et 62 €/MWh pour des installations standard d'une puissance variant entre 20 à 50 MW³⁹.

En France, il existe une unique installation de production d'électricité par géothermie volcanique. Il s'agit de la centrale de Bouillante en Guadeloupe, dont le coût de production de l'électricité avoisine les 100 €/MWh. Ce coût plus élevé que les coûts internationaux peut s'expliquer par une puissance installée plus faible (15,5 MW, pour une production qui en 2017 était d'environ 112 GWh) et le fait que l'installation soit située sur île, donc plus difficile d'accès. Ce prix est cependant compétitif au regard du mix électrique guadeloupéen.

Dans les prochaines années, le coût pour la technologie volcanique devrait rester stable.

LA TECHNOLOGIE EN MILIEU DISCONTINU EGS (SYSTÈMES GÉOTHERMIQUES STIMULÉS)

À l'international, le coût de production de l'électricité géothermique de type EGS, n'est pas à ce jour suffisamment représentatif compte tenu du nombre encore très restreint d'installations en

service. Il peut être estimé autour de 160 €/MWh pour une installation de 3 MW avec deux forages profonds d'un coût total de l'ordre de 30 M€. Par rapport à la géothermie volcanique, les forages étant plus profonds et les températures atteintes moins élevées, le coût du MWh électrique restera dans tous les cas plus élevé. Une baisse du coût est envisageable à partir du moment où il sera possible de réduire le coût des forages très profonds et de combiner systématiquement la production d'électricité avec la production de chaleur.

En France, le pilote scientifique de Soultz-sous-Forêts en Alsace est le premier site mondial de type EGS. Raccordé au réseau électrique depuis 2008, sa puissance électrique nette est de 1,7 MW.

Dès à présent, les professionnels de la filière s'engagent dans une logique de réduction des coûts pour atteindre la cible de 100 €/MWh électrique en 2028. Cette cible est cohérente avec les données de la littérature internationale⁴⁰ à partir desquelles il est possible d'estimer un LCOE en 2030 compris entre 90 et 110 €/MWh électriques pour un taux d'actualisation de 3 %.

Les projets en cours de développement⁴¹ ou envisagés sont situés dans la plaine d'Alsace, dans le Massif central, dans les Pyrénées et dans le Couloir rhodanien. La puissance d'une unité de production fonctionnant avec un forage de production et un forage de réinjection se situe entre 3 et 10 MW électriques couplés à une production de 10 à 20 MW thermiques.

Par ailleurs, dans le sous-sol alsacien, la géothermie à haute température pourrait aussi permettre d'extraire du Lithium ce qui constituerait un revenu supplémentaire intéressant pour la rentabilité de ces installations.

³⁹ International Renewable Energy Agency (2017) « Geothermal Power Technology Brief ».

⁴⁰ Joint Research Centre (2018) « Cost development of low carbon energy technologies ».

⁴¹ Les deux seuls projets en cours sont ceux de Vendenheim (Fonroche) et Illkirch (Électricité de Strasbourg).

4.7 Filières de référence pour la production "conventionnelle" d'électricité en France continentale

Cette partie explicite les hypothèses retenues pour déterminer les données prises comme référence pour les productions « conventionnelles » d'électricité.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DESTINÉE AU MARCHÉ

La filière conventionnelle retenue comme référence permettant de comparer la compétitivité des technologies productrices d'électricité renouvelable destinée au marché et de puissance supérieure à

plusieurs centaines de kW (éolien, hydraulique et centrales photovoltaïques au sol) est la production d'électricité par les centrales à cycle combiné au gaz (CCGT).

Pour un taux d'actualisation de 3 %, le LCOE serait compris entre 50 à 69 €/MWh en supposant que le prix de la tonne de CO₂ reste constant (16,5 €/tCO_{2e}). Si ce prix était de 40 €/tCO_{2e} le LCOE augmenterait de 13 % en moyenne, et si ce prix était de 80 €/tCO_{2e} le LCOE augmenterait de 36 % en moyenne.

Tableau 22 : LCOE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR LA FILIÈRE CCGT

		FILIÈRE CCGT			
		LAZARD		AIE	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES				
	Durée de fonctionnement (années)	20		20	
	Facteur de charge (%)	45	80	45	80
	Taux d'actualisation (%)	3			
	Rendement (%)	58	62	58	62
	COÛTS				
Investissement (€/kW)	590	1100	780	910	
Exploitation (€/kW/an)	4,7	5,1	-	-	
Exploitation variable (€/MWh)	1,7	3	4,6	4,6	
Coût du combustible (€/MWh produit)	37,1	39,7	37,1	39,7	
Coût du carbone (€/MWh produit)	5,3	5,7	5,3	5,7	
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)					
LCOE	50	69	54	66	
RÉSULTATS	DÉCOMPOSITION DU LCOE				
	Coût CAPEX	1,7	15,2	7,5	15,7
	Coût OPEX	6,4	8,1	4,6	4,6
	Coût du combustible	37,1	39,7	37,1	39,7
	Coût du carbone	5,3	5,7	5,3	5,7
	LCOE si prix du CO ₂ sur EU ETS = 40 €/tCO _{2e}	58	77	62	74
LCOE si prix du CO ₂ sur EU ETS = 80 €/tCO _{2e}	71	90	75	87	

Source : Les LCOE ont été calculés à partir de deux études : Lazard (2018) « Levelized cost of energy analysis version 12.0 », et AIE (2015) « Projected costs of generating electricity ». Le prix du gaz utilisé est issu de Commission de régulation de l'énergie (2019) « Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2018 » et le coût retenu pour le carbone est calculé à partir du prix moyen du marché ETS pour l'année 2018 : environ 16,5 €/tCO_{2e}, soit 5,3 à 5,7 €/MWh avec le ratio de 0,2 tCO_{2e}/MWh (source base carbone).

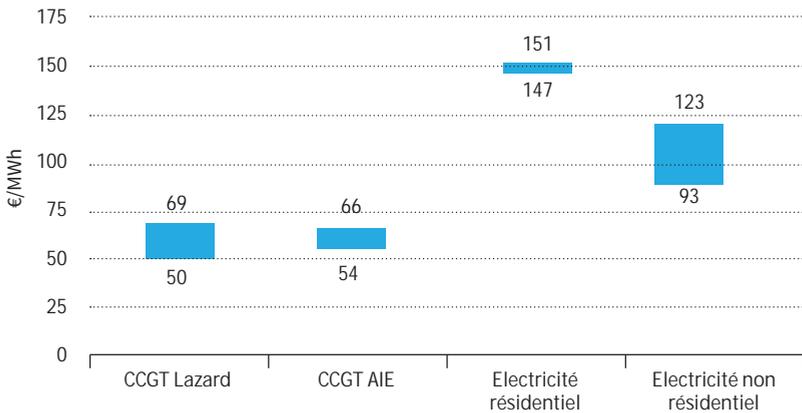


PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR PETITE TOITURE AVEC OU SANS REVENTE

Pour la production d'électricité photovoltaïque sur bâtiment (résidentiel, moyennes et grandes toitures), la valeur de référence retenue, en se plaçant dans une logique d'autoconsommation, correspond au prix d'achat de l'électricité.

Pour les particuliers (segment résidentiel), il s'agit du prix moyen TTC de l'électricité en 2018, soit de 147 à 151 €/MWh hors abonnement, selon la consommation⁴². Pour les grandes toitures (segment commercial / industriel), il s'agit du prix de l'électricité hors TVA soit entre 93 et 123 €/MWh selon la consommation⁴³.

Graphique 26 : LCOE DES FILIÈRES DE RÉFÉRENCE POUR L'ÉLECTRICITÉ



⁴²Eurostat prix moyen 2018 TTC pour les tranches 2,5 à 5 MWh/an (176,9 €/MWh), 5 à 15 MWh/an (161,6 €/MWh) et >15.5 MWh/an (155,1 €/MWh). La part de l'abonnement n'est pas indiquée, elle a été calculée à partir du coût annuel l'abonnement (de 130 à 190 €/an selon les puissances en option double tarif) divisé par une consommation indicative. Les prix indiqués par Eurostat ont ainsi été diminués respectivement de 27, 11 et 8 €/MWh.

⁴³Eurostat prix moyen 2018 HTVA pour les tranches 20 à 500 MWh/an et 500 – 2000 MWh/an. L'incidence de l'abonnement a été considéré comme négligeable.



5. Coûts de production de la chaleur chez le particulier

5.1 Bois énergie

Le bois est la première source d'énergie renouvelable consommée en France. Le nombre de ménages qui utilisent du bois en résidence principale, soit pour leur chauffage de base, soit en appoint, soit en agrément serait de 6,8 millions en 2017 contre 5,9 millions en 1999⁴⁴. La consommation de bois (bûches, granulés et autres) serait par contre en diminution à 5,6 Mtep contre 7,3 Mtep en 2012⁴⁵, grâce notamment à l'amélioration des performances énergétiques des appareils mis sur le marché.

En 2017, les ventes d'appareils de chauffage au bois destinés aux particuliers (384 600 unités) ont augmenté après trois années consécutives de baisse mais sans retrouver le niveau de la fin des années 2000 et du début des années 2010 (528 000 en 2013). En 2018 une baisse de 1,5 % a été enregistrée par rapport à 2017.

Sur la période du projet de PPE 2019-2028, l'objectif est de maintenir la même consommation de bois par les ménages tout en augmentant le nombre de ménages utilisant le bois. Surtout, le projet de PPE prévoit de remplacer à un rythme rapide les appareils indépendants de chauffage au bois (foyers, poêles, inserts) peu performants par des équipements plus performants en termes de rendement et de qualité de l'air.

Le coût total de production de la chaleur par la filière bois énergie dépend principalement du prix du combustible. Pour les granulés, le circuit d'approvisionnement est principalement marchand avec un prix moyen de 70 €TTC/MWh PCI livré pour les granulés en sac et 61 €TTC/MWh PCI pour les granulés en vrac⁴⁶. En revanche, pour les bûches, le circuit d'approvisionnement est beaucoup plus diversifié : 23 % de l'approvisionnement du bois bûche provient des circuits professionnels, contre 35 % en circuits courts et 42 % en auto-approvisionnement. Afin de refléter cette diversité d'approvisionnement, on a retenu une plage de variation pour le prix du bois bûche comprise entre 18,5 et 47 €TTC/MWh PCI pour les poêles (bûches de 33 cm), et entre 20 et 44 €TTC/MWh PCI livré pour les chaudières. La borne minimum correspond à un approvisionnement par un circuit court⁴⁷ et la borne maximum au prix des circuits professionnels⁴⁸.

⁴⁴ ADEME, Solagro, Biomasse Normandie et BVA (2018) Etude sur le chauffage domestique au bois.

⁴⁵ ADEME, Solagro, Biomasse Normandie et BVA (2018) Etude sur le chauffage domestique au bois. Le volume consommé en 1999 n'est pas connu.

⁴⁶ CODA Stratégies (2018) « Enquête sur les prix des combustibles bois pour le chauffage domestique en 2017-2018 ».

⁴⁷ Le bois provient d'un particulier/propriétaire forestier ou d'un agriculteur ou encore des forêts communales (affouage) ; les prix ont été communiqués par l'ADEME.

⁴⁸ Bois commercialisé par des « entreprises spécialisées dans ce domaine ou distribuant du combustible bois parmi d'autres produits ou services ».



APPAREILS INDÉPENDANTS

En 2018, les appareils indépendants (foyers fermés, inserts et poêles) représentent 96 % des ventes et près de 90 % du parc (hors foyers ouverts). Pour la première année, les ventes de poêles à granulés sont plus importantes que celles de poêles à bûches. 80 % des poêles sont labellisés « Flamme verte ».

Le coût total de production de la chaleur par la filière bois énergie pour le chauffage avec des appareils indépendants est estimé entre 66 €/MWh et 129 €/MWh pour les poêles à bûches, pour une production entre 5,25 et 8,75 MWh/an, et entre 119 €/MWh et 150 €/MWh pour les poêles à granulés classiques, pour une production entre 6,75 et 11,25 MWh/an⁴⁹. Comparativement aux poêles

à granulés classiques, la plage de variation relativement ample pour les poêles à bûches s'explique principalement par la plage de variation du prix du bois bûche, du fait en particulier de la prise en compte de l'approvisionnement en circuit court.

CHAUFFAGE CENTRAL - CHAUDIÈRES

Le nombre de chaudières bois vendues augmente régulièrement mais ne dépasse guère 12 000 unités par an (3 % des ventes d'appareils). Le coût total de production de la chaleur avec un chauffage central est estimé entre 62 €/MWh et 93 €/MWh pour les chaudières à bûches et entre 95 et 122 €/MWh pour les chaudières automatiques à granulés, pour une production de 15 à 25 MWh par an.

Tableau 23 : LCOE DU CHAUFFAGE DOMESTIQUE AU BOIS

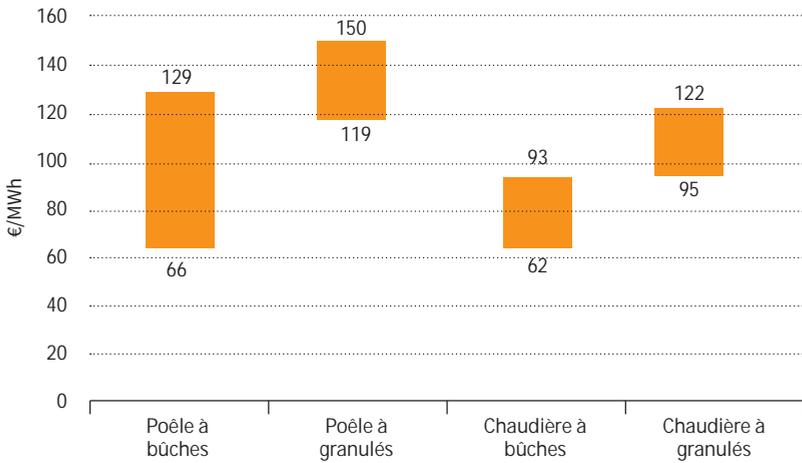
BOIS ÉNERGIE										
TYPE	Périmètre / terme		FRANCE 2017				FRANCE 2017			
	Type d'installation		Appareils indépendants				Appareils de chauffage central			
	Puissance		Poêle à bûches		Poêle à granulés		Chaudière bûches		Chaudière granulés	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES										
HYPOTHÈSES	Production utile / an (kWh)		5 250	8 750	6 750	11 250	15 000	25 000	15 000	25 000
	Rendement (%)		70	75	80	87	80	87	85	87
	Taux d'actualisation (%)		1							
	Durée de fonctionnement (années)		15	20	15	20	20	25	20	25
COÛTS										
HYPOTHÈSES	Investissement initial (€/kW)		1 480	6 860	2 000	8 280	6 880	16 350	5 060	18 990
	Exploitation fixe (€/an)		100	200	100	200	200	300	200	300
	Prix du combustible (€ TTC/MWh)		18,5	47,2	63,0	73,9	20,0	43,5	54,9	64,4
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)										
RÉSULTATS	LCOE		66	129	119	150	62	93	95	122
	DÉCOMPOSITION DU LCOE									
	Coût CAPEX		20,3	43,4	21,4	40,8	25,4	29,7	18,7	34,5
	Coût OPEX fixe		19,0	22,9	14,8	17,8	12,0	13,3	12,0	13,3
	Coût du combustible		26,4	63	82,8	91,4	25	50	71,8	70,1
LCOE avec taux 2 %		67	134	120	154	66	95	99	125	

Source : Les données des CAPEX pour les appareils indépendants et pour les chaudières à granulés proviennent de Observ'ER (2018) « Suivi du marché 2017 des appareils domestiques du chauffage au bois », et de ADEME (2017) « Choisir son chauffage au bois » pour les chaudières à bûches. La valeur des OPEX a été estimée à partir du guide ADEME (2016) « se chauffer au bois » et du guide ADEME (2018) « Se chauffer mieux et moins cher ». Les données sur le prix du combustible proviennent de l'étude CODA Stratégies (2018) « Enquête sur les prix des combustibles bois pour le chauffage domestique en 2017- 2018 », sauf pour la fourchette basse du prix du bois bûches qui a été communiquée par les ingénieurs ADEME.

Note : A la différence d'autres filières, la valeur minimum (respectivement maximum) du LCOE est ici calculée en combinant le minimum (respectivement le maximum) de chacune des variables. Dit autrement, un lien a été supposé entre montant de l'investissement, durée de fonctionnement et niveau de rendement.

⁴⁹Ces coûts sont plus élevés que ceux de l'édition précédente, du fait, en particulier, de la diminution de la production de chaleur estimée. On estime par exemple qu'une chaudière à granulés produit entre 15 et 25 MWh, selon les zones climatiques, alors qu'elle était censée produire 52 MWh dans l'édition précédente ; cette correction se traduit par un doublement de la part du capital dans le LCOE.

Graphique 27 : LCOE DU CHAUFFAGE DOMESTIQUE AU BOIS



Compte tenu de l'importance des OPEX (entre 60 et 80 % selon le type d'appareil), le passage du taux

d'actualisation à 2 % ne modifie que marginalement le LCOE, de 1 à 6 %.

5.2 Solaire thermique individuel

S'agissant des applications individuelles, le solaire thermique permet d'assurer soit exclusivement la production d'eau chaude sanitaire (ECS) à partir d'un chauffe-eau solaire individuel (CESI), soit la production conjointe d'eau chaude sanitaire et de chauffage à partir d'un système solaire combiné (SSC).

En 2018, le parc total du solaire thermique (individuel et collectif)⁵⁰ installé en France métropolitaine et DROM-COM est de 3,15 millions de m² pour une production totale de 2,03 TWh/an⁵¹. L'outre-mer représente 27 % des surfaces et 40 % de la production. Le solaire thermique est particulièrement présent à la Réunion. Malgré un gisement favorable, la France, y compris avec les DROM-COM, n'est que le sixième pays européen en termes de capacité installée, derrière l'Allemagne (19 Mm²), l'Autriche, la Grèce, l'Italie et l'Espagne (de l'ordre de 4 Mm²).

En France, comme dans l'ensemble de l'Europe, le rythme annuel d'installations a baissé régulièrement au cours des années récentes. En 2017, 87 000 m² auraient été installés dans l'individuel⁵², contre de l'ordre de 220 000 m² en moyenne dans les années 2006-2009 et 140 000 m² en moyenne dans les années 2010-2013.

Pour 2023 le projet de PPE a fixé pour la métropole l'objectif d'installer environ 50 000 m² par an pour l'individuel dans le bâtiment. En 2028, les objectifs pour l'individuel sont de 100 à 250 000 m² par an, en se basant sur un fort développement des SSC.

⁵⁰ Les données statistiques disponibles ne permettent pas de séparer systématiquement les applications individuelles et collectives.

⁵¹ CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclina (2019) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019 ».

⁵² Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « Chiffres clefs des énergies renouvelables, édition 2019 ».



LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL

Pour une durée de vie de 25 ans⁵³ et un taux d'actualisation conventionnel de 1 %, le coût total de production de la filière solaire thermique est estimé entre 116 €/MWh et 233 €/MWh pour les chauffe-eau solaires individuels (CESI), et entre 112 €/MWh et

143 €/MWh pour les systèmes de chauffage solaire (systèmes solaires combinés - SSC). Pour les CESI, la plage de variation s'explique principalement par les différences d'ensoleillement entre les différentes régions de la métropole⁵⁴.

Graphique 28 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL EN FRANCE MÉTROPOLITAINE

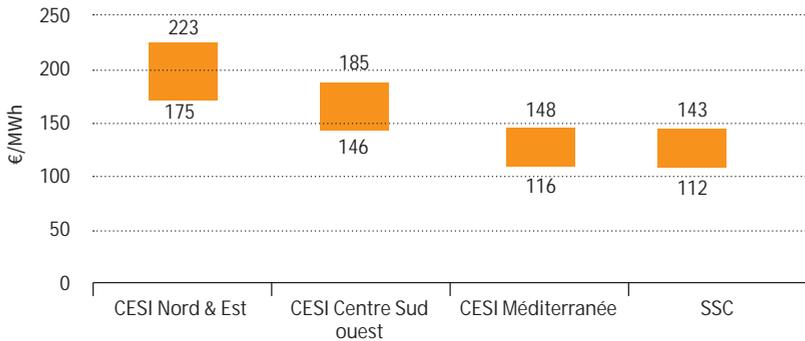


Tableau 24 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL FRANCE MÉTROPOLITAINE

SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL										
TYPE	Catégorie		CESI						SSC	
	Périmètre Terme		Nord & Est		Centre Sud Ouest 2017		Pourtour méditerranéen		Ensemble	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES									
	Productible kWh/m ²		300		360		450		475	
	Taux d'actualisation (%)		1		1		1		1	
Durée de fonctionnement (années)		25		25		25		25		
HYPOTHÈSES	COÛTS									
	Investissement initial (€ TTC/m ²)		1 000	1 250	1 000	1 250	1 000	1 250	1 000	1 280
	Exploitation fixe (€TTC/m ²)		7	10	7	10	7	10	8	10
RÉSULTATS	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)									
	LCOE		175	223	146	185	116	148	112	143
	DÉCOMPOSITION DU LCOE									
	Coût CAPEX		151	189	126	158	101	126	96	122
	Coût OPEX fixe		23	33	19	28	16	22	17	21
LCOE avec taux 2 %		194	247	162	206	129	165	125	159	

Source : Les données des CAPEX proviennent de Observ'ER (2018) « Suivi du marché 2017 des applications individuelles solaires thermiques ». La plage de variation des OPEX fixes a été estimée à partir du guide de l'ADEME (2018) « se chauffer mieux et moins cher » et de I Care & Consult, ADEME et ENERPLAN (2017) « Etude de la compétitivité et des retombées socioéconomiques de la filière solaire française ».

