

DGEMP - DIDEME

Coûts de référence de la production électrique

Deuxième partie – Moyens de production décentralisés

Ce document est encore provisoire et fera l'objet
de travaux complémentaires

*v12
15/10/2004*

Table des matières

TABLE DES MATIÈRES	2
TABLEAUX	5
TABLE DES ILLUSTRATIONS	7
SYNTHÈSE	8
I. INTRODUCTION.....	8
II. HYPOTHÈSES.....	8
III. COÛTS DE PRODUCTION DES MOYENS DÉCENTRALISÉS.....	9
1. Coûts de production à l'horizon 2007.....	9
2. Coûts de production à l'horizon 2015.....	10
IV. CONCLUSIONS.....	11
PARTIE I - FILIÈRES MATURES	13
COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL	13
V. LES MOTEURS.....	14
1. Installations de référence.....	15
2. Durée de vie.....	15
3. Disponibilité.....	15
4. Coûts.....	15
5. Résultats.....	18
VI. LES TURBINES À COMBUSTION.....	22
1. Principe de fonctionnement.....	22
2. Installations de référence.....	22
3. Durée de vie.....	23
4. Disponibilité.....	23
5. Coûts.....	23
6. Résultats.....	26
VII. LES TURBINES À VAPEUR À CONTRE-PRESSION (TAV).....	30
PETITE HYDROÉLECTRICITÉ (PUISSANCE INFÉRIEURE À 4,5MW)	31
VIII. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES.....	32
1. Installations de référence.....	32
2. Durée de vie.....	33
3. Disponibilité.....	33
IX. COÛTS.....	33
1. Coût d'investissement.....	33
Charges d'exploitation.....	36
3. Charges de combustible.....	36
4. Coûts externes.....	36
X. RÉSULTATS.....	37
XI. ANALYSES DE SENSIBILITÉ.....	39
1. Principaux paramètres.....	39
BIOGAZ	40
I. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES.....	40
1. Moteurs à gaz.....	40
2. Disponibilité.....	41
II. COÛTS.....	42
1. Coûts d'investissement et d'exploitation.....	42
2. Coûts de combustible.....	42
3. Coût externes.....	43
III. RÉSULTATS.....	44
IV. ANALYSES DE SENSIBILITÉ.....	45

SOLAIRE PHOTOVOLTAÏ QUE.....	46
I. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES	47
1. <i>Installations de référence</i>	47
2. <i>Les caractéristiques du site</i>	48
II. COÛTS.....	49
III. RÉSULTATS.....	51
IV. ANALYSES DE SENSIBILITÉ	52
ÉOLIEN TERRESTRE	53
I. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES	53
1. <i>Les centrales éoliennes</i>	53
2. <i>Durées de fonctionnement</i>	53
II. COÛTS.....	54
1. <i>Coûts d'investissement</i>	54
2. <i>Coûts d'exploitation</i>	55
3. <i>Fiscalité</i>	55
4. <i>Les coûts externes liés à l'intégration de l'éolien dans le parc de production</i>	56
III. RÉSULTATS.....	58
IV. ANALYSES DE SENSIBILITÉ	59
1. <i>Principaux paramètres</i>	59
2. <i>Comparaison avec les coûts de référence 1997</i>	59
PARTIE II - FILIÈRES PROSPECTIVES.....	60
PILES À COMBUSTIBLE.....	60
I. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES	60
II. COÛTS.....	61
1. <i>Coûts d'investissement</i>	61
2. <i>Charges d'exploitation et de combustible</i>	62
3. <i>Surcoûts spécifiques pour la PAC SOFC-bio</i>	62
4. <i>Surcoûts spécifiques pour la PAC SOFC-GT</i>	63
5. <i>Coûts externes</i>	63
III. RÉSULTATS.....	63
GÉOTHERMIE	65
A/ GÉOTHERMIE PAR EXTRACTION DE FLUIDES	66
I. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES	66
1. <i>Installation de référence</i>	66
2. <i>Durée de vie</i>	66
3. <i>Disponibilité</i>	67
II. COÛTS.....	67
1. <i>Centrales de référence dans les DOM</i>	67
2. <i>Centrale de référence en France métropolitaine</i>	68
3. <i>Coûts externes</i>	68
III. RÉSULTATS.....	69
IV. ANALYSES DE SENSIBILITÉ	69
B/ GÉOTHERMIE DES ROCHES CHAUDES SÈCHES.....	70
I. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES	70
II. COÛTS.....	70
III. RÉSULTATS.....	71
IV. ANALYSES DE SENSIBILITÉ	71
ENERGIE DES VAGUES ET DES COURANTS MARINS.....	72
I. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES	72
1. <i>Energie houlomotrice</i>	72
2. <i>Energie hydrocinétique</i>	73
II. COÛTS.....	73
III. RÉSULTATS.....	74