⁵³ La durée de vie des capteurs est de l'ordre de 30 ans, alors que celle des autres composantes est inférieure ; après consultations des membres du Groupe de Travail il a été décidé de retenir une durée de vie moyenne de 25 ans. On notera que la durée de vie conventionnelle des certificats d'économie d'énergie est de 20 ans.

⁵⁴ Le LCOE du solaire thermique dans les DROM-COM est étudié dans la fiche ZNI.

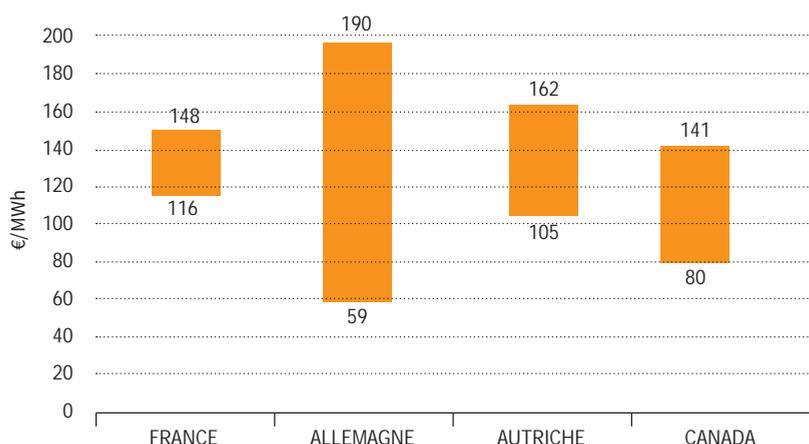
Par rapport à l'édition précédente, la légère augmentation du CAPEX (940 à 1180 €/m² pour les CESI dans l'édition 2016), est compensée par l'adoption d'une durée de vie plus longue (25 ans selon les membres du Groupe de Travail, au lieu de 20 ans) et une réduction des coûts d'exploitation qui se traduisent, à taux d'actualisation identique, par une baisse du LCOE de 10 à 20 % pour les CESI et de 5 % pour les SSC.

Compte tenu de la part prépondérante du coût du capital (85 %) une augmentation de 1 % du taux d'actualisation (de 1 % à 2 %) se traduit par une augmentation de 11 à 12 % du LCOE.

COMPARAISONS INTERNATIONALES

Le graphique 29 récapitule des données recueillies sur le LCOE de la chaleur produite par des CESI en France, Allemagne, Autriche et Canada.

Graphique 29 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL - COMPARAISON INTERNATIONALE



On a retenu pour la France un niveau de productivité de 450 kWh/m² correspondant approximativement à la productivité du pourtour méditerranéen afin d'être proche de la moyenne (relativement élevée) retenue pour l'Allemagne (424 kWh/m²) et l'Autriche (450 kWh/m²), le Canada présentant une productivité encore plus élevée (555 kWh/m²).

La borne inférieure du LCOE est plus élevée en

France que dans les trois autres pays examinés essentiellement à cause de la valeur élevée de la borne basse du CAPEX : 1000 €/m² en France contre de l'ordre de 400 €/m² en Allemagne et 800 €/m² en Autriche et au Canada. L'amplitude de la plage de variation du LCOE en Allemagne s'explique par l'amplitude de la plage de variation du CAPEX : 440 à 1210 €/m² sur laquelle on peut s'interroger.

Tableau 25 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL - COMPARAISON INTERNATIONALE

	FRANCE	ALLEMAGNE	AUTRICHE	CANADA
Année de mise en service	2017	2016	2016	2016
Type considéré	CESI			
Productivité (kWh/m²)	450	424	451	556
CAPEX (€/m²)	1000 - 1250	440 - 1210	840 - 1100	800 - 1200
OPEX (€/m²/an)	7 - 10	5 - 25	9 - 23	8 - 24
LCOE (€/MWh à 1 %; 25 ans)	116 - 148	59 - 190	105 - 162	80 - 141

Source : France, données reprises du tableau 24. Allemagne, Autriche et Canada les données relatives au productible et au CAPEX proviennent de Solar heat Worldwide (2019) « Global Market Development and Trends in 2018 ». Les OPEX ont été estimés à environ 1 % et 2 % du CAPEX.

PERSPECTIVES

En l'absence de changement d'échelle dans les réalisations, la baisse des coûts serait limitée à 10-15 % entre 2016 et 2025, portée par une optimisation lente mais progressive des coûts de pose et

d'équipement. Cette baisse pourrait être supérieure à 30 % en suivant une trajectoire volontariste (voire plus en cas d'innovation sur le matériel ou sur le mode d'intégration)⁵⁵.

5.3 Pompes à chaleur individuelles

Mettant en oeuvre un même principe consistant à récupérer de l'énergie dans le milieu extérieur (eau ou air), à la transférer en fonction des usages, les divers types de PAC individuelles permettent de chauffer ou rafraîchir les espaces intérieurs des logements et/ou de produire de l'eau chaude sanitaire (Chauffe-Eau Thermodynamiques – CET)

Fin 2018, selon l'AFPAC, le parc de pompes à chaleur aérothermiques installées en maisons individuelles est de 3,321 millions d'unités produisant 15 TWh, et il se compose majoritairement de PAC air-air (78 % des équipements installés au 31 décembre 2018 tous secteurs confondus), tandis que le parc de pompes à chaleur géothermique installées en maisons individuelles représente 154 172 unités⁵⁶.

En 2018, dans le secteur individuel, les ventes de PAC aérothermiques (air/air et air/eau), qui prélèvent la chaleur dans l'air, ont atteint 416 000 unités⁵⁷. A l'inverse le marché des pompes à chaleur géothermiques, qui prélèvent la chaleur dans le sol et l'eau, recule depuis 2008 en termes d'unités vendues. Le secteur est passé de 21 725 pièces en 2008 à 4337 en 2018, dont 2497 dans le secteur individuel. Le contexte général du segment géothermique reste inchangé : des coûts d'investissements élevés par rapport à l'aérothermie et une technologie très mal connue du grand public. Impuissants face à la concurrence des autres technologies renouvelables (au premier rang desquelles figurent les PAC aérothermiques), les équipements géothermiques sont contraints de se limiter à une clientèle essentiellement constituée de particuliers à fort pouvoir d'achat très attachés à la géothermie. Les CET continuent leur progression et

atteignent 105 140 ventes dans le secteur individuel en 2018⁵⁸.

Le scénario B du projet de PPE vise en 2028 un parc de 6,8 millions de PAC aérothermiques en maisons individuelles (multiplication du nombre d'équipements par 2,8 par rapport au parc 2017) et un parc de pompes à chaleur géothermiques de 315 000 (multiplication par 2 par rapport à 2017). Aucun objectif quantifié n'a été fixé pour les CET.

LCOE DES POMPES À CHALEUR INDIVIDUELLES ET CET

Pour un taux d'actualisation conventionnel de 1 % le coût total de production de la filière pompes à chaleur individuelles est estimé entre 81 €/MWh et 126 €/MWh pour les PAC géothermiques (eau/eau), et entre 87 €/MWh et 143 €/MWh pour les PAC aérothermiques (air/eau). Pour les PAC air/air, la plage de variation est de 147 à 175 €/MWh. Enfin le LCOE des CET varie de 183 à 208 €/MWh. Malgré un CAPEX élevé, les PAC géothermiques présentent le LCOE le plus faible du fait de COP et d'un niveau de production élevés.

⁵⁵ I Care & Consult, ADEME et ENERPLAN (2017) « Etude de la compétitivité et des retombées socioéconomiques de la filière solaire française »

⁵⁶ CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclina (2019) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019 ».

⁵⁷ Uniclina selon Afpac.

⁵⁸ Observ'ER (2019) « Suivi du marché et des prix 2018 du secteur des pompes à chaleur individuelles »

Graphique 30 : LCOE DES PAC INDIVIDUELLES

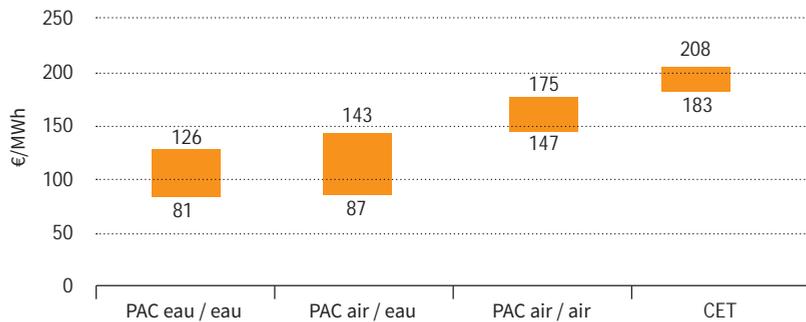


Tableau 26 : LCOE DES PAC INDIVIDUELLES

		POMPES À CHALEUR							
TYPE	Périmètre / terme Type d'installation Puissance	FRANCE 2018							
		Eau/eau 10 - 12		Air/eau 7 - 8		Air/air 5		CET -	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES									
HYPOTHÈSES	Production utile / an (kWh)	17 250	28 750	11 250	18 750	3 750	6 250	2 500	2 500
	COP	3,8	5,0	2,8	3,5	2,5	3,0	1,5	2,5
	Taux d'actualisation (%)					1			
	Durée de fonctionnement (années)	17				17			
HYPOTHÈSES	COÛTS								
	Investissement initial (€ TTC/kW)	14 900	20 300	5 900	12 100	2 200	6 900	1 800	3 900
	Exploitation fixe (€/an)	170	320	170	320	170	320	75	110
	Prix de l'électricité (€ TTC/MWh)	160							
RÉSULTATS	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)								
	LCOE	81	126	87	143	147	175	183	208
	DÉCOMPOSITION DU LCOE								
	Coût CAPEX	33	76	20	69	38	71	46	100
	Coût OPEX fixe	6	19	9	28	45	51	30	44
	Énergie	42	32	58	46	64	53	107	64
	LCOE avec taux 2 %	84	133	89	149	150	182	187	217

Source : Les données de CAPEX pour les PAC eau/eau, air/eau et les CET proviennent de Observ'ER (2018) « Suivi du marché et des prix 2017 du secteur des pompes à chaleur individuelles ». La plage de variation du CAPEX pour les PAC air/air a fait l'objet d'une estimation en accord avec les membres du groupe de travail. De même, les plages de variation des COP et des OPEX fixes ont été définies en accord avec les membres du groupe de travail. Le prix de l'électricité correspond au tarif résidentiel hors abonnement en 2018 auquel on a ajouté un surcoût censé compenser l'augmentation de puissance des compteurs liés à l'utilisation des PAC.

Le passage à un taux d'actualisation de 2 % augmente le LCOE de façon marginale, de 2 à 5 % selon les technologies.

Pour les PAC air/eau le LCOE moyen obtenu est supérieur à celui de l'édition précédente, calculé avec le même taux d'actualisation (115 €/MWh en

moyenne en 2018 contre 106 €/MWh) ; la situation est inverse (104 €/MWh en 2018 contre 109 €/MWh) pour les PAC eau/eau. Ces évolutions s'expliquent en grande partie par des hypothèses différentes sur le COP des PAC et par l'évolution du prix de l'électricité⁵⁹.

⁵⁹ On notera que le LCOE de la publication précédente est indiqué comme se référant à 2014

PERSPECTIVES

La filière des pompes à chaleur individuelles est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à très grande échelle. Un 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.

5.4 Filières de référence pour la production de chaleur chez les particuliers

Concernant la chaleur renouvelable pour le segment résidentiel individuel, la comparaison est faite avec des systèmes utilisant le gaz ou le fioul (chauffage domestique) et l'électricité (eau chaude sanitaire). Pour rendre les coûts comparables, le coût des équipements et les dépenses d'entretien sont pris en compte. Le taux d'actualisation retenu est de

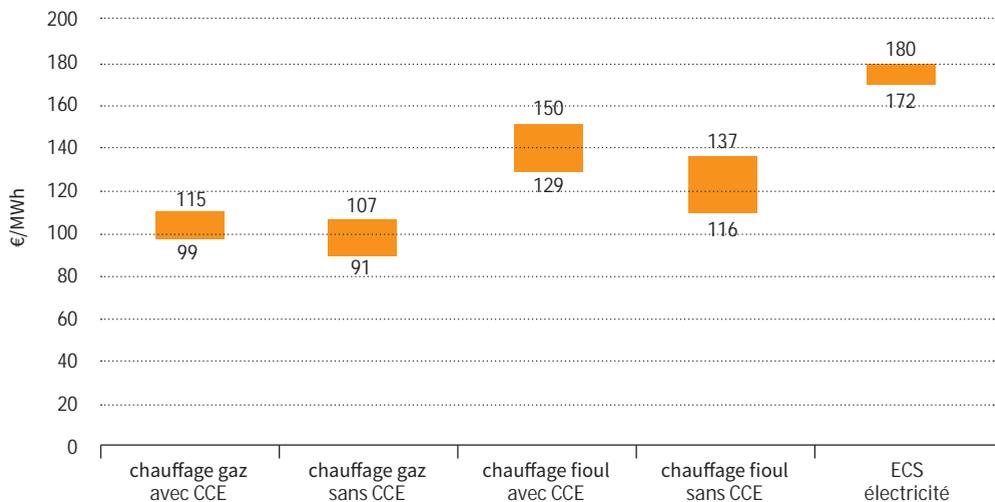
1 % pour être cohérent avec les évaluations du LCOE de la chaleur domestique. Le premier calcul intègre dans le prix du gaz et du fioul l'impact de l'évolution de la CCE telle qu'elle a été fixée dans la loi de Finances 2017, en décalant son application d'un an pour tenir compte du gel de 2019. Dans le deuxième calcul, le prix du gaz et du fioul est gardé constant.

Tableau 27 : LCOE DU CHAUFFAGE DOMESTIQUE AU GAZ ET AU FIOUL ET DES CHAUFFE-EAU ÉLECTRIQUES

		POMPES À CHALEUR						
TYPE	Périmètre / terme	AVEC CCE PRIX 2008				ECS		
	Type d'installation	Appareils de chauffage central				Electricité		
	Puissance	Fioul		Gaz				
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES								
HYPOTHÈSES	Production utile / an (kWh)	15 000	25 000	15 000	25 000	3 000	3 000	
	Rendement (%)	89	89	92	92	100	100	
	Taux d'actualisation (%)			1				
	Durée de fonctionnement (années)			20				
COÛTS TTC								
HYPOTHÈSES	Investissement (€ TTC/unité)	3 700	7 000	3 000	5 000	500	900	
	Exploitation fixe (€/TTC/unité/an)	120	120	150	150	10	10	
	Prix de l'énergie en €/MWh TTC avec CCE	103	103	80	80	160	160	
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)								
RÉSULTATS	LCOE	129	150	99	115	172	180	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE							
	Coût CAPEX	8	26	7	18	9	17	
	Coût OPEX fixe	5	8	6	10	3	3	
	Coût de l'énergie	116	116	87	87	160	160	
	Prix de l'énergie sans CCE	91	91	72	72			
LCOE sans CCE	116	137	91	107				

Source : Les données de CAPEX pour les PAC eau/eau, air/eau et les CET proviennent de Observ'ER (2018) « Suivi du marché et des prix 2017 du secteur des pompes à chaleur individuelles ». La plage de variation du CAPEX pour les PAC air/air a fait l'objet d'une estimation en accord avec les membres du groupe de travail. De même, les plages de variation des COP et des OPEX fixes ont été définies en accord avec les membres du groupe de travail. Le prix de l'électricité correspond au tarif résidentiel hors abonnement en 2018 auquel on a ajouté un surcoût censé compenser l'augmentation de puissance des compteurs liés à l'utilisation des PAC.

Graphique 31 : LCOE DU CHAUFFAGE DOMESTIQUE AU GAZ ET AU FIOUL ET DES CHAUFFE-EAU ÉLECTRIQUES







6. Coûts de production de la chaleur collective et industrielle

6.1 Biomasse collective tertiaire et industrielle

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.

En 2018, le nombre de chaufferies biomasse collective, industrielle ou tertiaire de puissance thermique égale ou supérieure à 50 kW est estimé à 6 858 unités, pour une puissance installée de

8 030 MW (entrée chaudières) et une production de chaleur de plus de 23,7 TWh⁶⁰. Sur les 6858 unités environ 1170 ont une puissance supérieure à 1 MW et représentent 86 % de la puissance totale, soit 6,9 GW de puissance cumulée.

Le projet de PPE a fixé les objectifs suivants pour la production de chaleur à partir de biomasse solide, hors ménages⁶¹ :

	2016	2023	2028
Production de chaleur (TWh)	43	65	77 à 89

BIOMASSE COLLECTIVE ET TERTIAIRE

Les développements ci-dessous portent sur les chaufferies produisant de la chaleur destinée aux réseaux de chaleur, au logement collectif et au chauffage des locaux du secteur tertiaire. 550 des 1131 installations de plus de 1 MW, soit 49 %, produisent de la chaleur pour des usages autres qu'industriels. Leur puissance est d'environ 4,5 GW, dont 1,4 GW pour le logement, 2 GW pour la cogénération⁶² et 1,1 GW pour les autres usages (santé, enseignement...)⁶³. Les quantités de chaleur produites sont mal connues sauf pour les réseaux de chaleur : en 2017, 6,2 TWh de la chaleur produite à

partir de bois ont alimenté plus de 500 réseaux de chaleur⁶⁴ représentant 25 % du bouquet énergétique des réseaux.

COÛTS DE PRODUCTION

Le graphique 32 représente les plages de variation des coûts en fonction de la tranche de puissance. Globalement, la plage de variation du LCOE diminue avec la puissance de l'installation : 62 à 96 €/MWh pour les installations d'une puissance inférieure à 500 kW, contre 51 à 74 €/MWh pour les installations d'une puissance supérieure à 3 MW. Au sein d'un segment de puissance, les écarts s'expliquent par les coûts d'investissement, de fonctionnement et

⁶⁰ CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclisma (2019) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019 ».

⁶¹ Y compris déchets renouvelables.

⁶² Dont 28 % intégrées à un usage collectif.

⁶³ CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclisma (2019) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019 ».

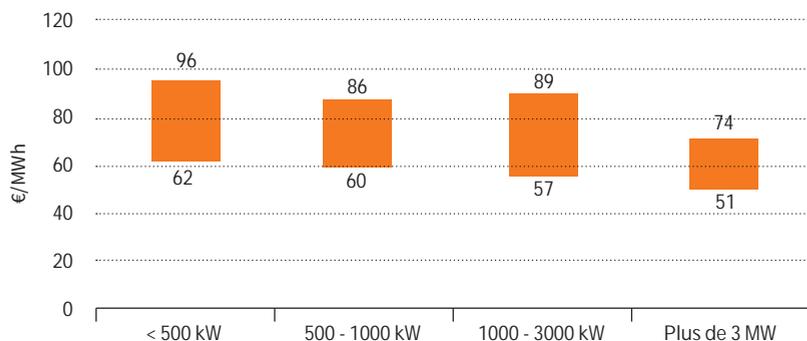
⁶⁴ Fedene (2019) « Filière bois énergie » Fiche Thématique.

de combustible. Entre segments de puissance, les écarts s'expliquent par les coûts d'investissement et les durées annuelles de fonctionnement.

Les coûts sont difficilement comparables avec ceux de l'édition 2016 car, comme indiqué dans la partie

méthodologie, l'édition 2016 intégrait au moins pour partie les coûts liés aux réseaux de chaleur. De plus, les installations de moins de 1 MW étaient regroupées en une seule tranche, et le coût du combustible d'appoint était pris en compte.

Graphique 32 : LCOE DES CHAUFFERIES COLLECTIVES SELON LA PUISSANCE



Note : le LCOE est calculé avec un taux d'actualisation de 3 % et une durée de vie de 25 ans.

Tableau 28 : LCOE DES CHAUFFERIES COLLECTIVES SELON LA PUISSANCE

CHAUFFERIES COLLECTIVES ET TERTIAIRES										
TYPE	FRANCE 2014 - 2017									
	Périmètre / terme		< 500		500 - 1000		1000 - 3000		> 3 MW	
	PUISSANCE (kW)									
	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES									
	Facteur de charge (%)*		22		36		37		48	
	Rendement (%)				87					
	Taux d'actualisation (%)				3					
	Durée de vie (années)				25					
	COÛTS									
	(p.m. CAPEX en €/kW)		846 1765		811 1424		797 1247		542 864	
	Investissement (€/MWh/an)		317 614		292 452		243 492		132 242	
	Exploitation (€/MWh/an)		17 27		17 27		17 27		17 27	
	Coût du combustible (€/MWh) **		26 33		26 33		26 33		26 33	
	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)									
	LCOE		62 96		60 86		57 89		51 74	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE									
	Coût CAPEX		18 35		17 26		14 28		8 14	
	Coût OPEX		17 27		17 27		17 27		17 27	
	Coût du combustible		26 33		26 33		26 33		26 33	
	LCOE avec taux 2 %		59,7 91,8		58,0 83,5		55,4 85,5		49,8 72,7	
	LCOE avec taux 4 %		63,7 99,6		61,7 89,3		58,5 91,8		51,5 75,8	

* à la puissance nominale ; valeur médiane des 166 projets ; ** €/par MWh en sortie chaufferie

Source : Les données proviennent de l'analyse de 166 projets aidés par le Fonds Chaleur entre 2014 et 2017. Le calcul du LCOE est fait sur la base d'un CAPEX exprimé en MWh/an et non sur la base d'un CAPEX par kW, ce qui permet d'intégrer coût, puissance et facteur de charge. Les bornes inférieure et supérieure des plages de variation de l'investissement en €/MWh/an correspondent respectivement aux 2ème et 8ème déciles des distributions. Les valeurs sont des valeurs prévisionnelles, sauf pour les dépenses de fonctionnement et le coût du combustible qui proviennent de l'analyse de données complémentaires sur les dépenses réelles.

Selon les tranches de puissance, le coût du capital représente de 15 % (grandes puissances) à 35 % (petites puissances) du LCOE. De ce fait, l'impact d'une baisse ou d'une augmentation du taux d'actualisation sur la valeur du LCOE est relativement limité : retenir un taux d'actualisation de 2 % au lieu de 3 % entraîne une diminution du LCOE de 2 à 4 %, tandis que retenir un taux d'actualisation de 4 % produit l'effet inverse

PERSPECTIVES

Les chaudières biomasse sont des technologies maîtrisées qui sont déjà déployées à grande échelle. Cependant, des possibilités d'innovations existent encore, que ce soit sous les aspects énergétiques ou environnementaux (développement à plus grande échelle de la condensation, technologie de gazéification, nouveaux systèmes de filtration, etc.).

BIOMASSE INDUSTRIELLE

Le développement des installations biomasse industrielles s'est fortement accéléré à partir de 2009 avec la mise en place du Fonds Chaleur, et notamment des appels à projets BCIAT (Biomasse Chaleur Industrie Agriculture et Tertiaire) qui ont permis de soutenir plus de 120 installations de plus de 12 GWh/an.

Les secteurs industriels 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 2,9 TWh/an suivi par le secteur du papier carton (2,3 TWh/an) et l'industrie du bois et de la granulation (0,9 TWh/an).

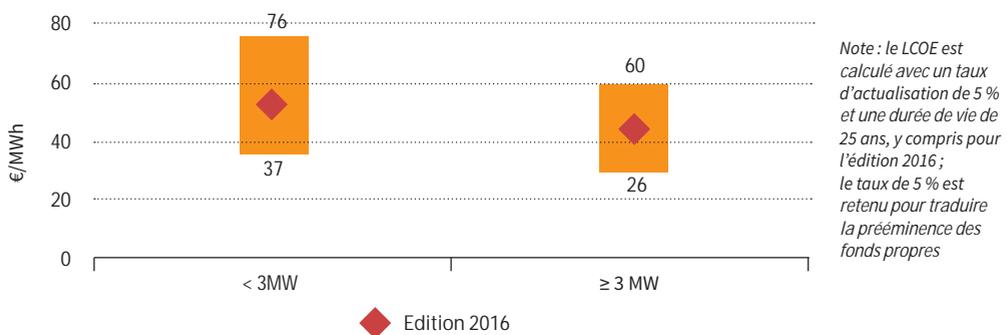
Entre 1,16 et 11,6 GWh/an⁶⁵, les applications sont principalement en eau chaude notamment pour le chauffage des locaux. Au-dessus de 11,6 GWh/an, les applications sont principalement en vapeur en lien avec les besoins techniques.

COÛTS DE PRODUCTION

Pour un taux d'actualisation de 5 % et une durée de vie de 25 ans, le LCOE de la filière biomasse industrielle est estimé entre 37 €/MWh et 76 €/MWh pour les chaufferies ayant une puissance inférieure à 3 MW et entre 26 €/MWh et 60 €/MWh pour les chaufferies ayant une puissance supérieure ou égale à 3 MW.

Au sein d'un même segment de puissance la plage de variation s'explique principalement par le coût d'investissement exprimé en €/MWh/an. Pour l'essentiel, malgré une méthode de calcul et des hypothèses différentes, les LCOE sont similaires à ceux de l'édition 2016.

Graphique 33 : LCOE DES CHAUFFERIES INDUSTRIELLES



⁶⁵ 100 à 1000 tep.

Tableau 29 : LCOE DES CHAUFFERIES INDUSTRIELLES

CHAUFFERIES INDUSTRIELLES					
TYPE	Périmètre / terme	FRANCE 2016 - 2018			
	Type	Chaufferies industrielles			
	Puissance (MW)	< 3		≥ 3 MW	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES					
	Facteur de charge (%)*	35,4		55,2	
	Rendement (%)			85	
	Taux d'actualisation (%)			5	
	Durée de vie (années)			25	
COÛTS					
	(p.m. CAPEX en €/kW)	267	761	321	892
	Investissement (€/MWh/an)	123	404	75	177
	Exploitation (€/MWh)	6	11	6	11
	Coût du combustible (€/MWh)**	22	36	22	36
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)					
	LCOE	37	76	26	60
DÉCOMPOSITION DU LCOE					
	Coût CAPEX	9	29	5	13
	Coût OPEX	6	11	6	11
	Coût du combustible	22	36	22	36
	LCOE avec taux 4 %	36	73	26	58
	LCOE avec taux 6 %	38	79	27	61

* à la puissance nominale ; médiane des projets - ** par MWh en sortie chaufferie

Source : Les données proviennent de l'analyse de 67 projets de chaufferie biomasse dans les secteurs agricole et industriel (y compris IAA) aidés par le Fonds Chaleur et le BCIAT entre 2014 et 2017. Le calcul du LCOE est fait sur la base d'un CAPEX exprimé en €/MWh/an et non sur la base d'un CAPEX en €/kW ce qui permet d'intégrer coût, puissance et facteur de charge. Les bornes inférieure et supérieure des plages de variation de l'investissement en €/MWh/an correspondent respectivement aux 2ème et 8ème déciles des distributions. Les valeurs sont des valeurs prévisionnelles, sauf pour les dépenses de fonctionnement et le coût du combustible qui proviennent de l'analyse de données complémentaires sur les dépenses réelles.

Selon les tranches de puissance, le coût du capital représente de 20 % (installations > 3 MW) à 38 % (installations < 3 MW) du LCOE. De ce fait, l'impact d'une baisse ou d'une augmentation du taux d'actualisation est relativement limité :

quelle que soit la puissance de l'installation et comparativement à un taux d'actualisation de 5 %, diminuer le taux à 4 % entraîne une diminution du LCOE de 1 à 4 %, alors que l'augmenter à 6 % entraîne une hausse du LCOE de 2 à 4 %.

62 Solaire thermique en résidentiel collectif, sur réseau, tertiaire et industriel

Après une période de fort développement jusqu'en 2012, année au cours de laquelle 134 000 m² ont été installés, les installations annuelles de solaire thermique pour le résidentiel collectif, industriel ou de services ont diminué et se sont stabilisées autour de 30 000 m² en 2017 et 2018⁶⁷.

Au total, sur la base des installations annuelles, la capacité du parc des installations collectives, industrielles et de services peut être estimée à environ 1 million de m² en 2017, produisant de l'ordre de 500 GWh.

⁶⁷ Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « Chiffres clefs des énergies renouvelables, édition 2019 » et Uniclimate « Bilan 2018 et perspectives 2019 du génie climatique ».

Selon le projet de PPE, il existe une opportunité de développement du solaire thermique dans l'industrie et sur réseau de chaleur et de froid où

se situe le potentiel maximum de la filière, en permettant de déployer de grandes surfaces.

Les objectifs d'installations annuelles, indiqués dans le projet de PPE sont les suivants (m²).

Installations	2017-2018	2023	2028 bas	2028 haut
Résidentiel collectif		50 000	45 000	90 000
Industrie		150 000	300 000	300 000
TOTAL	30 000	200 000	345 000	390 000

SOLAIRE THERMIQUE DANS LE COLLECTIF

Cette partie s'intéresse au logement collectif et par extension à tout hébergement permanent ou de longue durée ayant des besoins en eau chaude sanitaire du même type que le logement, y compris les hôtels, campings, établissements de santé ou scolaires, EHPAD, etc. Sont exclues les activités agricoles, industrielles et de services (hors services de santé, d'éducation ou d'hôtellerie-tourisme), qui font l'objet de la deuxième partie de la fiche.

Le coût total de production du solaire thermique dans le secteur collectif est compris entre 64 €/MWh et 179 €/MWh avec un taux d'actualisation de 3 % et une durée de vie de 25 ans. Deux facteurs expliquent cette plage de variation importante.

Un facteur naturel, la ressource du site en termes d'ensoleillement (exprimée par le productible en kWh/m²), qui explique les écarts entre les régions comme le montre le graphique 34. Un facteur économique, le coût d'investissement (entre 700 et 1260 €/m²), qui explique majoritairement les écarts au sein des régions.

Pour les différents regroupements régionaux (cf. graphique 34), les LCOE sont très proches des niveaux de l'édition précédente calculés dans les mêmes conditions de productible et de taux d'actualisation ; l'allongement de la durée de vie de 20 à 25 ans, retenue après avis des membres du Groupe de Travail, fait plus que compenser la légère augmentation du coût d'investissement.

Graphique 34 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE COLLECTIF

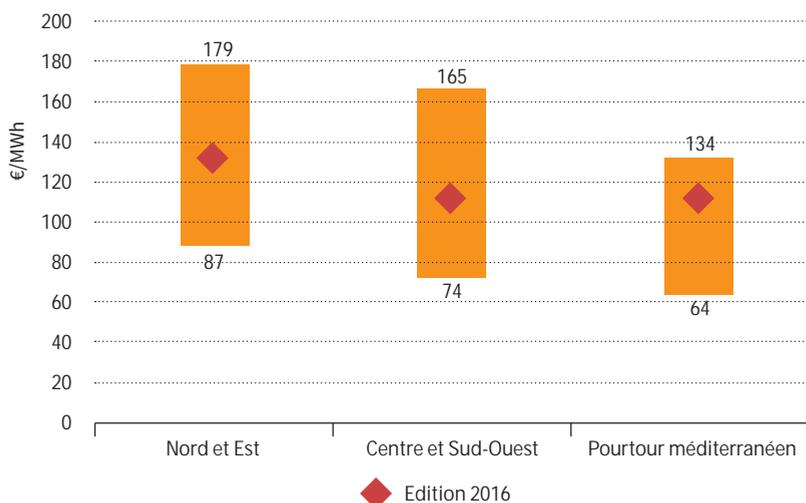


Tableau 30 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE COLLECTIF

TYPE	Catégorie Périmètre Terme	SOLAIRE THERMIQUE COLLECTIF					
		Nord et Est 2017		Centre et Sud-Ouest 2017		Pourtour méditerranéen 2017	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES						
	Productible (kWh/m ²)	460	580	500	680	615	780
	Taux d'actualisation (%)			3			
	Durée de fonctionnement (années)	25		25		25	
HYPOTHÈSES	COÛTS TTC						
	Investissement (€/m ²)	700	1 260	700	1 260	700	1 260
	Exploitation fixe (€/m ² /an)	10	10	10	10	10	10
RÉSULTATS	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)						
	LCOE	87	179	74	165	64	134
	DÉCOMPOSITION DU LCOE						
	Coût CAPEX	70	157	59	145	52	118
	Coût OPEX fixe	17	22	15	20	13	16
	LCOE avec taux 2 %	79	162	67	149	59	121
	LCOE avec taux 4 %	94	197	81	181	70	147

Source : L'analyse de 300 projets aidés par l'ADEME entre 2014 et 2017 a permis de déterminer la plage de variation du CAPEX. La borne supérieure correspond au 8^{ème} décile de la distribution, et la borne inférieure a été déterminée à dire d'expert. En effet, le deuxième décile de la distribution était de 970 €/m², mais il a été jugé après concertation avec les membres du Groupe de Travail que ce montant était trop élevé et il a été ramené à 700 €/m². Nord & Est : régions Hauts de France et Grand Est ; Pourtour méditerranéen : PACA, Corse et Est Occitanie ; Centre et Sud-Ouest : autres régions.

Compte tenu de la part du coût de l'investissement dans le LCOE (80 à 88 %), celui-ci est très sensible au taux d'actualisation : une réduction du taux d'actualisation à 2 % au lieu de 3 % se traduit par une baisse de 9 % du LCOE alors qu'une augmentation du taux d'actualisation de 3 % à 4 % se traduit par une hausse de 10 % du LCOE.

Le solaire thermique collectif sur réseau de chaleur

Cette partie s'intéresse aux installations de solaire thermique au sol dont la production est distribuée via un réseau de chaleur. Le LCOE du solaire thermique collectif sur réseau varie entre 39 €/MWh et 98 €/MWh. Comme pour le solaire thermique collectif sur toiture, deux facteurs expliquent cette variation : un facteur naturel, la ressource du site en termes d'ensoleillement (exprimée par la productivité en kWh/m²), qui explique l'écart entre Nord et Sud ; un facteur économique, le coût d'investissement, fortement corrélé à la taille de l'installation.

Le LCOE du solaire thermique collectif sur réseau (39 à 98 €/MWh) est nettement inférieur à celui du solaire thermique collectif sur toiture (64 à 179 €/MWh). Cet écart s'explique par les coûts d'investissement nettement plus faibles (455 à 700 €/m² contre 700 à 1260 €/m²) dus à des effets d'échelle (les capacités installées pour un projet au sol sont nettement supérieures à celles pour un projet sur toiture) et à un coût moindre pour des installations au sol par rapport à des installations sur toiture.

Graphique 35 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE SUR RÉSEAU DE CHALEUR

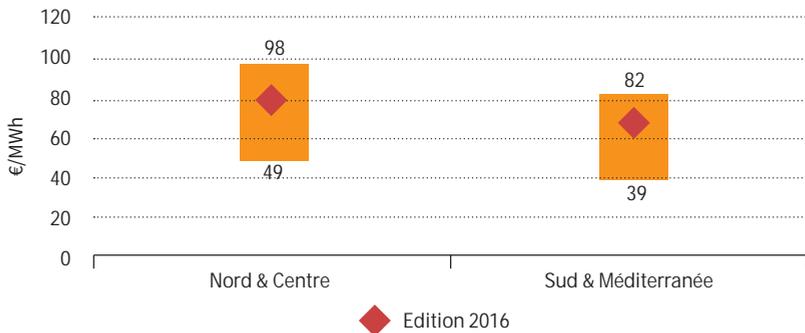


Tableau 31 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE SUR RÉSEAUX DE CHALEUR

SOLAIRE THERMIQUE SUR RÉSEAUX DE CHALEUR					
TYPE	Terme	2018		2018	
	Zone géographique	Nord et Centre		Sud et Méditerranée	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES				
	Production utile (kWh/m ²)	460 - 620		550 - 780	
	Taux d'actualisation (%)	3			
	Durée de fonctionnement (années)	25			
HYPOTHÈSES	COÛTS				
	Investissement (€/m ²)	455	700	455	700
	Exploitation fixe (€/m ² /an)	3,9	5,1	3,9	5,1
RÉSULTATS	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)				
	LCOE	49	98	39	82
	DÉCOMPOSITION DU LCOE				
	Coût CAPEX	42	87	34	73
	Coût OPEX fixe	6	11	5	9
	LCOE avec taux 2 %	44	89	35	74
LCOE avec taux 4 %	53	108	42	91	

Source : Données prévisionnelles provenant de 5 projets aidés par l'ADEME via l'appel à projets grandes installations.

Les LCOE sont semblables à ceux proposés par l'édition 2016, recalculés avec les mêmes productivités par grande région.

Compte tenu de la part du coût d'investissement dans le LCOE (80 à 88 %), celui-ci est très sensible au taux d'actualisation. Une réduction du taux d'actualisation à 2 % au lieu de 3 % se traduit par une baisse de 9 % du LCOE, alors qu'une augmentation du taux 3 % à 4 % se traduit par une hausse de 10 % du LCOE.

SOLAIRE THERMIQUE TERTIAIRE ET INDUSTRIEL

Cette partie s'intéresse aux applications du solaire thermique dans les activités industrielles. Les chiffres présentés sont repris de l'étude ADEME, ENEA Consulting et Kerdos avec une légère correction⁶⁸. Comme dans cette étude, on distingue les installations sur toiture et les installations au sol, ainsi que les différents types de capteurs.

⁶⁸ ADEME, ENEA Consulting et KERGOS Energy (2018) « Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie ». Dans le calcul de la borne supérieure du LCOE, l'étude reprenait la borne inférieure du coût d'exploitation au lieu de la borne supérieure.



LCOE des installations solaires thermiques sur toitures pour l'industrie

Le coût total de production du solaire thermique sur toiture dans les activités industrielles est compris entre 101 €/MWh et 227 €/MWh avec un

taux d'actualisation de 5 % et une durée de vie de 20 ans. On ne note pas de différences sensibles entre les trois types de capteurs, les différences entre les coûts étant compensées par les différences sur la productivité.

Graphique 36 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE SUR TOITURE POUR L'INDUSTRIE

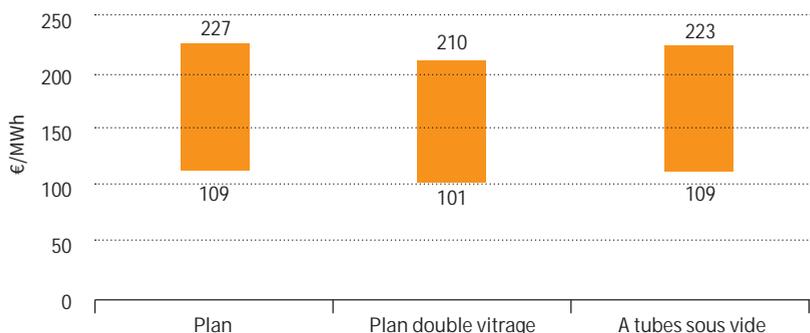


Tableau 32 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE SUR TOITURE POUR L'INDUSTRIE

SOLAIRE THERMIQUE INDUSTRIE							
TYPE	Catégorie	SUR TOITURE					
		Plan		Plan double vitrage		A tubes sous vide	
HYPOTHÈSES	Périmètre						
	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES						
	Productivité (kWh/m ²)	350	650	389	722	445	826
	Taux d'actualisation (%)			5			
	Durée de fonctionnement (années)	20		20		20	
HYPOTHÈSES	COÛTS TTC						
	Investissement (€/m ²)	800	900	825	925	1 000	1 100
	Exploitation fixe (€/m ² /an)	6,4	7,2	6,6	7,4	10	11
RÉSULTATS	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)						
	LCOE	109	227	101	210	109	223
	DÉCOMPOSITION DU LCOE						
	Coût CAPEX	99	206	92	191	97	198
	Coût OPEX fixe	10	21	9	19	12	25
	LCOE avec taux 4 %	100	210	93	194	101	207
	LCOE avec taux 6 %	117	245	109	226	118	240

Source : ADEME, ENEA Consulting et Kerdos Energy (2018) « Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie ».

Compte tenu de la part du coût d'investissement dans le LCOE (90 %), celui-ci est très sensible au taux d'actualisation. Une réduction du taux d'actualisation à 4 % au lieu de 5 % se traduit par une

baisse de 8 % du LCOE alors qu'une augmentation du taux d'actualisation de 5 % à 6 % se traduit par une hausse de 8 % du LCOE

LCOE des installations solaires thermiques au sol pour l'industrie

Le LCOE des installations solaires thermiques au sol pour l'industrie est nettement plus faible que

pour les installations sur toitures (56 à 169 €/MWh contre 101 à 227 €/MWh), du fait d'une part des superficies plus importantes et d'autre part des coûts d'investissement réduits.