IV. ANALYSES DE SENSIBILITÉ	75
ANNEXE : RÉSULTATS DÉTAILLÉS.....	76
1. COGÉNÉRATION : MOTEURS.....	76
a) Mise en service en 2007.....	76
b) Mise en service en 2015.....	77
2. COGÉNÉRATION : TAC.....	78
a) Mise en service en 2007.....	78
b) Mise en service en 2015.....	79

Tableaux

Tableau 1 – Caractéristiques techniques des moteurs étudiés.....	15
Tableau 2 – Hypothèses de disponibilité pour les moteurs.....	15
Tableau 3 – Coûts de raccordement pour les moteurs.....	16
Tableau 4 – Coûts d’investissement des moteurs et de la chaudière équivalente.....	16
Tableau 5 – Charges d’exploitation (variables + fixes) des moteurs	16
Tableau 6 – Coût de transport du gaz pour les moteurs en 2007.....	17
Tableau 7 – Emission de CO ₂ des moteurs en 2007.....	17
Tableau 8 – Emission de CO ₂ des moteurs en 2015.....	17
Tableau 9 – Coûts externes des émissions des moteurs en 2007.....	18
Tableau 10 – Coûts externes des émissions des moteurs en 2015	18
Tableau 11 – Décomposition du coût net de production pour les moteurs (hors CO ₂) en 2007.....	18
Tableau 12 – Décomposition du coût net de production pour les moteurs (hors CO ₂) en 2015.....	19
Tableau 13 : sensibilité des coûts 2007 pour les moteurs.....	19
Tableau 14 : sensibilité des coûts 2015 pour les moteurs.....	19
Tableau 15 – Coût net de production des moteurs (hors CO ₂).....	20
Tableau 16 – Caractéristiques techniques des TAC.....	22
Tableau 17 – Hypothèses de disponibilité pour les TAC.....	23
Tableau 18– Coûts de raccordement pour les TAC	24
Tableau 19 – Coûts d’investissement des TAC.....	24
Tableau 20 – Coûts d’exploitation des TAC.....	24
Tableau 21 – Coût de transport du gaz pour les TAC en 2007.....	25
Tableau 22 – Emission de CO ₂ des TAC en 2007	25
Tableau 23 – Emission de CO ₂ des TAC en 2015.....	25
Tableau 24 – Coûts externes des émissions des TAC en 2007.....	26
Tableau 25– Coûts externes des émissions des TAC en 2015.....	26
Tableau 26 – Décomposition du coût net de production pour les TAC (hors CO ₂) en 2007.....	26
Tableau 27 : sensibilité des coûts de production TAC 2007.....	27
Tableau 28 : sensibilité des coûts de production TAC 2007.....	27
Tableau 29 - Décomposition du coût net de production pour les TAC (hors CO ₂) en 2015.....	27
Tableau 30 – Coûts net de production des TAC (hors CO ₂).....	28
Tableau 31 – Hypothèses d’indisponibilité pour les centrales hydroélectriques.....	33
Tableau 32 – Coûts d’investissement y compris intérêts intercalaires des centrales hydroélectriques, à 8% de taux d’actualisation.....	34
Tableau 33 - intérêts intercalaires.....	35
Tableau 34 : coûts d’investissement y compris intérêts intercalaires pour différentes valeurs de taux d’actualisation.....	35
Tableau 35: décomposition des charges d’exploitations fixes	36
Tableau 36: coût du MWh hydroélectrique pour des installations de type basse chute et pour une durée de vie de l’installation de 30 ans	38
Tableau 37 – Sensibilité du coût de production des centrales hydroélectriques.....	39
Tableau 38 – Coûts de production du biogaz	43
Tableau 39 – Emissions de moteurs à biogaz.....	43
Tableau 40 – coût de production des centrales à biogaz en 2007 et 2015	44
Tableau 41 – Sensibilité du coût de production d’un méthaniseur 1 MW aux principaux paramètres..	45
Tableau 42 – Eclairage et productivité annuelles des sites.....	48
Tableau 43 – coût de production du solaire photovoltaïque en fonction de la qualité du site.....	51
Tableau 44 – Sensibilité du coût de production aux principaux paramètres.....	52
Tableau 45 – caractéristiques des aérogénérateurs terrestres.....	53
Tableau 46 – coût de production de l’éolien terrestre en 2007 et 2015 en fonction de la durée de fonctionnement annuelle, hors externalités liées à l’intermittence.....	58
Tableau 47 – Sensibilité du coût de production éolien aux principaux paramètres.....	59