Graphique 37 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE AU SOL POUR L'INDUSTRIE

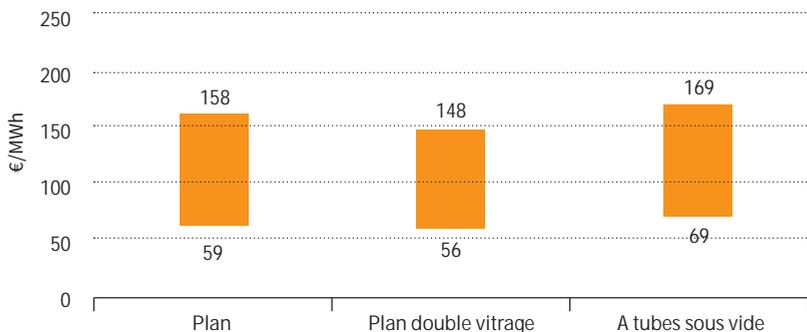


Tableau 33 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE AU SOL POUR L'INDUSTRIE

SOLAIRE THERMIQUE INDUSTRIE							
TYPE	Catégorie	AU SOL					
		Plan		Plan double vitrage		A tubes sous vide	
HYPOTHÈSES	Périmètre						
	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES						
	Productivité (kWh/m ²)	350	650	389	722	445	826
	Taux d'actualisation (%)			5			
	Durée de fonctionnement (années)	20		20		20	
HYPOTHÈSES	COÛTS TTC						
	Investissement (€/m ²)	450	650	475	675	650	850
	Exploitation fixe (€/m ² /an)	2,3	3,3	2,4	3,3	5,2	6,8
RÉSULTATS	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)						
	LCOE	59	158	56	148	69	169
	DÉCOMPOSITION DU LCOE						
	Coût CAPEX	56	149	53	139	63	153
	Coût OPEX fixe	4	9	3	8	6	15
	LCOE avec taux 4 %	54	146	52	136	64	156
	LCOE avec taux 6 %	64	171	61	160	75	182

Source : ADEME, ENEA Consulting et KERDOS Energy (2018) « Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie »

Compte tenu de la part du coût d'investissement dans le LCOE (95 %), celui-ci est très sensible au taux d'actualisation. Une réduction du taux d'actualisation à 4 % au lieu de 5 % se traduit par une

baisse de 8 % du LCOE, alors qu'une augmentation du taux 5 % à 6 % se traduit par une hausse de 8 % du LCOE.



6.3 Géothermie de surface

La géothermie de surface mobilise l'énergie des couches superficielles du sous-sol (champ de sondes) ou des aquifères superficiels, à une profondeur généralement inférieure à 200 m et sur des ressources de température inférieure à 30°C. Compte tenu de la température des milieux concernés (généralement autour de 12 à 15°C), ces applications doivent recourir à des pompes à chaleur. Cette fiche se concentre sur les applications de la géothermie de surface dans les secteurs de l'agriculture, de l'industrie, du commerce et des services ainsi que dans le résidentiel collectif.

En France, il y aurait 161 638 PAC géothermiques installées au 31 décembre 2018, elles auraient produit 4,4 TWh en 2018 et se répartiraient de la façon suivante⁶⁹ :

- Individuel : 154 172 PAC pour 3 590 GWh produits ;
- Collectif : 2 980 PAC pour 463 GWh produits ;
- Tertiaire : 4 486 PAC pour 383 GWh produits.

Tous usages confondus, le projet de PPE a fixé les objectifs de développement de la filière des PAC géothermiques à 4,6 TWh en 2023 et 5 à 7 TWh en 2028. La part de PAC hors applications domestiques n'est pas précisée.

Actuellement il existe deux grands types d'installations : la géothermie sur aquifères superficiels et la géothermie sur champ de sondes. En plus de ces technologies, se développe une autre famille d'application qui consiste à puiser l'énergie dans les eaux usées, l'eau de mer ou de lac et les eaux thermales.

COÛTS DE PRODUCTION

Le graphique 38 présente les LCOE pour les deux principales applications (champ de sondes et aquifère superficiel) en distinguant celles qui ne produisent que de la chaleur et celles qui produisent de la chaleur et du froid⁷⁰. Les LCOE des installations produisant du chaud et du froid sont à interpréter avec prudence, le nombre de projets accompagnés par le Fonds Chaleur étant modeste. Les LCOE sont calculés pour un taux d'actualisation conventionnel

de 3 %. Les durées de vie retenues sont de 50 ans pour les champs de sondes, avec un renouvellement des équipements au bout de 25 ans et de 20 ans pour les installations sur aquifères superficiels.

GÉOTHERMIE SUR CHAMP DE SONDES

Le coût varie entre 100 €/MWh et 133 €/MWh lorsqu'il y a uniquement la production de chaud. Quand la production de chaud est associée à une production de froid, le LCOE diminue légèrement (89 €/MWh à 119 €/MWh) car le coût d'investissement ramené au MWh produit diminue. Dans tous les cas, la plage de variation s'explique par les plages de variation des COP et des dépenses d'investissement.

GÉOTHERMIE SUR AQUIFÈRE SUPERFICIEL

Le coût varie entre 94 €/MWh et 140 €/MWh lorsqu'il y a uniquement la production de chaud. Quand la production de chaud est associée à une production de froid, le LCOE change peu (88 €/MWh à 141 €/MWh), les dépenses d'investissement supplémentaires sont compensées par la production de froid. Dans tous les cas, la plage de variation s'explique par les plages de variation des COP et des dépenses d'investissement.

L'écart de coûts entre ces deux technologies s'explique par le coût des forages plus élevé pour la géothermie sur champ de sondes qui nécessite des forages plus nombreux que pour la géothermie sur aquifère superficiel.

Comparés à l'édition 2016, les LCOE obtenus sont nettement plus élevés, du fait principalement de la prise en compte de l'électricité consommée pour le fonctionnement des PAC, ce qui n'avait pas été le cas dans l'édition précédente.

⁶⁹ CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclina (2019) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019 ».

⁷⁰ Il existe aussi une technique de rafraîchissement (le géocooling) qui utilise « directement » la température du sous-sol (avec interposition d'un échangeur) sans utiliser de pompe à chaleur. L'intérêt majeur d'un tel système est de ne consommer que très peu d'énergie et d'utiliser au maximum l'énergie du sol, sans pertes dues au fonctionnement des éléments de la pompe à chaleur.

Graphique 38 : LCOE DE LA GÉOTHERMIE DE SURFACE

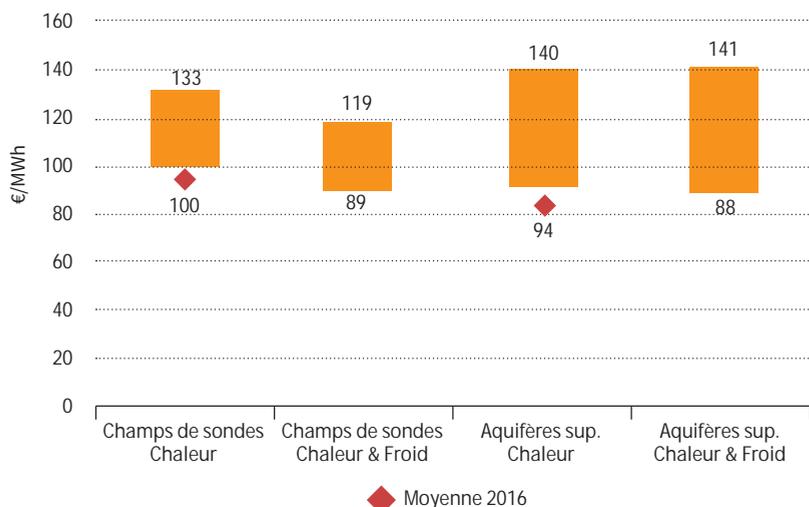


Tableau 34 : LCOE DE LA GÉOTHERMIE DE SURFACE

GÉOTHERMIE DE SURFACE										
TYPE	Périmètre / terme		FRANCE 2018							
	Type	Production	Champs de sondes				Aquifères superficiels			
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES										
HYPOTHÈSES	Facteur de charge (%)		20,2		22,9		27,8		24,5	
	COP		3,7	4,6	3,8	4,6	4	5	4,2	5,6
	Taux d'actualisation (%)		3							
HYPOTHÈSES	Durée de vie (Années)		50 (forages) ; 25 (PAC)				20			
	COÛTS									
	(p.m. CAPEX en €/kW)		1 400	2 000	1 372	1 985	735	1 636	694	1 530
	CAPEX (€/MWh/an)		996	1 674	705	1 338	281	882	241	913
HYPOTHÈSES	Exploitation (€/MWh)		35				50			
	Prix de l'électricité (€/MWh)*		123							
COÛT DE PRODUCTION (€/MWh)										
RÉSULTATS	LCOE		100	133	89	119	94	140	88	141
	DÉCOMPOSITION DU LCOE									
	Coût CAPEX		39	65	27	52	19	59	16	61
	Coût OPEX		35	35	35	35	50	50	50	50
	Energie		26	33	27	32	25	31	22	30
	LCOE avec taux 2 %		93	121	84	110	92	135	87	135
	LCOE avec taux 4 %		108	146	94	129	95	146	90	147

* prix moyen hors TVA de l'électricité pour les entreprises en 2018 pour la tranche 200 à 500 MWh.

Source : données des projets du Fonds Chaleur. **Champs de sondes** : 86 projets aidés entre 2014 et 2017 de puissance comprise entre 40 kW (2^{ème} décile) et 130 kW (8^{ème} décile). **Aquifères superficiels** : 69 projets aidés entre 2014 et 2017 de puissance comprise entre 90 kW (2^{ème} décile) et 480 kW (8^{ème} décile). Le calcul du LCOE est fait sur la base d'un CAPEX exprimé en €/MWh/an et non en €/kW, ce qui permet d'intégrer coût, puissance et facteur de charge. Les bornes inférieure et supérieure des plages de variation de l'investissement en €/MWh/an correspondent respectivement aux 2^{ème} et 8^{ème} déciles des distributions, il s'agit de données prévisionnelles déclarées par les porteurs de projets. Pour les champs de sondes, la profession a jugé que les CAPEX des projets aidés par le Fonds Chaleur n'étaient pas représentatifs du CAPEX moyen des installations. Le CAPEX exprimé en €/MWh/an a été recalculé sur la base des valeurs plus faibles communiquées par la profession.

Une baisse du taux d'actualisation de 3 % à 2 % se traduit par une baisse du LCOE de 6 à 9 %, alors qu'une augmentation du taux d'actualisation de 3 % à 4 % entraîne l'effet inverse. Les impacts des mêmes changements sur le LCOE de la géothermie sur aquifères superficiels sont plus faibles : 2 à 4 % de baisse et 2 à 5 % d'augmentation.

GÉOTHERMIE SUR EAUX USÉES ET EAU DE MER

Parmi les deux autres types d'applications, la géothermie sur eau de mer a des coûts plus réduits (45 à 51 €/MWh), tandis que le coût de la géothermie sur eaux usées (80 à 107 €/MWh) est comparable à celui des deux technologies principales.

Graphique 39 : LCOE DE LA GÉOTHERMIE SUR EAUX USÉES ET EAU DE MER

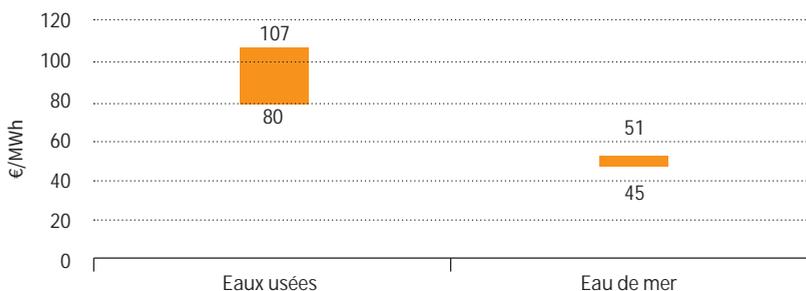


Tableau 35 : LCOE DE LA GÉOTHERMIE SUR EAUX USÉES ET EAU DE MER

GÉOTHERMIE DE SURFACE					
TYPE	Périmètre / terme Type	FRANCE 2017			
		Eaux usées		Eau de mer	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES					
	Facteur de charge (%)	32,6	47,9	35,7	41,7
	COP	4,1	4,1	4,3	4,3
	Taux d'actualisation (%)	3			
	Durée de fonctionnement (années)	20			
COÛTS					
	Investissement €/kW	2 000	2 500	640	800
	Exploitation (€/MWh)	18	18	5	5
	Coût de l'électricité (€ HT/MWh)*	123	123	123	123
COÛT DE PRODUCTION (€/MWh)					
	LCOE	80	107	45	51
DÉCOMPOSITION DU LCOE					
	Coût CAPEX	32	58,9	11,8	17,2
	Coût OPEX	18	18	5	5
	Energie	30	30	28,6	28,6
	LCOE avec taux 2 %	77,1	101,6	44,3	49,2
	LCOE avec taux 4 %	83	112,4	46,5	52,4

* prix moyen hors TVA de l'électricité pour les entreprises en 2018 pour la tranche 200 à 500 MWh.

Source : 7 projets sur eau de mer/lac et 9 projets sur eaux usées aidés par l'ADEME entre 2014 et 2017. Les tailles moyennes en termes de puissance thermique des projets sont respectivement de 750 kW et 420 kW

Une réduction du taux d'actualisation de 3 % à 2 % se traduit par une baisse du LCOE de 4 % à 5 % alors qu'une augmentation du taux d'actualisation de 3 %

à 4 % entraîne l'effet inverse. Pour les applications sur eau de mer, l'impact des mêmes changements sur la valeur du LCOE est encore plus faible : +/- 2 %

6.4 Géothermie profonde

La France compte 71 installations de géothermie profonde (géothermie dite de basse et moyenne énergie utilisant des ressources jusqu'à 2 000 m environ), dont 49 dans le bassin parisien, 21 dans le bassin aquitain, les autres étant situées en Alsace, dans le couloir Rhodanien et en Limagne. En 2018, la production de chaleur de la filière a atteint 1,78 TWh pour une capacité installée de 627 MW ; 93 % de cette production est destinée au chauffage urbain, 6 % à l'agriculture, et 1 % à la balnéologie⁷¹.

COÛTS DE PRODUCTION

Le coût total de production de la chaleur par la filière géothermie profonde est estimé entre 15 et 55 €/MWh. Ce coût ne comprend pas les coûts de distribution de la chaleur (réseau de chaleur). Il est très légèrement inférieur en moyenne à celui de l'édition précédente recalculé en éliminant les coûts du réseau.

Le graphique 40 et le tableau 36 sont établis avec un taux d'actualisation de 3 % (les coûts associés aux assurances et garanties destinées à prémunir les investisseurs des risques d'échec des forages sont intégrés dans les dépenses d'exploitation). Le LCOE a été calculé d'une part pour un nouveau forage avec une durée de vie conventionnelle de 30 ans et d'autre part pour une réhabilitation de site (repowering) visant à prolonger la durée de vie du site de 20 ans. Les LCOE sont en fait très peu différents.

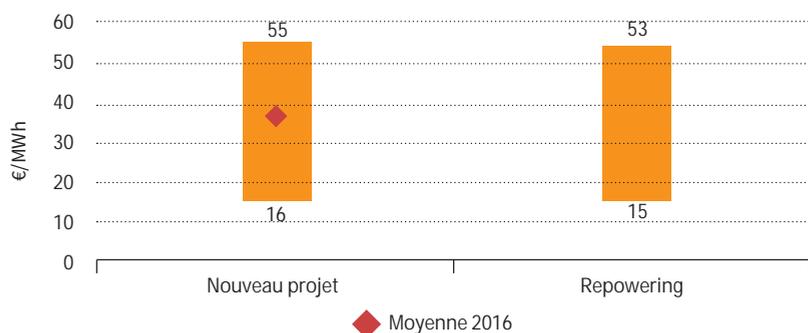
Tableau 36 : LCOE DE LA GÉOTHERMIE PROFONDE

GÉOTHERMIE PROFONDE					
TYPE	Périmètre Type Terme Puissance (MW)	ILE DE FRANCE			
		Nouveau projet		Repowering au bout de 20 ans	
		2017		8-13	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES				
	Facteur de charge (%)	40	68,5	40	68,5
	Taux d'actualisation (%)		3		
Durée de fonctionnement (années)		30		20	
HYPOTHÈSES	COÛTS				
	Investissement (€/kW)	1 100	1 600	700	1 100
	Exploitation (€/MWh)	42	110	42	110
RÉSULTATS	PRODUCTION (€/MWH)				
	LCOE	16	55	15	53
	DÉCOMPOSITION DU LCOE				
	Coût CAPEX	9,4	23,3	7,8	21,1
	Coût OPEX	7	31,5	7	31,5
	LCOE avec taux 2 %	15,2	51,9	14,1	50,7
LCOE avec taux 4 %	17,6	57,9	15,6	54,6	

Source : Le LCOE est calculé à partir des dossiers de neuf projets aidés par l'ADEME en Ile de France. Il ne porte que sur le coût de production de la chaleur (le coût de la distribution est exclu). Les plages de variation des variables facteur de charge, investissement et coûts d'exploitation correspondent aux 1^{er} et 9^{ème} déciles sur les neuf projets.

⁷¹ CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclina (2019) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019 » d'après EGC (2019), Summary of EGC 2019 Country Update reports on Geothermal Energy in Europe.

Graphique 40 : LCOE DE LA GÉOTHERMIE PROFONDE



Comparativement à un taux d'actualisation de 3 %, diminuer le taux à 2 % entraîne une diminution du LCOE de 5 à 7 %, alors que l'augmenter à 4 % entraîne une hausse du LCOE de 6 à 8 %.

PERSPECTIVES

La géothermie profonde est une technologie mature et les coûts de production devraient

donc rester relativement stables ou légèrement diminuer. En effet, des potentiels d'innovation existent 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)...). La rénovation des installations existantes au bout d'une trentaine d'années offre des perspectives intéressantes.

6.5 Récupération de chaleur

La chaleur fatale est la chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première et qui n'est pas nécessairement récupérée⁷². Lorsque cette chaleur fatale est récupérée et valorisée, on parle de chaleur de récupération. Les sources de chaleur fatale sont très diversifiées : il peut s'agir de sites industriels, de bâtiments tertiaires (data-centers, eaux usées...), des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers dits UVE (sous l'angle de leur partie non renouvelables⁷³) ou encore de sites de traitement d'autres déchets (CSR, traitement thermique des boues...).

GISEMENT DE CHALEUR DE RÉCUPÉRATION ET OBJECTIFS

LA CHALEUR DE RÉCUPÉRATION INDUSTRIELLE

Le gisement de chaleur de récupération industrielle

à plus de 30°C, qui est estimé à 109 TWh, peut être valorisé en interne, pour les besoins propres de l'entreprise (autoconsommation) ou en externe, pour répondre aux besoins de chaleur d'autres entreprises ou plus largement d'un territoire, via un réseau de chaleur. Au-delà d'une valorisation thermique, la chaleur récupérée peut aussi être transformée en électricité, également pour un usage interne ou externe.

La consommation en interne de la chaleur de récupération industrielle est très mal connue. La partie valorisable en externe, via des réseaux de chaleur serait de 7,7 TWh à l'horizon 2035⁷⁴, alors que la quantité de chaleur de récupération industrielle actuellement valorisée par des réseaux de chaleur est estimée, en livraison, à 445 GWh⁷⁵.

Le projet de PPE ne fixe aucun objectif en ce qui

⁷² La chaleur issue de cogénération, dont le but est de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité n'est pas considérée comme une chaleur de récupération (Bulletin officiel n°32 du 8 mars 2007 sur les conditions d'application de la TVA réduite sur les livraisons d'énergie calorifique).

⁷³ De façon conventionnelle, on considère que 50 % de la production d'énergie des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers est renouvelable et 50 % est de la chaleur de récupération.

⁷⁴ Projet de PPE.

⁷⁵ Enquête annuelle des réseaux de chaleur, édition 2017 SNCU, citée dans projet de PPE.

concerne la valorisation en interne de la chaleur de récupération. Par contre, elle fixe un objectif de livraison de la chaleur de récupération par des réseaux de chaleur et de froid. Ces objectifs correspondent à une multiplication d'ici 2028 par 5 à 6 de la quantité de chaleur fatale industrielle récupérée (0,84 TWh en 2023 et entre 2,3 et 3 TWh en 2028).

LES AUTRES GISEMENTS

Alors que la quantité de chaleur de récupération issue des unités de valorisation énergétique des déchets s'élève en livraison à 4 TWh en 2017, le potentiel maximal des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers après optimisation/modification des unités existantes, est estimé à 10 TWh de chaleur supplémentaire par rapport à 2009, dont 6 TWh à destination des réseaux de chaleur et de froid (à quantité de déchets brûlés équivalente)⁷⁶. Les combustibles solides de récupération sont également susceptibles de participer au développement de la chaleur de récupération dans les réseaux de chaleur et de froid à hauteur de 1,7 TWh. Il existe enfin un potentiel de récupération de chaleur des eaux usées, estimé pour la seule région Ile de France à 2 TWh dont 1,1 TWh valorisable.

Selon le projet de PPE, l'amélioration de la valorisation de la chaleur fatale des unités de

traitement des déchets ménagers, et la récupération de chaleur issue de la combustion des autres déchets comme les combustibles solides de récupération devraient se traduire par l'injection de 3,6 TWh de chaleur de récupération dans les réseaux en 2023 et entre 5,3 TWh et 6,9 TWh en 2028.

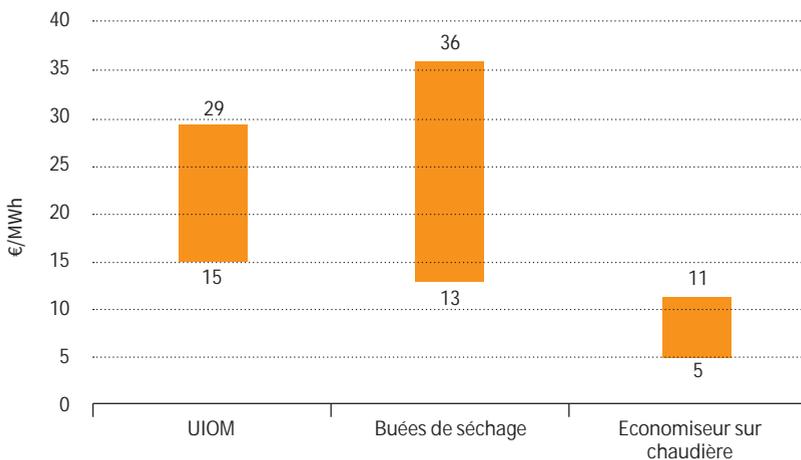
COÛTS DE PRODUCTION

Les évaluations ci-dessous portent sur le coût de production de la chaleur de récupération en milieu industriel, et sur UIOM pour injection sur un réseau de chaleur.

Concernant le coût de production de la chaleur de récupération en milieu industriel, l'étude ne tient pas compte des coûts liés à des modifications du process industriel ni des coûts liés aux pertes de production pendant la durée des travaux. Concernant le coût de production de la chaleur de récupération sur UIOM, les coûts liés au réseau de distribution (sauf le coût de raccordement au réseau) ne sont pas pris en compte, mais sont prises en compte les pertes de recettes liées à la réduction de la production d'électricité au profit de la chaleur.

La récupération de chaleur est une des sources de chaleur les moins coûteuses avec un LCOE variant entre 5 et 36 €/MWh (pour une durée de vie de 20 ans et un taux d'actualisation de 3 % pour les UIOM et 8 % pour la chaleur industrielle).

Graphique 41 : LCOE DE LA CHALEUR FATALE



⁷⁶ Projet de PPE.

Tableau 37 : LCOE DE LA CHALEUR FATALE

TYPE						
	Type d'installation	UIOM		Buées de séchage		Economiseur
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES						
	Durée de fonctionnement (années)			20		
	Taux d'actualisation (%)	3		8		8
	Nombre d'heures de fonctionnement	3770		5667 8760		3000 5000
HYPOTHÈSES						
COÛTS TTC						
	Investissement (€/kW)					170
	Investissement (€/MWh/an)	20	97	87	178	
	Exploitation (% CAPEX)	5	10	5	10	5 10
	Perte électricité (€/MWh)	12,5	12,5			
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)						
	LCOE	15	29	13	36	5 11
DÉCOMPOSITION DU LCOE						
	Coût CAPEX	1,4	6,5	8,9	18,1	3,5 5,8
	Coût OPEX	1	9,7	4,4	17,8	1,7 5,7
	Pertes	12,5	12,5			
	LCOE avec taux 2 % et 7 %	14,7	28,1	12,6	34,6	4,9 11
	LCOE avec taux 4 % et 9 %	15	29,3	13,9	37,3	5,4 11,9
RÉSULTATS						

Sources : **Chaleur fatale des UIOM** : analyse de 13 projets de Récupération de Chaleur Fatale (RCF)⁷⁷ sur UIOM aidés par l'ADEME entre 2014 et 2018, il s'agit de valeurs prévisionnelles. Un coût lié à la perte de production d'électricité du fait de la récupération de chaleur a été estimé 12,5 €/MWh (perte de 0,25 MWh d'électricité à 50 €/MWh pour un MWh de chaleur récupéré). **Chaleur fatale industrielle** (buées de séchage et économiseur de chaudière), données reprises de l'étude ADEME, ENEA Consulting et KERDOS Energy (2018) « Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie ». Les coûts totaux de production présentés pour la chaleur fatale industrielle ne prennent pas en compte les coûts d'adaptation à la production industrielle et les coûts liés aux pertes de production pendant la durée des travaux, qui peuvent avoir un impact important sur le coût total du projet. De plus, le dimensionnement de ces actifs se fait au cas par cas sur chaque site industriel et peut inclure des coûts additionnels liés à du stockage supplémentaire ou des solutions d'appoints. La consommation réelle d'énergie du site et donc l'utilisation de l'actif en dessous du maximum de sa capacité suite à son dimensionnement et son installation, peuvent augmenter le coût de production final. Ces éléments étant spécifiques à chaque site industriel, ils ne sont pas inclus dans le calcul des LCOE.

Compte tenu de la faible part (18 %) des dépenses d'investissement dans la valeur du LCOE de la chaleur de récupération des UIOM, passer le taux d'actualisation de 3 % à 2 % ou de 3 % à 4 % a un impact négligeable sur la valeur du LCOE. En revanche, pour la récupération de chaleur en

milieu industriel, les dépenses d'investissement représentent une part plus importante de la valeur du LCOE (55 %) ; ainsi passer le taux d'actualisation de 8 % à 7 % ou de 8 % à 9 % diminue ou augmente la valeur du LCOE de 4 % à 5 % en moyenne.

6.6 Filière de référence pour la production de chaleur collective, industrielle...

La filière de référence retenue pour permettre de comparer la compétitivité pour les technologies productrices de chaleur pour les segments " chaleur collective, industrielle ou réseau " des différentes technologies est celle des chaufferies au gaz naturel.

Les LCOE sont calculés avec les mêmes hypothèses que celles retenues dans l'édition précédente, sauf en ce qui concerne le prix du gaz. Partant du prix hors TVA du gaz pour les utilisateurs non domestiques en fonction des tranches de consommation (source

⁷⁷ Y compris un projet de récupération de chaleur fatale issue de la cogénération de biogaz d'une ISDND

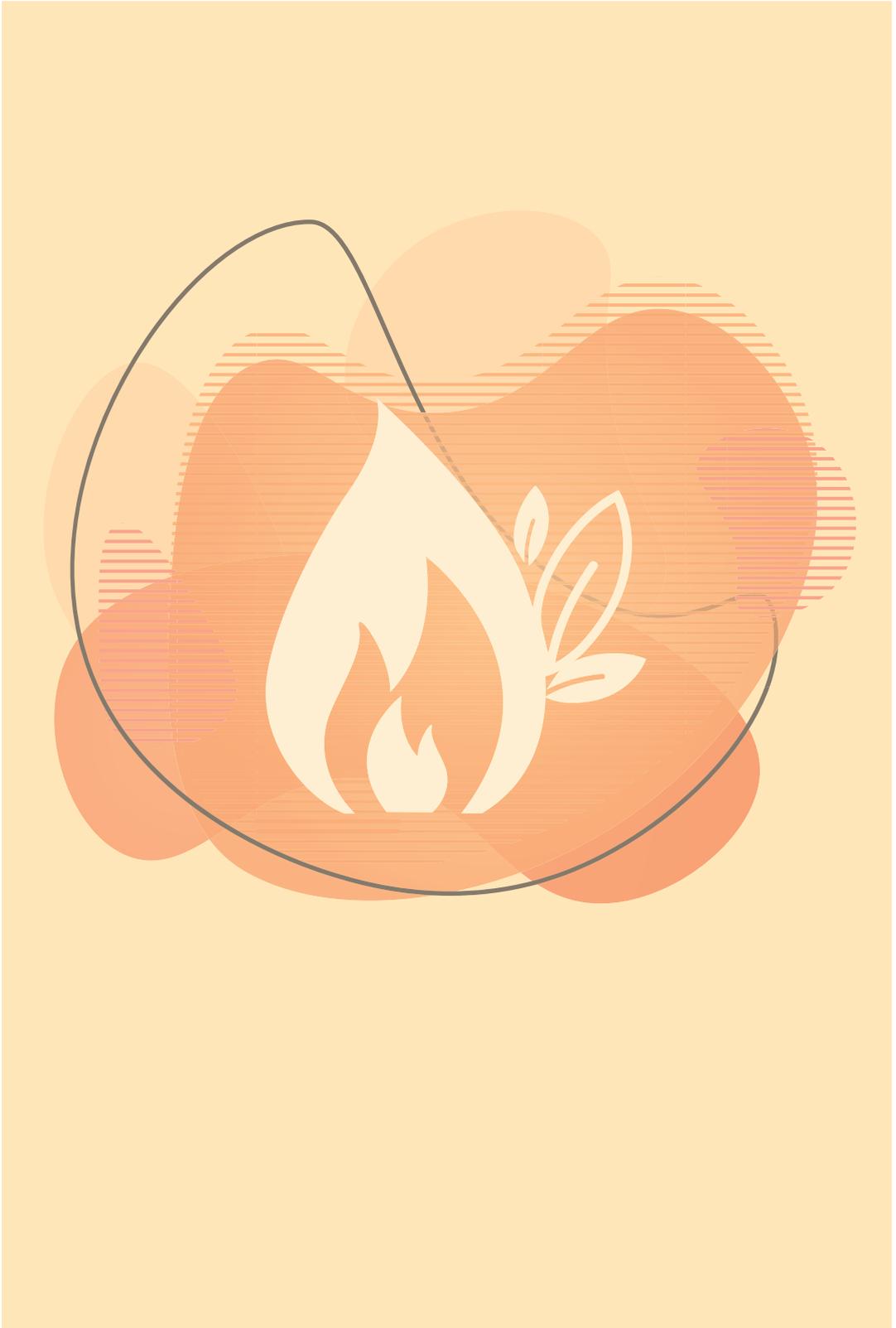
Eurostat), le coût du combustible est exprimé sans évolution de la CCE, et avec une évolution de la CCE telle qu'elle a été fixée dans la loi de Finances

2017, en décalant son application d'un an pour tenir compte du gel de 2019.

Tableau 38 : LCOE DES FILIÈRES DE PRODUCTION DE CHALEUR COLLECTIVE AU GAZ NATUREL

TYPE	FRANCE					
	Chaufferie GN					
	< 150 kW	150 - 500 kW	500 - 1000 kW	1 - 3 MW	> 3 MW	
Périmètre						
Type						
Puissance	< 150 kW	150 - 500 kW	500 - 1000 kW	1 - 3 MW	> 3 MW	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES						
Rendement (%)	90					
Durée de vie (années)	20					
Taux d'actualisation (%)	3					
Facteur de charge (%)		22,8	34,2	45,7	57,1	
COÛTS						
Investissement (€/kW)	255	135	83	60	47	
Exploitation (€/MWh)	8,6	4,4	2,8	1,1	0,6	
Prix du gaz avec CCE (€/MWh)	61		52		44	
COÛT DE PRODUCTION (€/MWh)						
LCOE	85	67	63	62	60	51
DÉCOMPOSITION DU LCOE						
Coût CAPEX	8,6	4,6	2,8	1,9	1,0	0,6
Coût OPEX	8,6	4,4	2,8	2,8	1,1	0,6
Coût Energie	67,9		57,7			49,4
Prix du gaz* hors CCE	53		44			37
LCOE hors CCE	76	58	55	54	51	42

*Prix du gaz en 2018 selon Eurostat pour les tranches <1000 gigajoules, 1000 à 10 000 gigajoules et > à 10 000 gigajoules.
Source : Les données ont été reprises de l'étude ADEME (2016) « Le coût des énergies renouvelables en France ».





7.

Biogaz

LA PRODUCTION DE BIOGAZ

Selon Eurostat, la production totale d'énergie primaire sous forme de biogaz était de 10,5 TWh, dont 3,61 TWh issus des ISDND (installations de stockage des déchets non dangereux), 6,53 TWh d'unités de méthanisation et 0,32 TWh de STEU (Stations de Traitement des Eaux Usées).

30 % de cette production (3,1 TWh) était consommée directement sous forme de chaleur par les divers secteurs de l'économie et 3,5 % (0,4 TWh) sous forme de biométhane injecté dans le réseau ; le reste (6,9 TWh) a quasi exclusivement servi à la production d'électricité, soit seule (1,76 TWh), soit en cogénération (4,91 TWh).

7.1 Cogénération biogaz

Fin 2018, 635 installations, d'une puissance totale de 456 MW produisent de l'électricité, seule ou en cogénération, à partir de biogaz⁷⁸ :

- 453 méthaniseurs pour une capacité de 163 MW ;
- 28 STEU pour une capacité de 24 MW ;
- 154 installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) pour une capacité de 269 MW.

La production d'électricité de ces installations était de 2,1 TWh⁷⁹.

On examine ci-dessous plus particulièrement les méthaniseurs produisant de l'électricité et de la chaleur en cogénération.

Le caractère limité du rendement de la valorisation sous forme d'électricité (de l'ordre de 35 %), comparé au rendement des autres formes de valorisation – une installation de méthanisation a un rendement de 85 % lorsque le biogaz est valorisé par injection dans les réseaux de gaz naturel, - conduit à privilégier des valorisations alternatives à la production d'électricité, notamment l'injection dans les réseaux gaziers, lorsque cela est possible. Le projet de PPE fixe les objectifs suivants en termes de capacité installée pour les installations de méthanisation en cogénération biogaz.

	2018	2023	2028
Capacité de cogénération	0,16 GW	0,27 GW	0,34 à 0,41 GW

COÛTS DE PRODUCTION

En considérant une valorisation de toute l'énergie produite (sous forme de chaleur ou d'électricité), le LCOE de la filière méthanisation cogénération varie entre 85 €/MWh et 108 €/MWh pour les unités « à la

ferme » (taille moyenne 215 kWe), et entre 78 €/MWh et 89 €/MWh pour les unités « centralisées » (taille moyenne 1150 kWe). En l'absence de valorisation de la chaleur, le coût de production de l'électricité varie entre 131 et 167 €/MWh pour les unités « à la ferme »

⁷⁸ Service de la Donnée et des Etudes Statistiques (2019) « Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité Quatrième trimestre 2018 ».

⁷⁹ Service de la Donnée et des Etudes Statistiques (2019) « Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité Quatrième trimestre 2018 ».



et entre 142 et 161 €/MWh pour les installations « centralisées ».

Malgré un coût des intrants nettement plus élevé que celui des unités à la ferme (196 €/MWh vs 89 €/MWh), les unités centralisées ont globalement un LCOE moyen légèrement inférieur à celui des installations à la ferme. En effet, elles ont une

activité plus diversifiée que les unités à la ferme ce qui leur permet de bénéficier d'autres revenus et donc de baisser les coûts de la production de biogaz (les recettes liées aux activités de gestion des déchets représentent 44 % des recettes totales pour les unités centralisées, contre seulement 10 % pour les unités à la ferme).

Tableau 39 : LCOE DE LA COGÉNÉRATION BIOGAZ - TOTALITÉ DES MWH PRODUITS

LCOE DE L'ENSEMBLE DES MWH PRODUITS					
TYPE	Année de référence Type	2014 - 2016			
		A la ferme		Centralisée	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES				
	Rendement électrique (%)	37,5		34,7	
	Rendement chaleur (%)	57,8		62,8	
	Taux d'actualisation (%)	3			
	Durée de vie (années)	20			
	Facteur de charge (%)	80	91,3	74,2	90,2
HYPOTHÈSES	COÛTS				
	CAPEX (€/kW électrique)	6 700	10 000	6 600	8 700
	OPEX (€/MWh)	89		196	
	Coefficient de réfaction	0,90		0,56	
RÉSULTATS	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)				
	LCOE	85	108	78	89
	DÉCOMPOSITION DU LCOE				
	Coût CAPEX	33	56	17	28
	Coût OPEX	52	52	61	61
	LCOE avec taux 2 %	82	103	77	86
	LCOE avec taux 4 %	88	113	80	91

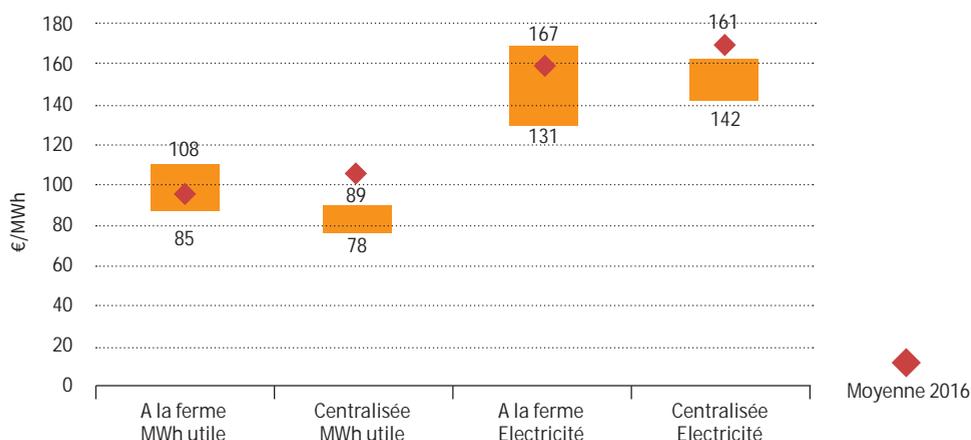
Source : Deux fichiers de projets aidés par les Fonds déchets et Fonds chaleur de l'ADEME et dont la mise en service s'est étalée principalement entre 2010 et 2016. Les bornes inférieure et supérieure des plages de variation du facteur de charge et de l'investissement en €/kW électrique correspondent respectivement aux 2^{ème} et 8^{ème} déciles des distributions.

Note : Le coefficient de réfaction exprime la part des coûts de production qui sont imputables à d'autres activités qu'à la production d'énergie. Il est estimé à partir des recettes. Par exemple, si les recettes liées aux autres activités (recettes de prestations de services de gestion des déchets, ventes de compost) représentent 44 % des recettes totales, alors seulement 56 % des coûts sont imputés à l'activité production d'énergie.



©Adobe Stock

Graphique 42 : LCOE DE LA COGÉNÉRATION BIOGAZ



Comparé à l'édition 2016, le LCOE obtenu a peu varié pour les installations « à la ferme », alors qu'il a nettement diminué pour les installations « centralisées ». La principale raison de cette baisse est d'ordre méthodologique : dans cette édition, une partie importante (de l'ordre de 45 %) des coûts des installations « centralisées » a été affectée à

d'autres productions qu'à la production d'énergie et plus précisément à la production de « services de traitement des déchets », services pour lesquels ces installations sont rémunérées, soit par les collectivités locales, soit par les entreprises (Cf. ci-dessous « coefficient de réfaction »). Cette répartition n'avait pas été réalisée dans l'édition précédente.

Tableau 40 : LCOE DE LA COGÉNÉRATION BIOGAZ : ÉLECTRICITÉ

		LCOE DE L'ÉLECTRICITÉ			
TYPE	Année de référence	2014 - 2016			
	Type	A la ferme		Centralisée	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES				
	Rendement électrique (%)	37,5		34,7	
	Taux d'actualisation (%)	3			
	Durée de vie (années)	20			
HYPOTHÈSES	Facteur de charge (%)	80	91,3	74,2	90,2
	COÛTS				
	CAPEX (€/kW électrique)	6 700	10 000	6 600	8 700
	OPEX (€/MWh)	89		196	
RÉSULTATS	Coefficient de réfaction	0,90		0,56	
	COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)				
	LCOE	131	167	142	161
	DÉCOMPOSITION DU LCOE				
	Coût CAPEX	51	87	31	50
	Coût OPEX	80	80	110	110
	LCOE avec taux 2 %	126	159	139	156
LCOE avec taux 4 %	136	175	145	165	

Source : Deux fichiers de projets aidés par les Fonds déchets et Fonds chaleur de l'ADEME et dont la mise en service s'est étalée principalement entre 2010 et 2016. Les bornes inférieure et supérieure des plages de variation du nombre d'heures de fonctionnement et de l'investissement en €/kW électrique correspondent respectivement aux 2ème et 8ème déciles des distributions.

Avec ou sans valorisation de la production de chaleur, une variation de 1 % du taux d'actualisation entraîne une variation symétrique de 3 % du

LCOE. Cette faible sensibilité du LCOE au taux d'actualisation s'explique par la part minoritaire du coût de capital dans le LCOE (36 % en moyenne).

7.2 Injection de biogaz

Au 31 décembre 2018, 76 installations ont injecté du biométhane, après production et épuration de biogaz, dans les réseaux de gaz naturel. Leur capacité de production s'élève à 1,2 TWh/an, en progression de 522 GWh (77 %) par rapport à la fin de l'année 2017. Près des deux tiers du parc sont constitués d'installations d'une puissance inférieure à 15 GWh/an, qui représentent au total 40 % de la puissance totale installée. Les unités ne pratiquant que de la méthanisation cumulent près de 80 % de la capacité totale du parc, les ISDND et les STEU (station de traitement des eaux usées) se partageant

les 20 % restants. La production de biométhane injecté dans les réseaux s'établit à 714 GWh en 2018 (+78 % par rapport à 2017)⁸⁰.