Tableau 48 – Coût d’investissement et d’exploitation d’une centrale SOFC en 2015.....	61
Tableau 49 – Coût externe en €/MWh des émissions des PAC SOFC alimentées au gaz naturel en 2015.....	63
Tableau 50 – coût de production des centrales PAC SOFC en 2015	64
Tableau 51 – Coûts d’investissement d’une centrale géothermale dans les DOM en 2015.....	67
Tableau 52 – Coûts d’investissement et d’exploitation d’une centrale géothermale à cycle binaire en Europe Continentale en 2015	68
Tableau 53 – Coût de production d’une centrale géothermale à extraction de fluides en 2015.....	69
Tableau 54 – Sensibilité du coût de production aux principaux paramètres.....	69
Tableau 55 - Coûts d'investissement d'une centrale HDR	70
Tableau 56 – Coût de production d’une centrale HDR	71
Tableau 57 – Sensibilité du coût de production aux principaux paramètres.....	71
Tableau 58 – Coût de production d’une centrale houlomotrice.....	74

Table des illustrations

Figure 1 – coûts de production 2007. Actualisation 8%.....	9
Figure 2 - décomposition des contributions aux coûts de production pour la cogénération et l'éolien. .	9
Figure 3 – coûts d'investissement des filières ENR en 2007 et 2015. (*) filières considérées en 2015 seulement.	10
Figure 4 – coûts de production 2015. Actualisation 8%.....	11
Figure 5 – Evolution des coûts de production de 2007 à 2015.....	11
Figure 6 : Décomposition du coût de production pour une installation moteur de 5 MWe sur 3624 heures - actualisation 8%.....	20
Figure 7 – Décomposition du coût de production pour une installation moteur de 5 MWe sur 8760 heures - actualisation 8%.....	21
Figure 8 – Décomposition du coût de production du MWe pour les moteurs (actualisation 8%, 3624 h, 1€=1\$, avec coûts de CO ₂)	21
Figure 9 – Décomposition du coût de production du MWe pour les moteurs (actualisation 8%, 8760 h, 1€=1\$, avec coûts de CO ₂)	22
Figure 10 – Décomposition du coût de production pour une TAC de 11 MWe sur 3624 heures (actualisation 8%).....	28
Figure 11 –Décomposition du coût de production pour une TAC de 11 MWe sur 8760 heures (actualisation 8%).....	28
Figure 12 – Décomposition du coût de production du MWe pour les TAC (actualisation 8%, 3624 h, 1€=1\$, avec coût de CO ₂).....	29
Figure 13 – Décomposition du coût de production du MWe pour les TAC (actualisation 8%, 8760 h, 1€=1\$, avec coûts de CO ₂)	29
Figure 14 : Décomposition du coût d'investissement y compris intérêts intercalaires, actualisation à 8% pour les différents types de centrales hydroélectriques (les détails sont donnés en fin de chapitre).	34
Figure 15- Décomposition du coût de production d'une centrale hydroélectrique fonctionnant 3624 heures pour un taux d'actualisation de 8% et une durée de vie de 30 ans.....	37
Figure 16 Décomposition du coût de production d'une centrale hydroélectrique fonctionnant 6000 heures pour un taux d'actualisation de 8% et une durée de vie de 30 ans.....	37
Figure 17 – Décomposition du coût de production d'un méthaniseur d'ordures ménagères de 1MW en 2007, à gauche, et en 2015, à droite.....	44
Figure 18 - Courbe d'apprentissage solaire PV.....	46
Figure 19 - Répartition des coûts d'investissement par poste pour une installation photovoltaïque.....	49
Figure 20 – Projections 2007-2015 pour les prix des systèmes photovoltaïques en fonction de différentes hypothèses de taux d'apprentissage et de croissance du marché.....	50