La forte progression des capacités installées et de la production devrait se poursuivre : à la fin 2018, la capacité des 661 projets en file d'attente avoisine les 14 TWh/an, soit une hausse de 77 % par rapport à fin 2017⁸¹.

Le projet de PPE a proposé les objectifs suivants en termes de production de biométhane injecté dans les réseaux :

	2018	2023	2028
Injection de biogaz	714 GWh	6 TWh	14 à 22 TWh

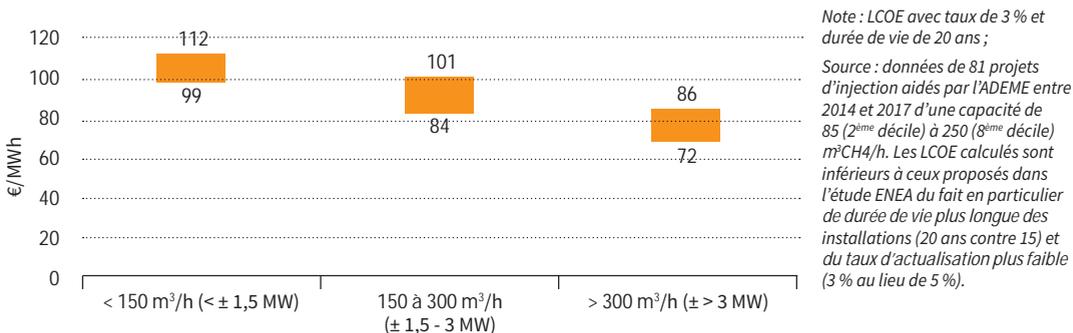
Pour donner de la visibilité à l'objectif en ce qui concerne le biométhane injecté, il est proposé dans le projet de PPE que deux appels d'offres de 350 GWh soient lancés chaque année entre 2019 et 2024.

D'après les données issues des sites aidés par l'ADEME, essentiellement des sites agricoles, le coût de production du biométhane diminue avec la taille de l'installation : il varie entre 72 et 86 €/MWh pour les plus grandes installations (>300 nm³/h) et entre

99 à 112 €/MWh pour les plus petites (<150 nm³/h). Toutefois, ce coût de production reste élevé en comparaison avec le prix du gaz naturel (19 €/MWh PCS en 2017 et 24 €/MWh PCS en 2018⁸²).

Compte tenu de la part relativement faible du coût de capital dans le LCOE (26 %), une variation de 1 % du taux d'actualisation entraîne une variation symétrique de 2 % du LCOE.

Graphique 43 : LCOE DU BIOGAZ INJECTÉ



⁸⁰ Service de la Donnée et des Etudes Statistiques (2019) « Tableau de bord du biométhane injecté dans le réseau de gaz- quatrième trimestre 2018 ».

⁸¹ Service de la Donnée et des Etudes Statistiques (2019) « Tableau de bord du biométhane injecté dans le réseau de gaz- quatrième trimestre 2018 ».

⁸² Commission de Régulation de l'Énergie (2019) « Rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2018 ».

Tableau 41 : LCOE DE L'INJECTION DE BIOGAZ

INJECTION BIOMÉTHANE							
TYPE	Périmètre			France			
	Année de référence			2017			
	Capacité de production (nm ³ /h)	<150		150 - 300		>300	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES							
HYPOTHÈSES	Taux d'actualisation (%)			3			
	Durée de fonctionnement (années)			20			
COÛTS							
HYPOTHÈSES	CAPEX (€/MWh méthane/an)	423	607	238	489	146	363
	OPEX (€/MWh méthane)	71		68		62	
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)							
RÉSULTATS	LCOE	99	112	84	101	72	86
	DÉCOMPOSITION DU LCOE						
	Coût CAPEX	28	41	16	33	10	24
	Coût OPEX	71		68		62	
	LCOE avec taux 2 %	97	108	83	98	71	84
LCOE avec taux 4 %	102	116	86	104	73	89	

Source : données de 81 projets d'injection aidés par l'ADEME entre 2014 et 2017 d'une capacité de 85 (2^{ème} décile) à 250 (8^{ème} décile) m³CH₄/h. Les LCOE calculés sont inférieurs à ceux proposés dans l'étude ENEA (Cf. ci-dessous) du fait en particulier de durée de vie plus longue des installations (20 ans contre 15) et du taux d'actualisation plus faible (3% au lieu de 5%).

PROSPECTIVE

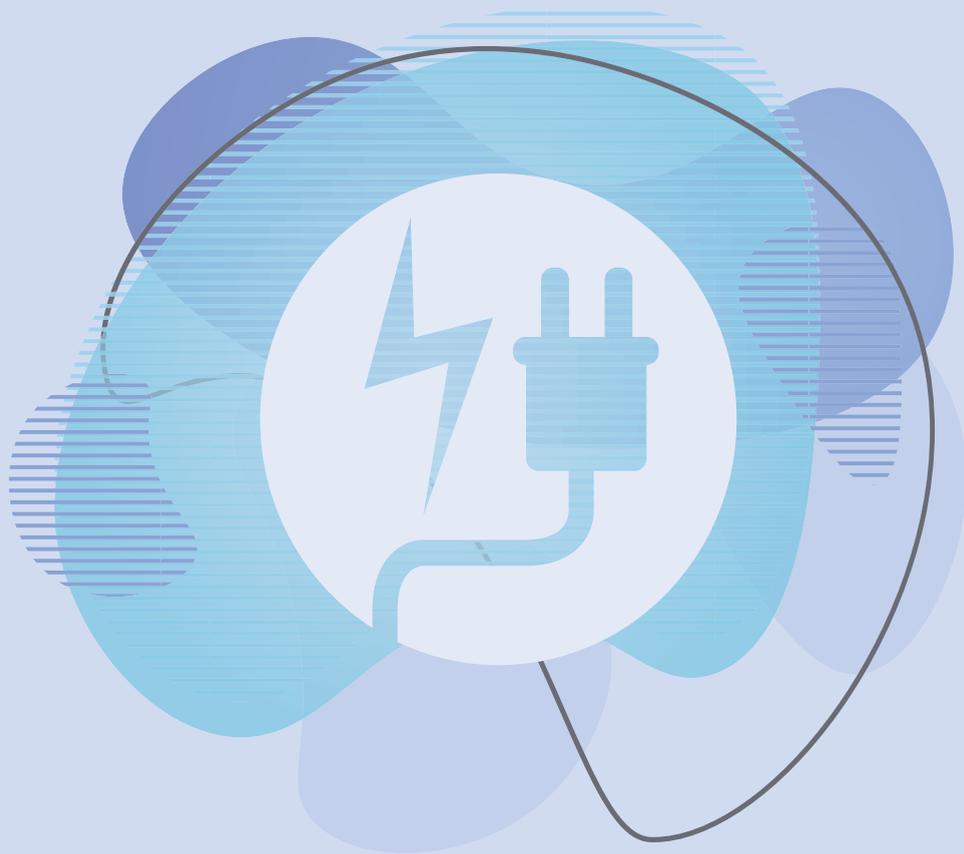
Biométhane

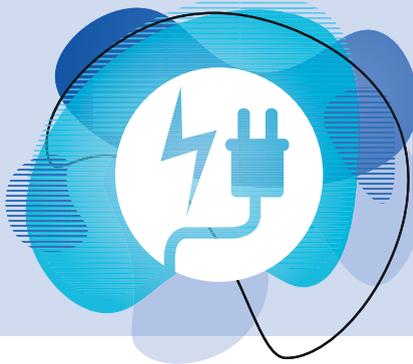
Avec le développement de la méthanisation une baisse des coûts des installations est attendue grâce à un effet de série sur les équipements, l'amélioration de la productivité de l'installation et un développement de l'offre pour les opérations d'entretien-maintenance. Des progrès techniques pourraient par ailleurs se produire pour l'épuration du biogaz. Le projet de PPE se base sur une

trajectoire de coûts / tarif d'achat de référence visant à atteindre 67 €/MWh en moyenne pour les projets sélectionnés par appel d'offres en 2023 et 60 €/MWh pour ceux de 2028. Pour sa part, la profession estime que ces objectifs de coût sont difficilement atteignables. D'après la filière, il est plus probable d'avoir un coût de production autour de 74 €/MWh en 2028, qui est une valeur cohérente avec l'étude d'ENEA Consulting qui estime possible d'atteindre un coût du biométhane entre 66 et 85 €/MWh en 2030⁸³.

⁸³ ENEA consulting (2018) « Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française : De nombreux leviers activables à court et moyen termes ».







8. Stockage

de

l'électricité

Dans un contexte de développement des EnR électriques (photovoltaïque, éolien, hydrolien, et petite hydroélectricité) dont la production est prévisible et modulable mais avec une pilotabilité moindre que les centrales à combustibles, le développement d'importantes capacités de stockage sera nécessaire à long terme pour assurer le besoin d'équilibre permanent du réseau électrique⁸⁴. Ainsi, après 2040 et pour un mix électrique proche de 100% d'énergies renouvelables, les caractéristiques des capacités de stockage à l'échelle Européenne pourraient être de 10 à 20 GW de stockage infra journaliers (batterie), 80 à 90 GW de stockage STEP et, à l'échelle de la France, jusqu'à 15 GW de stockage inter saisonnier de type « gaz de synthèse »⁸⁵.

Actuellement, en France, le stockage de l'électricité repose principalement sur des stations de transferts d'énergie par pompage (STEP) adossées

au système hydroélectrique et mobilisables en 10 minutes. On compte actuellement six STEP en service pour une puissance de 4,2 GW et une production annuelle moyenne de 1,2 TWh⁸⁶. Les chauffe-eau électriques offrent aussi des possibilités de stockage thermique, de pilotage de la demande d'électricité et de substitution à la consommation de combustibles fossiles, mais ne constituent pas véritablement un moyen de stockage d'électricité. On examine ci-dessous deux technologies de stockage – le stockage électrochimique et le stockage par production d'hydrogène – qui sont amenées à se développer notamment pour contribuer à la stabilité du système avec le développement des énergies renouvelables électriques variables, mais aussi pour se substituer à d'autres énergies dans d'autres usages (mobilité, procédés industriels, etc.).

8.1 Stockage électrochimique

Le stockage électrochimique (par batterie) peut être mis en œuvre dans le but de rendre des services au réseau (stabilité, réserve ...) ou encore pour les véhicules électriques. Selon la Commission de Régulation de l'Énergie⁸⁷, le développement du stockage par batteries est peu marqué en France métropolitaine : seuls 7 MW répartis sur deux projets sont actuellement raccordés, et environ 100 MW sont en file d'attente. Le stockage par batteries est en revanche d'ores et déjà, avec 50 MW de capacité

attribuée, un moyen identifié pour répondre, en partie, aux besoins de flexibilité dans les zones non interconnectées⁸⁸.

Cette fiche évalue le coût du stockage lorsqu'il est associé à une production photovoltaïque non raccordée au réseau. Cette évaluation s'appuie sur l'analyse de projets de stockage d'électricité couplés à de la production photovoltaïque en autoconsommation aidés par l'ADEME en Guadeloupe et à la Réunion.

⁸⁴ Artelys, ENEA Consulting et CEA pour ATEE (2018) « Etude PEPS 4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power to gas ».

⁸⁵ ADEME, Artelys, ARMINES-PERSEE, ENERGIES DEMAIN (2016) « Mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations » ; Artelys, ADEME (2017) « Mix électrique 100 % EnR en 2050 : quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? » ; ADEME, Artelys (2018) « Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 ».

⁸⁶ Site du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire.

⁸⁷ Commission de Régulation de l'Énergie (2019) « Document de réflexion et de proposition - Le stockage d'électricité en France ».

⁸⁸ ADEME (2019) « Vers l'autonomie énergétique des ZNI - Synthèse et analyse comparative des îles de la Réunion, Guadeloupe et Martinique ».

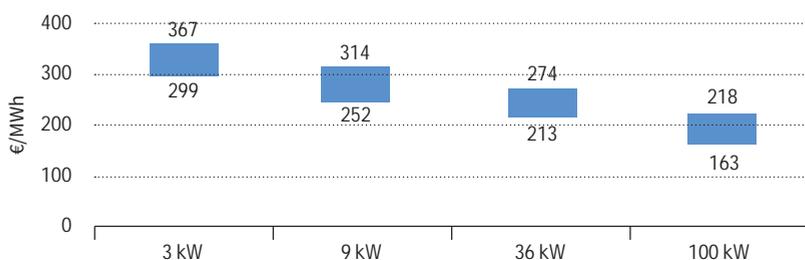


Les conditions de la production photovoltaïque sont celles décrites dans la fiche ZNI : taux d'actualisation de 3 % et durée de vie de 25 ans. Pour le stockage, le taux d'actualisation retenu est de 6 % (réel) et la durée de vie de 20 ans. Pour chaque niveau de puissance de l'installation photovoltaïque (3, 9, 36 ou 100 kW), la borne inférieure du LCOE est calculée en supposant que la quantité d'électricité stockée puis déstockée chaque jour est égale à la production de l'installation PV pendant une heure à sa puissance nominale, alors que la borne supérieure est calculée en supposant que la quantité d'électricité stockée puis déstockée chaque jour est égale à la production de l'installation PV pendant deux heures à sa puissance nominale.

Le LCOE de l'électricité rendue disponible par

le système PV plus stockage varie entre 252 et 367 €/MWh quand le stockage est associé à une installation PV de petite puissance (3-9 kW), et entre 163 et 274 €/MWh quand il est associé à une installation de plus grande taille (36-100 kW). Globalement, le coût du système diminue avec la puissance de l'installation PV sous l'effet conjugué de la baisse du coût de production de l'électricité et du coût de l'unité de stockage. Logiquement, le LCOE de l'énergie restituée (163 – 367 €/MWh) est plus élevé que celui de l'énergie produite par l'installation PV (112 – 236 €/MWh) car, d'une part, une partie de l'électricité est perdue dans le rendement de l'opération de stockage / déstockage et, d'autre part, le stockage a un coût qui vient s'ajouter au coût de production de l'installation PV.

Graphique 44 : LCOE DE L'ÉLECTRICITÉ DISPONIBLE D'UN SYSTÈME PV PLUS STOCKAGE ÉLECTROCHIMIQUE EN ZNI OUTRE-MER NON RACCORDÉE AU RÉSEAU



©Adobe Stock

Tableau 42 : LCOE DE L'ÉLECTRICITÉ DISPONIBLE D'UN SYSTÈME PV PLUS STOCKAGE ÉLECTROCHIMIQUE EN ZNI OUTRE-MER NON RACCORDÉE AU RÉSEAU

PV AVEC STOCKAGE									
TYPE	ZNI OUTRE MER - 2018								
	PV en autoconsommation non raccordé avec stockage								
	Résidentiel				Moyennes toitures				
	3		9		36		100		
	1	2	1	2	1	2	1	2	
Périmètre / terme									
Système									
Type d'installation									
Puissance PV (kW)									
Rapport capacité de stockage / PV*									
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES									
Taux d'actualisation stockage (%)	6								
Energie produite (kWh/an) par kW de PV	1560								
Energie stockée (kWh/an) par kW de PV	365	730	365	730	365	730	365	730	
Rendement stockage (%)	85								
Energie restituée (kWh/an) par kW de PV ^[1]	1 505	1 451	1 505	1 451	1 505	1 451	1 505	1 451	
Durée de fonctionnement (années)	20								
COÛTS									
Investissement batterie en €/kW de PV	800	1 600	750	1 500	750	1 500	700	1 400	
OPEX batterie en €/an/kW PV	12	24	11	23	11	23	11	21	
LCOE de l'électricité PV €/MWh	236		194		157		112		
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)									
LCOE	299	367	252	314	213	274	163	218	
DÉCOMPOSITION DU LCOE									
Coût CAPEX du stockage	46	96	43	90	43	90	41	84	
Coût OPEX du stockage	8	17	7	16	7	16	7	14	
Electricité PV	245	254	201	209	163	169	116	120	
LCOE avec taux 5 %	295	359	249	307	210	267	160	212	
LCOE avec taux 7 %	303	374	256	322	217	282	167	226	

*capacité de stockage des batteries en kWh divisée par la puissance de l'installation PV en kW ; correspond au nombre d'heures de production stockée/déstockée par jour pour 1 kW de puissance PV.

[1] énergie restituée (par kW de puissance PV) = énergie produite - énergie stockée (1 - rendement)

Source : Projets de production photovoltaïque en autoconsommation aidés par l'ADEME en Guadeloupe et à la Réunion.

La réduction de 1 % du taux d'actualisation du système de stockage n'a qu'un très faible impact sur le LCOE de l'électricité restituée : diminution de 1,3 à 2,4 % selon la puissance de l'installation. L'impact est inverse pour une augmentation de 1 % du taux.

COMPARAISONS INTERNATIONALES

Le graphique 45 et le tableau 43 comparent les LCOE pour des systèmes PV plus stockage du tableau 42 pour les systèmes PV de 9 et 36 kW (2 kWh de stockage par kW de PV) avec ceux obtenus pour les Etats Unis et l'Allemagne en retenant les coûts et les rendements indiqués par Lazard dans leur dernière étude⁸⁹.

⁸⁹ LAZARD (2018) « Lazard's leveled cost of storage analysis Version 4.0 »



Graphique 45 : LCOE DES SYSTÈMES PV PLUS STOCKAGE - COMPARAISON INTERNATIONALE

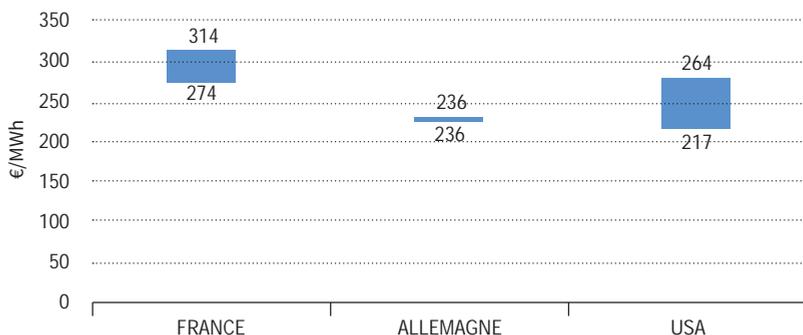


Tableau 43 : LCOE DES SYSTÈMES PV PLUS STOCKAGE - COMPARAISON INTERNATIONALE

TYPE	2018					
	USA		Allemagne		France	
Périmètre / terme	PV en autoconsommation avec stockage					
Système	Résidentiel (PV 20 kW ; batterie 40 kWh)					
Type d'installation						
Pays	USA		Allemagne		France	
Rapport capacité de stockage / PV	2	2	2	2	2	2
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES						
Durée de fonctionnement (années)	20					
Taux d'actualisation stockage (%)	6					
Energie produite (kWh/an) par kW de PV	1560					
Energie stockée (kWh/an) par kW de PV	730					
Rendement stockage (%)	86	89	88	88	85	85
Energie restituée (kWh/an) par kW de PV	1 458	1 480	1 475	1 475	1 451	1 451
COÛTS						
Investissement batterie en € par kW de PV	890	1 174	1 174	1 174	1 500	1 500
OPEX batterie en €/an/kW PV	16	26	22	22	23	23
LCOE de l'électricité (€/MWh)	143	168	143	143	156	194
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)						
LCOE	217	264	236	236	274	314
DÉCOMPOSITION DU LCOE						
Coût CAPEX du stockage	53	69	69	69	90	90
Coût OPEX du stockage	11	17	15	15	16	16
Électricité PV	153	177	152	152	168	209

Sources : **Etats-Unis et Allemagne** : CAPEX, OPEX et rendement proviennent de LAZARD (2018) « Lazard's levelized cost of storage analysis Version 4.0 ». Pour faciliter la comparaison avec la France, on a gardé 365 cycles annuels et les mêmes conditions de taux d'actualisation et de durée de vie pour les systèmes PV et les systèmes de stockage. **Pour la France**, les données proviennent du tableau 42 pour des installations PV d'une puissance 9-36 kW avec une unité de stockage de 2 kWh par kW de PV installé.

Les LCOE plus élevés en France s'expliquent par un coût de production de l'installation PV plus élevé en France (156-194 €/MWh) qu'en Allemagne (143 €/MWh) ou qu'aux Etats-Unis (143-168 €/MWh), mais aussi par un coût d'investissement dans le stockage plus élevé en France (90 €/MWh) qu'en Allemagne

(69 €/MWh) ou qu'aux Etats-Unis (53-69 €/MWh). Ces écarts peuvent notamment s'expliquer par le fait que les données pour la France proviennent de projets en ZNI outre-mer où les coûts sont généralement supérieurs à ceux observés en métropole.

PROSPECTIVE

Le tableau 44 reprend les estimations de CAPEX et d'OPEX de l'étude PEPS 4 pour le LCOE d'un système hybride PV + stockage de 100 kW de puissance

capable de stocker 2 heures de production 365 fois par an. Les principaux paramètres sont repris du système de stockage associé à une grande toiture décrit ci-dessus.

Tableau 44 : LCOE DES SYSTÈMES PV PLUS STOCKAGE - PROSPECTIVE

TYPE			
Année	2018		2035
Puissance PV (kW)	100		100
Taux d'actualisation stockage (%)		6	
Ratio stockage / PV	2		2
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES			
Production PV (kWh/kW)	1560		1560
Energie stockée (kWh/an) par kW de PV	730		730
Rendement du stockage (%)	85		85
Energie restituée (kWh/an) par kW de PV	1451		1 451
Durée de fonctionnement (années)	20		20
COÛTS			
Investissement batterie €/kW de PV	1400		730
OPEX batterie en €/an/kW PV	21		20
Electricité LCOE du PV (€/MWh)	111		35
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)			
RÉSULTATS			
LCOE	218		95
DÉCOMPOSITION DU LCOE			
Coût CAPEX du stockage	84		44
Coût OPEX du stockage	14		14
Electricité PV	120		38

Source : Les données sont reprises de Artelys, ENEA Consulting et CEA pour ATEE (2018) « Etude PEPS 4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power to gas ».

La division du LCOE par un facteur 2,5 résulte d'une forte diminution des CAPEX et des OPEX de l'installation PV comme de l'unité de stockage. Le coût de production de l'électricité d'origine

photovoltaïque est supposé diminuer de 111 €/MWh à 38 €/MWh, et le montant du CAPEX pour la batterie diminuerait lui de 1400 €/kW à 730 €/kW.

8.2 Stockage de l'électricité via le vecteur hydrogène

Le stockage de l'électricité via le vecteur hydrogène consiste à produire de l'hydrogène à partir d'un processus appelé électrolyse : l'électricité produite en excédent à certaines périodes est transformée en hydrogène par électrolyse de l'eau. L'intérêt de cette voie est qu'à la différence du stockage électrochimique elle pourrait permettre un stockage de longue durée, adapté aux fluctuations saisonnières de la production des énergies renouvelables non pilotables. Cet hydrogène peut ensuite être utilisé directement pour divers usages

industriels, injecté en proportion limitée dans les réseaux de gaz naturel, être transformé en méthane de synthèse (processus de méthanation) pour être injecté dans le réseau de gaz naturel, être transformé en ammoniac, ou encore être retransformé en électricité grâce à des piles à combustibles stationnaires ou mobiles (véhicules électriques).

En France, quelques projets visent à produire de l'hydrogène à partir d'électricité renouvelable ou non. Sans prétendre être exhaustif on peut citer : le projet GRHYD (production d'hydrogène et



mélange avec le gaz naturel) ; le projet Jupiter 1000 de production d'hydrogène et de méthane de synthèse, le projet Myrte de production d'hydrogène en appui au système électrique etc. Egalement, en octobre 2018, l'ADEME a lancé un appel à projets « H₂ mobilité » qui s'inscrit dans le cadre du Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique annoncé le 1^{er} juin 2018 (mesures 8, 9 et 10). Cet appel à projets avait pour objectif d'encourager le déploiement d'écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène. Il est aujourd'hui difficile d'avoir une estimation précise du coût de production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Selon le projet de PPE le coût de production de l'hydrogène par électrolyse dépend de la technologie utilisée, de la durée d'utilisation et surtout du prix de l'électricité. Les électrolyseurs alcalins seraient capables de produire de l'hydrogène à un coût de 4 à 5 kg H₂ pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4000 à 5000 heures/an et un coût de l'électricité autour de 50 €/MWh⁹⁰.

PROSPECTIVE

Cette partie se concentre sur le coût de transformation d'une électricité d'origine renouvelable en hydrogène par

le processus d'électrolyse de l'eau. Ce coût ne comprend pas les coûts nécessaires pour le stockage, le transport et l'utilisation de l'hydrogène (piles à combustible) ou sa transformation (méthanation)...

Le tableau 45 présente les résultats obtenus à partir de la compilation d'une dizaine d'études pour différents facteurs de charge, CAPEX et OPEX. Le CAPEX minimum (550 €/kW) correspond à des électrolyseurs de 5 à 10 MW et le coût maximum à des électrolyseurs de 1 MW. Les différentes technologies sont couvertes (Proton Exchange Membrane (PEM), SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell) et Alkaline, sans qu'il soit possible de calculer différents LCOE spécifiques pour ces technologies.

Selon les scénarios Volt et Ampère de RTE, les prix marginaux de l'électricité en France seraient inférieurs à 20 €/MWh durant deux à trois mille heures sur l'année. Afin d'analyser la sensibilité du LCOE de l'hydrogène au prix de l'électricité, ce dernier est calculé suivant deux prix de l'électricité : 20 et 40 €/MWh.

A l'horizon 2030, la fourchette du LCOE serait de 1,6 à 3,3 €/kg H₂, ce qui est cohérent avec les estimations de l'AIE qui estime ce même coût à 2,5 €/kg H₂⁹¹.

Tableau 45 : LCOE DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE

Année		2030	
HYPOTHÈSES	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES		
	Facteur de charge (%)	22,8	34,2
	Rendement (%)	64	84
	Taux d'actualisation (%)		8
	Durée de fonctionnement (années)	18	30
RÉSULTATS	COÛTS		
	CAPEX en €/kW	550	910
	OPEX (% du CAPEX)	3	4,6
	Prix de l'électricité (€/MWh)	20 - 40	20 - 40
	COÛTS DE PRODUCTION		
	LCOE (€/MWh)	54 - 81	80 - 111
	LCOE €/kg H ₂	1,6 - 2,4	2,4 - 3,3
	DÉCOMPOSITION INDICATIVE DU LCOE en €/MWh		
	Coût CAPEX	17	43
	Coût OPEX	8	12
Electricité	29- 58	29- 58	

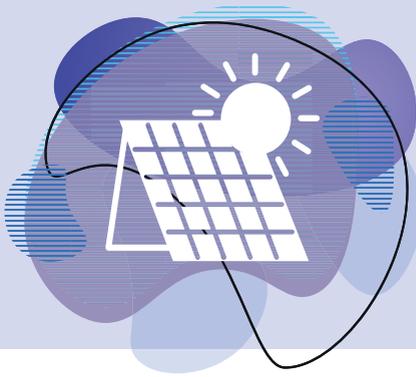
Source : Les LCOE ont été estimés à partir d'une compilation des données des études : Danish Energy Agency et ENERGINET (2018) « Technology Data for Renewables fuels. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning » ; Artelys (2018) METIS Studies - Study S8 « The role and potential of Power-to-X in 2050 » ; ENEA Consulting (2016) « Consulting-The-potential-of-power-to-gas » ; LBST (2016) « Renewables in Transport 2050 Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity » ; Artelys, ENEA Consulting et CEA pour ATEE (2018) « Etude PEPS 4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power to gas » ; ADEME, Artelys (2018) « Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 ». Les valeurs indiquées pour le CAPEX et l'OPEX correspondent aux deuxième et huitième déciles des valeurs collectées. Les bornes inférieures et supérieures du LCOE correspondent aux deuxième et huitième déciles de la distribution engendrée selon la méthode de Monte Carlo. La décomposition proposée est indicative. Le taux de conversion de MWh H₂ en kg H₂ est 0,03.

⁹⁰ Dans cette estimation, l'électricité utilisée peut provenir de sources renouvelables ou non-renouvelables.

⁹¹ International Energy Agency (2019) « The Future of Hydrogen ».

9.

Coûts de production des technologies solaires en ZNI



Les caractéristiques climatiques et géographiques des ZNI⁹² ainsi que la petite taille de leurs systèmes électriques créent de fortes contraintes pour le mix énergétique, la gestion du réseau électrique et l'approvisionnement. Les coûts de production de l'électricité y sont nettement plus élevés qu'en métropole : ils atteignent 290 €/MWh en moyenne en 2016⁹³, même si ces coûts varient fortement d'un territoire à l'autre selon les caractéristiques du parc de production et du réseau. En 2019, les charges du service public de l'électricité au titre de la péréquation tarifaire entre les ZNI et la métropole représentent 1,5 milliards d'euros. L'absence de réseau de distribution de gaz naturel impose en outre le recours au gaz propane ou butane en bouteille ou citernes, plus onéreux que le gaz naturel. A l'inverse, les ZNI bénéficient de gisements solaires plus importants qui peuvent favoriser la mise en oeuvre de solutions énergétiques basées sur l'énergie solaire.

Ce chapitre présente les coûts des installations solaires photovoltaïques et thermiques dans les DROM (départements et régions d'outre-mer) : Guadeloupe, La Réunion, Mayotte, Martinique et Guyane.

Au 31 décembre 2018, 6587 installations photovoltaïques, dont 3109 de moins de 3 kW étaient connectées au réseau dans les DROM pour une puissance de 689 MW⁹⁴. La production d'énergie correspondante était de 475 GWh en 2017⁹⁵.

Il n'existe aucune statistique sur les installations non connectées. Les prévisions d'installations liées aux PPE des DROM sont d'ordre de 300 MW supplémentaires entre 2018 et 2023.⁹⁶

Au 31 décembre 2017, 854 000 m² d'installations solaires thermiques étaient installés dans les DROM (38 % du total national) pour une production de 793 GWh (68 % du total national). La production serait de 928 kWh/m².⁹⁷

COÛTS DE PRODUCTION DU PHOTOVOLTAÏQUE EN AUTOCONSOMMATION NON CONNECTÉ ET SANS STOCKAGE

Le LCOE du PV résidentiel et moyennes toitures (3 à 36 kW) en autoconsommation s'établit entre 194 et 236 €/MWh et celui des grandes toitures (> 36 kW) entre 112 et 157 €/MWh.

Malgré un productible plus élevé qu'en France métropolitaine, le surcoût du CAPEX se traduit par un LCOE supérieur à celui des installations en surimposé du pourtour méditerranéen pour les mêmes puissances.

⁹² Corse, départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, Martinique, La Réunion, Mayotte, Guyane) ; certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna notamment), l'île anglo-normande de Chausey. La Nouvelle Calédonie et la Polynésie française, par leurs statuts particuliers, ne sont pas considérées comme des ZNI.

⁹³ Site internet de la Commission de Régulation de l'Énergie, section transition énergétique dans les ZNI.

⁹⁴ Service de la Donnée et Etudes Statistiques « Tableau de bord : solaire photovoltaïque au premier trimestre 2019 ».

⁹⁵ Commissariat général au développement durable, Service de la Donnée et des études statistiques (2018) « Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2018 ».

⁹⁶ Calculs In Numeri sur base des PPE. Il n'a pas été possible d'estimer les projets de solaire thermique dans les DROM.

⁹⁷ Commissariat général au développement durable, Service de la Donnée et des études statistiques (2018) « Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2018 ».



Graphique 46 : LCOE DU PV DANS LES DROM

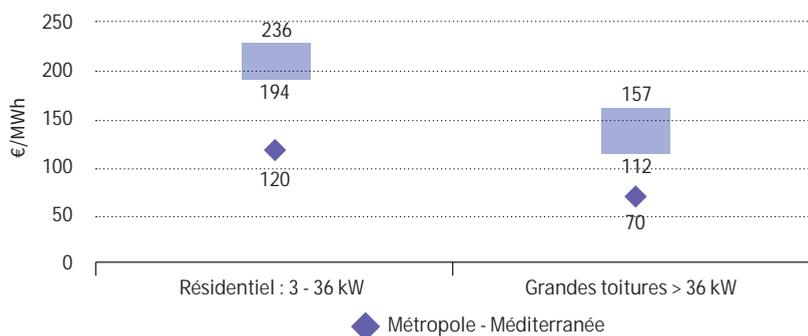


Tableau 46 : LCOE DU PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES DROM

TYPE	DROM - 2015 - 2017			
	Résidentiel		Grandes toitures	
	3 - 9	9 - 36	36 - 100	> 100
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES				
Facteur de charge (%)	17,8			
Taux d'actualisation (%)	3			
Durée de fonctionnement (années)	25			
COÛTS				
Investissement initial (€/kW)	5 000	3 920	2 950	1 790
Exploitation (€/kW/an)	65			
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)				
LCOE	236	194	157	112
DÉCOMPOSITION DU LCOE				
Coût CAPEX	194	152	115	70
Coût OPEX	42	42	42	42
LCOE avec taux 2 %	216	178	145	104
LCOE avec taux 4 %	258	211	170	119

Source : le tableau reprend les valeurs moyennes d'une dizaine de projets aidés par l'ADEME en Guadeloupe et de 15 projets aidés à la Réunion, ainsi que de l'étude Verso Consulting et ADEME (2019) « Etude des Coûts du Photovoltaïque en Martinique ». Moyenne simple des CAPEX, ratio OPEX/CAPEX de la Martinique et productible moyen de 1560 heures.

Compte tenu de l'importance du coût du capital (entre 62 et 82 % selon les puissances), une diminution de 1 % du taux d'actualisation se traduit par une réduction de 7 à 9 % du LCOE et inversement pour une augmentation de 1 %.

COÛTS DE PRODUCTION DU SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL

Du fait du système d'aides et des obligations réglementaires, le marché des systèmes solaires

thermiques individuels est extrêmement dynamique dans les DROM : plus de 60 000 m² de CESI ont été installés en 2017 dans les DROM (près de 32 000 m² dans la seule Réunion) soit plus du double des installations en France métropolitaine.

On ne dispose que de très peu de données pour calculer le LCOE du solaire thermique individuel dans les DROM. Observ'ER donne le coût moyen des équipements, mais ne fournit aucune indication sur

la pose, non plus que sur les OPEX. En moyenne, en métropole, la pose représente 35 % du prix des équipements et le ratio retenu pour les dépenses d'exploitation par rapport aux dépenses en capital

est de 0,7 à 0,8 %. En appliquant ces ratios et pourcentages aux valeurs des équipements on peut calculer des LCOE indicatifs pour les divers DROM.

Tableau 47 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL DANS LES DROM

TYPE			
	Catégorie	CESI	
	Périmètre	DROM	
	Terme	2017	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES			
HYPOTHÈSES	Productible (kWh/m ²)	500	
	Taux d'actualisation (%)	1	
	Durée de fonctionnement (années)	20	
COÛTS			
	Investissement (€/m ²)	1 339	1 450
	Exploitation (€/m ² /an)	10,7	11,6
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)			
RÉSULTATS	LCOE	170	184
	DÉCOMPOSITION DU LCOE		
	Coût CAPEX	148	161
	Coût OPEX	21	23
	LCOE avec taux 2 %	185	201

Source : Les données des CAPEX proviennent de Observ'ER (2018) « Suivi du marché 2017 des applications individuelles solaires thermiques ». Cette étude de Observ'ER ne fournit aucune indication sur la pose, et sur les OPEX. En moyenne, en métropole, la pose représente 35 % du prix des équipements et le ratio retenu pour les dépenses d'exploitation par rapport aux dépenses en capital est de 0,7 à 0,8 %. Ces ratios ont été appliqués pour estimer les LCOE dans les DROM.

COÛTS DE PRODUCTION DU SOLAIRE THERMIQUE COLLECTIF

Les données collectées par l'ADEME portent sur 60 projets de solaire thermique collectif aidés dans le cadre du Fonds Chaleur, principalement dans l'île de la Réunion (35 projets) et en Martinique (16 projets), alors que 9 autres projets se répartissent entre la Guyane, Mayotte et la Guadeloupe. En conséquence, seuls les LCOE à la Réunion et en Martinique sont estimés.

Le LCOE pour les installations de solaire thermique collectif en Martinique varie entre 135 et 247 €/MWh contre 144 et 296 €/MWh à la Réunion pour un taux d'actualisation de 3 % et une durée de vie de 20 ans. Dans les deux DROM, la plage de variation du LCOE s'explique par les plages de variation du productible et du montant des dépenses d'investissement. L'écart de coûts entre la

Martinique et la Réunion s'explique par un meilleur productible et un coût d'investissement plus faible en Martinique qu'à la Réunion. Comparativement au pourtour méditerranéen (64 à 128 €/MWh), les LCOE en Martinique ou à la Réunion sont deux fois plus élevés. En effet, alors que le productible est très similaire, les dépenses d'investissement sont près de deux fois plus élevées (700 à 1200 €/m² en métropole), et la durée de vie d'une installation en ZNI a été supposée plus courte qu'en Métropole (20 ans au lieu de 25 ans).



Graphique 47 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE COLLECTIF DANS DEUX DROM

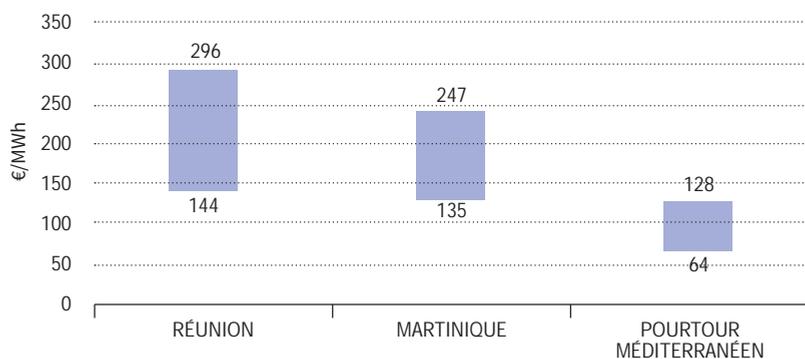
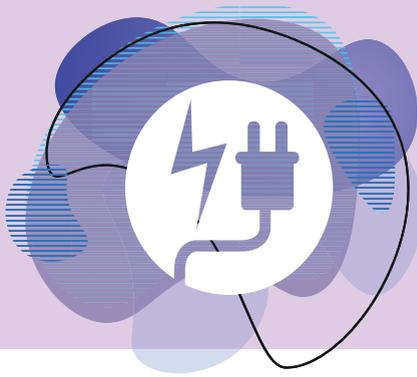


Tableau 48 : LCOE DU SOLAIRE THERMIQUE COLLECTIF DANS DEUX DROM

TYPE		STC RÉUNION 2017		STC MARTINIQUE 2017		
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES						
HYPOTHÈSES	Productible (kWh/m ²)	537	713	584	749	
	Taux d'actualisation (%)	3				
	Durée de fonctionnement (années)	20		20		
COÛTS						
HYPOTHÈSES	Investissement (€/m ²)	1 376	2 220	1 354	2 000	
	Exploitation (€/m ² /an)	10	10	10	10	
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)						
RÉSULTATS	LCOE	144	296	135	247	
	DÉCOMPOSITION DU LCOE					
	Coût CAPEX	130	278	122	230	
	Coût OPEX	14	19	13	17	
	LCOE avec taux 2 %	132	271	159	227	
LCOE avec taux 4 %	156	323	188	269		

Source : Les données collectées par l'ADEME portent sur 60 projets de solaire thermique collectif aidés dans le cadre du Fonds Chaleur, principalement dans l'île de la Réunion (35 projets) et en Martinique (16 projets). En conséquence, seuls les LCOE pour la Réunion et la Martinique sont estimés. Les valeurs indiquées correspondent pour chacune des deux îles aux 2ème et 8ème déciles des CAPEX et des productibles. La borne inférieure du LCOE est calculée en combinant borne inférieure des coûts et borne supérieure du productible.



10.

Annexes

10.1 SOURCES et BIBLIOGRAPHIE

GÉNÉRAL

- ADEME (2016) « *Le coût des énergies renouvelables en France* »
- Commission de Régulation de l'Energie (2019) « *Observatoire. Les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel. 1^{er} trimestre 2019* »
- International Energy Agency (2015) « *Projected Costs of Generating Electricity* »
- Commission de Régulation de l'Energie (2019) « *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en France continentale* »

FICHE PHOTOVOLTAÏQUE

- Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « *Chiffres clefs des énergies renouvelables, édition 2019* ».
- International Renewable Energy Agency (2019) « *Renewable Energy Capacity Statistics 2019* ».
- Solar Power Europe (2019) « *Global Market Outlook for solar power 2019-2023* ».
- Observ'ER (2017) « *Suivi du marché 2016 des installations solaires photovoltaïques individuelles* »
- I Care & Consult, Enerplan & ADEME (2017) « *Etude des retombées socio-économiques du développement de la filière solaire française. Etat des lieux et prospective 2023.* »
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2018) « *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies* ».
- Lawrence Berkeley National Laboratory (2018) « *Tracking the Sun. Installed Price Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the United States* »

- International Energy Agency (2017) PVPS « *Annual Report 2016* ».
- International Renewable Energy Agency PVPS « *National Survey Report of PV Power Applications in France 2008* »
- International Renewable Energy Agency PVPS « *National Survey Report of PV Power Applications in France 2013* »
- Commission de Régulation de l'Energie (2014) « *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine* »
- Commission de Régulation de l'Energie (2019) « *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en France continentale* »
- International Energy Agency (2016) « *World Energy Outlook 2016* »
- Joint Research Centre (2018) « *Cost development of low carbon energy technologies* »
- National Renewable Energy Laboratory « *Annual Technology Baseline: Electricity* »
- Advanced System Studies for Energy Transition (2018) « *Technology pathways in decarbonisation scenarios* ».