Figure 21 - Décomposition du coût de production d'une centrale solaire photovoltaïque de 1MW en 2015 (actualisation 8%).....	51
Figure 22 – Un scénario d'évolution des coûts de production du solaire photovoltaïque au-delà de 2015 (taux d'apprentissage 15%, croissance du marché de 30% / an).	52
Figure 23 – Puissance thermique substituée dans le système électrique par un parc éolien.....	57
Figure 24 - Répartition des contributions au coût de production d'une centrale éolienne en 2007.....	59
Figure 25 – Répartition des coûts d'investissement par poste pour une PAC SOFC en 2015.....	62
Figure 26 – Décomposition du coût de production d'une PAC SOFC en cogénération en hiver en prenant en compte les coûts évités (2015 ; 1 \$ = 1 €; 3,3 \$/Mbtu).....	64
Figure 27 – Décomposition du coût de production d'une centrale géothermale à double vaporisation (2015, actualisation 8%, fonctionnement en base).....	69
Figure 28 – Décomposition du coût de production d'une centrale houlomotrice (2015 ; actualisation = 8% ; durée de fonctionnement = 4000 h)	75

Synthèse

I. Introduction

La deuxième partie des coûts de référence est consacrée à la production décentralisée. Ce type de production s'appuie sur des sources d'énergie renouvelables, et des techniques de production permettant l'économie de combustibles fossiles. Les moyens de production décentralisés, souvent de beaucoup plus petite taille que les installations de production nucléaires ou thermiques classiques sont censées être plus proches des lieux de consommation de l'électricité produite et éviter des investissements dans les réseaux de grand transport.

II. Hypothèses

Les filières de production thermique décentralisée ont été réparties en deux grandes familles : d'une part celles dont le degré de maturité laisse envisager un développement à court ou moyen terme et dont les données sont relativement solides (cogénération, petite hydraulique, biogaz, solaire photovoltaïque, éolien terrestre), d'autre part celles plus prospectives pour lesquelles l'incertitude sur les données est plus grande (pile à combustible, géothermie, énergie marine). La géothermie humide a été classée dans cette seconde catégorie, car hormis des réalisations bien connues dans les DOM, les autres perspectives de développement, notamment en métropole, relèvent encore de la prospective.

Concernant les filières thermiques décentralisées, il convient d'apporter quelques précisions sur le coût des combustibles retenu. Pour les installations fonctionnant au biogaz, la méthode de calcul utilisée consiste à séparer l'installation en un « amont » de traitement des déchets et de production de biogaz et un « aval » de conversion de ce biogaz en électricité, le lien entre les deux étant porté par un coût fictif d'achat du biogaz. Dans la mesure où il existe une alternative à la production de biogaz pour traiter les déchets, le coût de production du biogaz est défini comme la différence de coût de traitement entre la solution « biogaz » et une solution de référence de traitement des déchets sans valorisation énergétique

Dans le cas de la cogénération, le coût de production de l'électricité retenu est un coût net des coûts de combustible et d'investissement qui auraient été nécessaires, en l'absence de cogénération, à la production de chaleur réalisée par l'installation.