FICHE EOLIEN TERRESTRE

- International Renewable Energy Agency (2019) « *Renewable Energy Capacity Statistics 2019* ».
- Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « *Tableau de bord éolien quatrième trimestre 2018* »
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2018) « *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies* ».



- U.S Department of Energy (2017) « *Wind Technologies Market Report* ».
- International Renewable Energy Agency (2018) « *Renewable Power Generation Costs in 2017* ».
- Etude réalisée pour le compte de l'ADEME par BVG Associates, GS Consulting et INNOSEA (2017) « *Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières* »
- Commission de Régulation de l'Energie (2014) « *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine* »
- Cour des Comptes (2013) « *La politique de développement des énergies renouvelables* »
- Advanced System Studies for Energy Transition (2018) « *Technology pathways in decarbonisation scenarios* »
- International Energy Agency Wind Task 26 (2016) « *Forecasting Wind energy costs & cost drivers* »
- Joint Research Centre (2018) « *Cost development of low carbon energy technologies* »

FICHE EOLIEN EN MER

- Wind Europe (2019) « *Wind energy in Europe in 2018 Trends and statistics* »
- International Energy Agency Wind TCP Task 26 (2018) « *Offshore Wind Energy International Comparative Analysis* »
- International Energy Agency (2016) « *World Energy Outlook 2016* »
- Joint Research Centre (2018) « *Cost development of low carbon energy technologies* ».
- International Energy Agency Wind Task 26 (2016) « *Forecasting Wind energy costs & cost drivers* »
- Etude réalisée pour le compte de l'ADEME par BVG Associates, GS Consulting et INNOSEA (2017) « *Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières* ».
- Carbon Trust (2018) « *Floating Wind Industry Project – Phase 1 Summary Report* ».

FICHE HYDROÉLECTRICITÉ

- Données communiqués par France Hydro électricité
- Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « *Chiffres clefs des énergies renouvelables, édition 2019* »

FICHE GÉOTHERMIE PROFONDE DE HAUTE ÉNERGIE

- International Renewable Energy Agency (2017) « *Geothermal Power Technology Brief* ».
- Joint Research Centre (2018) « *Cost development of low carbon energy technologies* ».

FICHE FILIÈRE DE RÉFÉRENCE POUR LA PRODUCTION CONVENTIONNELLE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE CONTINENTALE

- International Energy Agency (2015) « *Projected costs of generating electricity* ».
- Lazard (2018) « *Levelized cost of energy analysis v.12.0* ».
- Commission de régulation de l'énergie (2019) « *Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2018* ».
- Base de données Eurostat

FICHE BOIS ENERGIE CHEZ LE PARTICULIER

- ADEME, Solagro, Biomasse Normandie et BVA (2018) Etude sur le chauffage domestique au bois.
- CODA Stratégies (2018) « *Enquête sur les prix des combustibles bois pour le chauffage domestique en 2017- 2018* ».
- Observ'ER (2018) « *Suivi du marché 2017 des appareils domestiques du chauffage au bois* »
- ADEME (2017) « *Choisir son chauffage au bois* »
- ADEME (2016) « *Se chauffer au bois* »
- ADEME (2018) « *Se chauffer mieux et moins cher* ».

FICHE SOLAIRE THERMIQUE INDIVIDUEL

- CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclimate (2019) « *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019* ».
- Commissariat général au développement durable – Service de la donnée et des études statistiques (2019) « *Chiffres clefs des énergies renouvelables, édition 2019* ».
- Observ'ER (2018) « *Suivi du marché 2017 des applications individuelles solaires thermiques* ».
- ADEME (2018) « *se chauffer mieux et moins cher* »
- I Care & Consult, ADEME et ENERPLAN (2017) « *Etude de la compétitivité et des retombées socioéconomiques de la filière solaire française* »

- Solar heat Worldwide (2019) « *Global Market Development and Trends in 2018* »

FICHE POMPES À CHALEUR INDIVIDUELLES

- CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclimate (2019) « *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019* »
- Observ'ER (2019) « *Suivi du marché et des prix 2018 du secteur des pompes à chaleur individuelles* »

FICHE FILIÈRE DE RÉFÉRENCE POUR LA PRODUCTION DE CHALEUR CHEZ LES PARTICULIERS

- ADEME (2019) « *Se chauffer mieux et moins cher* »

FICHE BIOMASSE COLLECTIVE, TERTIAIRE ET INDUSTRIELLE

- CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclimate (2019) « *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019* »
- Fedene (2019) « *Filière bois énergie* » Fiche Thématique.
- ADEME, In Numeri (2018) « *Marchés et emplois liés aux énergies renouvelables, situation 2014-2016* »

FICHE SOLAIRE THERMIQUE EN RÉSIDENTIEL COLLECTIF, SUR RÉSEAU, DANS LE TERTIAIRE EN MILIEU INDUSTRIEL

- CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclimate (2019) « *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019* »
- Uniclimate « *Bilan 2018 et perspectives 2019 du génie climatique* »
- ADEME, ENEA Consulting et KERDOS Energy (2018) « *Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie* »

FICHE GÉOTHERMIE DE SURFACE

- CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclimate (2019) « *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Edition 2019* »

FICHE RÉCUPÉRATION DE CHALEUR FATALE

- ADEME, ENEA Consulting et KERDOS Energy (2018) « *Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie* »

FICHE FILIÈRE DE RÉFÉRENCE POUR LA PRODUCTION DE CHALEUR DANS LE COLLECTIF ET EN MILIEU INDUSTRIEL

- ADEME (2016) « *Le coût des énergies renouvelables en France* »

BIOGAZ

- Service de la Donnée et des Etudes Statistiques (2019) « *Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité Quatrième trimestre 2018* »
- Commission de Régulation de l'Energie (2019) « *Rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2018* ». »
- ENEA consulting (2018) « *Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française : De nombreux leviers activables à court et moyen termes* ».

FICHE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

- Artelys, ENEA Consulting et CEA pour ATEE (2018) « *Etude PEPS 4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power to gas* »
- ADEME, Artelys, ARMINES-PERSEE, ENERGIES DEMAIN (2016) « *Mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations* »
- Artelys, ADEME (2017) « *Mix électrique 100 % EnR en 2050 : quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ?* »
- ADEME, Artelys (2018) « *Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060* »
- Commission de Régulation de l'Energie (2019) « *Document de réflexion et de proposition - Le stockage d'électricité en France* ». »
- ADEME (2019) « *Vers l'autonomie énergétique des ZNI - Synthèse et analyse comparative des îles de la Réunion, Guadeloupe et Martinique* »
- LAZARD (2018) « *Lazard's levelized cost of storage analysis Version 4.0* »
- Danish Energy Agency et ENERGINET (2018) « *Technology Data for Renewables fuels. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning* »
- Artelys (2018) METIS Studies - Study S8 « *The role and potential of Power-to-X in 2050* »
- ENEA Consulting (2016) « *Consulting-The-potential-of-power-to-gas* »
- LBST (2016) « *Renewables in Transport 2050 Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity* »
- International Energy Agency (2019) « *The Future of Hydrogen* »

FICHE ZNI

- Verso Consulting et ADEME (2019) « *Etude des Coûts du Photovoltaïque en Martinique* »
- Observ'ER (2018) « *Suivi du marché 2017 des applications individuelles solaires thermiques* »



10.2 SIGLES ET ACRONYMES

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

AFHYPAC : Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible
AFPAC : Association française de la Pompe à Chaleur
AFPG : Association Française des Professionnels de la Géothermie

AIE / IEA : Agence Internationale de l'Énergie

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

ATEE : Association Technique Énergie Environnement

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

CCE : Contribution Climat Énergie

CESI : Chauffe-Eau Solaire Individuel

CET : Chauffe-Eau Thermodynamique

CGCT : Centrales à Gaz Cycle Combiné

CIBE : Comité Interprofessionnel du Bois-énergie

CMPC : Coût Moyen Pondéré du Capital

COP : Coefficient de Performance

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

DGEC : Direction Générale de l'Environnement et du Climat

DROM-COM : Départements ou Régions français d'Outre-Mer – Collectivités d'Outre Mer

ECS : Eau Chaude Sanitaire

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

ENERPLAN : Syndicat des professionnels de l'énergie solaire

EnR : Énergie Renouvelable Eurostat : Service statistique de la Commission européenne

FEDENE : Fédération des services énergie environnement

FEE : France Énergie Éolienne

FHE : France Hydro-Électricité

GW : Gigawatt

GWh : Gigawatt-heure

IAB : Intégré au Bâtiment

IFER : Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux

IRENA : International Renewable Energy Agency

ISDND : Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux

ktep : kilo-tonne d'équivalent pétrole

kW : kilowatt

kWh : kilowatt-heure

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

Mtep : Mégatonne d'équivalent pétrole

MW : Megawatt

MWh : Megawatt-heure

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

PAC : Pompes à Chaleur

PEGASE : Pétrole, Électricité, Gaz et Autres Statistiques de l'Énergie (base de données du Service de l'Observation et des Statistiques)

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

PV : Photovoltaïque

RPD : Réseau Public de Distribution

RPT : Réseau Public de Transport

SDES : Service de la Donnée et des Études Statistiques (Commissariat général au développement durable)

SER : Syndicat des Énergies Renouvelables

SSC : Système Solaire Combiné (chauffage solaire)

STC : Solaire Thermique Collectif

STEP : Stations de Transfert d'Énergie par Pompage

STEU : Station de Traitement des Eaux Usées

STR : Solaire Thermique sur Réseau de chaleur

TRI : Taux de Rentabilité Interne

TTC : Toutes Taxes Comprises

TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée

TW : Téra watt

TWh : Téra watt-heure

UFE : Union France de l'Électricité

UIOM : Unité d'Incinération des Ordures Ménagères

UNICLIMA : Syndicat national des industries thermiques, aérauliques et frigorifiques

ZNI : Zone Non Interconnectée

10.3 LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.	Récapitulatif des évaluations du LCOE effectuées	6
Tableau 2.	Taux d'actualisation central retenu par filière	20
Tableau 3.	LCOE du photovoltaïque résidentiel raccordé : zone Nord	22
Tableau 4.	LCOE du photovoltaïque résidentiel raccordé : zone Sud 2	23
Tableau 5.	LCOE du photovoltaïque résidentiel raccordé : centre	23
Tableau 6.	LCOE PV résidentiel : comparaison internationale	25
Tableau 7.	Evolution du LCOE du photovoltaïque résidentiel 3 kW surimposé	26
Tableau 8.	LCOE des moyennes toitures	27
Tableau 9.	LCOE des installations sur grandes toitures et ombrières	28
Tableau 10.	LCOE du PV sur grandes toitures : comparaison internationale	29
Tableau 11.	Evolution du LCOE du PV sur grandes toitures et ombrières	30
Tableau 12.	LCOE des centrales au sol	31
Tableau 13.	LCOE des centrales photovoltaïques au sol : comparaison internationale	32
Tableau 14.	Evolution du LCOE des centrales photovoltaïques au sol : France	33
Tableau 15.	LCOE de l'éolien terrestre	34
Tableau 16.	LCOE éolien terrestre : comparaison internationale	35
Tableau 17.	Eolien terrestre : évolution du LCOE 2008- 2050	36
Tableau 18.	Eolien en mer posé : comparaison internationale	38
Tableau 19.	Eolien en mer posé : perspectives de LCOE pour 2030 et 2050	39
Tableau 20.	LCOE de l'éolien en mer flottant : perspectives 2030 et 2050	40
Tableau 21.	LCOE de la petite hydroélectricité	43
Tableau 22.	LCOE de la production d'électricité par la filière CCGT	45
Tableau 23.	LCOE du chauffage domestique au bois	48
Tableau 24.	LCOE du solaire thermique individuel France métropolitaine	50
Tableau 25.	LCOE du solaire thermique individuel : comparaison internationale	51
Tableau 26.	LCOE des PAC individuelles	53
Tableau 27.	LCOE du chauffage domestique au gaz et au fioul et des chauffe-eau électriques	54
Tableau 28.	LCOE des chaufferies collectives selon la puissance	58
Tableau 29.	LCOE des chaufferies industrielles	60
Tableau 30.	LCOE du solaire thermique collectif	62
Tableau 31.	LCOE du solaire thermique sur réseau	63
Tableau 32.	LCOE du solaire thermique sur toiture pour l'industrie	64
Tableau 33.	LCOE du solaire thermique au sol pour l'industrie	65
Tableau 34.	LCOE de la géothermie de surface	67
Tableau 35.	LCOE de la géothermie sur eaux usées et eau de mer	68
Tableau 36.	LCOE de la géothermie	69
Tableau 37.	LCOE de la chaleur fatale	72
Tableau 38.	LCOE des filières de production de chaleur collective au gaz naturel	73
Tableau 39.	LCOE de la cogénération biogaz : totalité des MWh produits	76



Tableau 40.	LCOE de la cogénération biogaz : électricité	77
Tableau 41.	LCOE de l'injection de biogaz	79
Tableau 42.	LCOE de l'électricité disponible d'un système PV plus stockage électrochimique en ZNI outre-mer	83
Tableau 43.	LCOE des systèmes PV plus stockage : comparaison internationale	84
Tableau 44.	LCOE des systèmes PV plus stockage : prospective	85
Tableau 45.	LCOE de la production d'hydrogène par électrolyse	86
Tableau 46.	LCOE du photovoltaïque dans les DROM	88
Tableau 47.	LCOE du solaire thermique individuel dans les DROM	89
Tableau 48.	LCOE du solaire thermique collectif dans deux DOM	90

10.4 LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1.	Comparaisons entre le LCOE de l'électricité renouvelable et celui des centrales au gaz	9
Graphique 2.	LCOE des filières d'électricité renouvelable 2050	10
Graphique 3.	Comparaison du LCOE PV petites et moyennes toitures avec les prix	10
Graphique 4.	Comparaison des LCOE pour l'eau chaude sanitaire	11
Graphique 5.	Comparaison des systèmes de chauffage domestique	12
Graphique 6.	LCOE de la chaleur collective versus chaufferies au gaz	12
Graphique 7.	LCOE de la chaleur industrielle versus chaufferies au gaz	13
Graphique 8.	LCOE du photovoltaïque résidentiel raccordé	22
Graphique 9.	LCOE du photovoltaïque résidentiel en autoconsommation	24
Graphique 10.	LCOE PV résidentiel : comparaison internationale	25
Graphique 11.	France LCOE Photovoltaïque résidentiel 3 kW surimposé : évolution	25
Graphique 12.	LCOE des installations PV sur moyennes toitures	26
Graphique 13.	LCOE du photovoltaïque sur grandes toitures et ombrières	27
Graphique 14.	LCOE Photovoltaïque sur grandes toitures : international	28
Graphique 15.	LCOE PV grandes toitures : évolution	29
Graphique 16.	LCOE des centrales photovoltaïques au sol en France continentale	30
Graphique 17.	LCOE des centrales photovoltaïques au sol : comparaison internationale	31
Graphique 18.	Evolution du LCOE des centrales photovoltaïques au sol : France	32
Graphique 19.	LCOE éolien terrestre : comparaisons internationales	34
Graphique 20.	Eolien terrestre : évolution du LCOE 2008 - 2050	35
Graphique 21.	Eolien en mer posé : évolution des tarifs d'achat des appels d'offres	37
Graphique 22.	Eolien en mer posé : comparaison internationale	37
Graphique 23.	Eolien en mer posé : perspectives de LCOE pour 2030 et 2050	39
Graphique 24.	LCOE de l'éolien en mer flottant : perspectives 2030 et 2050	40
Graphique 25.	LCOE de la petite hydroélectricité	43
Graphique 26.	LCOE des filières de référence pour l'électricité	46

Graphique 27.	LCOE du chauffage domestique au bois	49
Graphique 28.	LCOE du solaire thermique individuel en France métropolitaine	50
Graphique 29.	LCOE du solaire thermique individuel : comparaison internationale	51
Graphique 30.	LCOE des PAC individuelles	53
Graphique 31.	LCOE du chauffage domestique au gaz et au fioul et des chauffe-eau électriques	55
Graphique 32.	LCOE des chaufferies collectives selon la puissance	58
Graphique 33.	LCOE des chaufferies industrielles	59
Graphique 34.	LCOE du solaire thermique collectif	61
Graphique 35.	LCOE du solaire thermique pour réseau	63
Graphique 36.	LCOE du solaire thermique sur toiture pour l'industrie	64
Graphique 37.	LCOE du solaire thermique au sol pour l'industrie	65
Graphique 38.	LCOE de la géothermie de surface	67
Graphique 39.	LCOE de la géothermie sur eaux usées et eau de mer	68
Graphique 40.	LCOE de la géothermie profonde	70
Graphique 41.	LCOE de la chaleur fatale	71
Graphique 42.	LCOE de la cogénération biogaz	77
Graphique 43.	LCOE du biogaz injecté	78
Graphique 44.	LCOE de l'électricité disponible d'un système PV plus stockage électrochimique en ZNI outre-mer	82
Graphique 45.	LCOE des systèmes PV plus stockage : comparaison internationale	84
Graphique 46.	LCOE du PV dans les DROM	88
Graphique 47.	COE du solaire thermique collectif dans deux DROM	90

REMERCIEMENTS :

L'ADEME remercie tous les relecteurs de cette édition pour leur expertise et leurs suggestions avisées.
Cette étude a bénéficié des contributions des membres du Comité de pilotage :

Martin BOLLENOT (DGE)
Cédric BOZONNAT (DGEC)
Sophie DEHAYES (DGEC)
Cyril Martin De LAGARDE (DGEC)
Louis-Marie DENOYEL (DGEC)

Tommy ELEOUET (CRE)
Kim LOISELEUR (DGEC)
Muriel THIBAUT (DGEC)
Adrien THIRION(CRE)
Michael WALKOWIAK (DGEC)

Ainsi que des remarques du Groupe de Travail :

Gérard CHARNEY (AFPAC)
Stéphane COUSIN (CIBE)
Yann Hervé De ROECK
(France Energie Marine)
Marie DESCAT (FEDENE)
Thomas GAUBY (AFHYPAC)
Olivier GODIN (ENERPLAN)
David GRÉAU (ENERPLAN)
Antoine GUILLOU (UFE)
Pierre Emmanuel JULIA (SER)
Antoine LAIR (Véolia)
Pierre-Albert LANGLOIS (FEE)
Valérie LAPLAGNE (UNICLIMA)

Patrick LAUGIER (FEDENE)
Pauline LEBERTRE (FEE)
Marion LETTRY (SER)
Jean-Marc LÉVY
(France Hydro Electricité)
Matthieu MONNIER (FEE)
Jean-Marc PERCEBOIS (AFPG)
Julie PURDUE (AMORCE)
Ony RABETSIMAMANGA (GrDF)
Marc SCHLIENGER (ATEE)
Virginie SCHMIDLÉ (AFPG)
David THOUVENOT
(Electricité autonome Française)

Et des remarques du comité de relecture ADEME :

Guillaume BASTIDE
Nadine BERTHOMIEU
Sébastien BILLEAU
Luc BODINEAU
Marina BOUCHER
Astrid CARDONA MAESTRO
Tristan CARRERE
Paul COURTIADÉ
Pierre COURTIADÉ
Lovely EUPHRASIE CLOTILDE
Alice FAUTRAD
Lilian GENEY
Manon GERBAUD
Vincent GUÉNARD

Laurianne HENRY
Paul KAAIJK
Philippe LAPLAIGE
Sandra LE BASTARD
Anne LEFRANC
Arnaud MAINSANT
Céline MEHL
Jean-Michel PARROUFFE
Sophie POUTHIER
Florence PROHARAM
Olivier THÉOBALD
Simon THOUIN
Julien THUAL
Amandine VOLARD

Etude réalisée par **Laurence HAEUSLER** et **GÉRARD GIÉ** (In Numeri)
et **Débora MOREIRA**, **Thierry BADOUARD** et **Morgan CRENES** (Enerdata)

sous la coordination de **Brice ARNAUD** (ADEME SRER)

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources. Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse. Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions. À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

www.ademe.fr ou suivez-nous sur [@ademe](https://twitter.com/ademe)

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



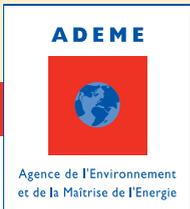


COÛTS DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION EN FRANCE

DONNÉES 2019

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. Les baisses passées et futures des coûts de production des technologies EnR alimentent de nombreux débats.

Afin d'apporter des éléments factuels à ces débats, l'ADEME réalise ce document présentant les plages de variations des coûts de production actuels de chaque filière EnR en France et, lorsque la donnée est disponible, montre les évolutions passées (2008-2018) et futures (2018-2050). Egalement, pour certaines filières, une comparaison internationale est réalisée pour les coûts actuels.



www.ademe.fr



010895

ISBN 979-10-297-1365-1



9 791029 713651