Pour la filière éolienne, une première approche du coût la perturbation de l'équilibre offre / demande liée à l'intermittence de la production a été réalisée. L'évolution importante de cette filière dans les années à venir la conduira en effet à prendre une place importante dans le parc de production, et rendra la question de la prévisibilité de la production et la gestion des fluctuations de production très importante.

Concernant les filières prises en compte, certaines ne sont pas encore matures en 2007 et réclament des efforts de R&D importants. Elles ne seront considérées que pour 2015. Des hypothèses sur le développement du marché pour ces technologies et des courbes d'apprentissage ont été utilisées pour appréhender l'évolution de la maturité de ces filières.

Les filières « biomasse » et « éolien en mer » n'ont pas été traitées dans la mesure où elles font l'objet d'appels d'offres en cours.

III. Coûts de production des moyens décentralisés

1. Coûts de production à l'horizon 2007

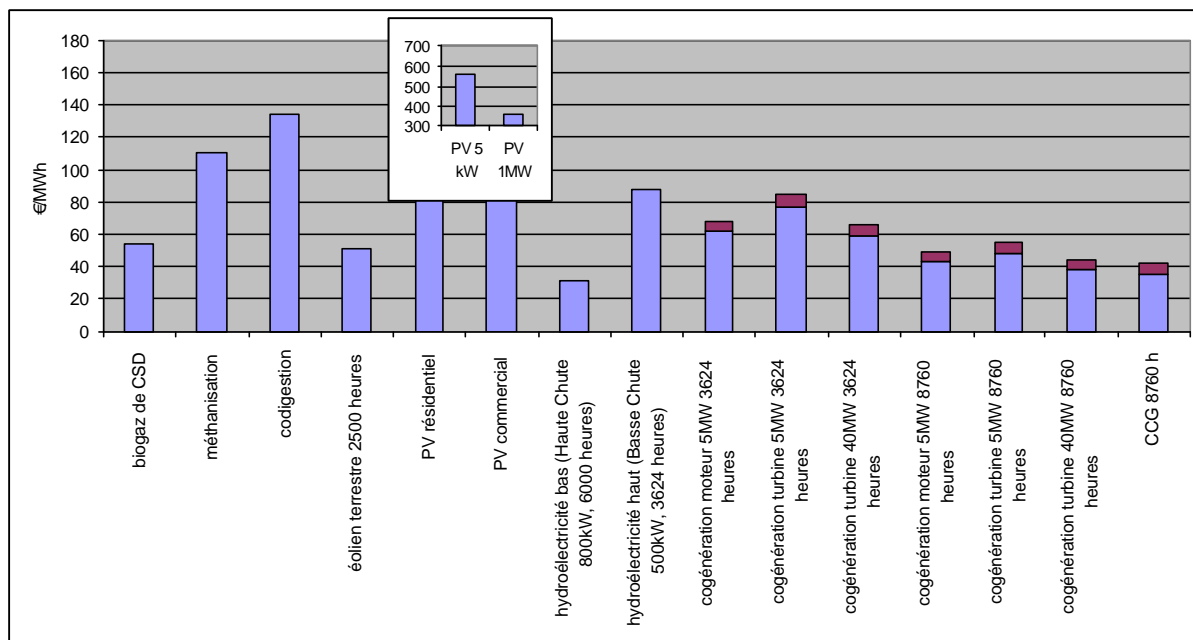


Figure 1 – coûts de production 2007. Actualisation 8%.

A titre de rappel on présente sur les figures de coûts le coût de production d'un CCG en base. Les surcoûts liés aux émissions de CO₂ (hypothèse : 20 €/tCO₂) sont indiquées pour les filières cogénération et CCG.

On considère par ailleurs que l'éolien devrait être affecté d'une externalité de 3 €/MWh pour tenir compte des effets de l'intermittence.

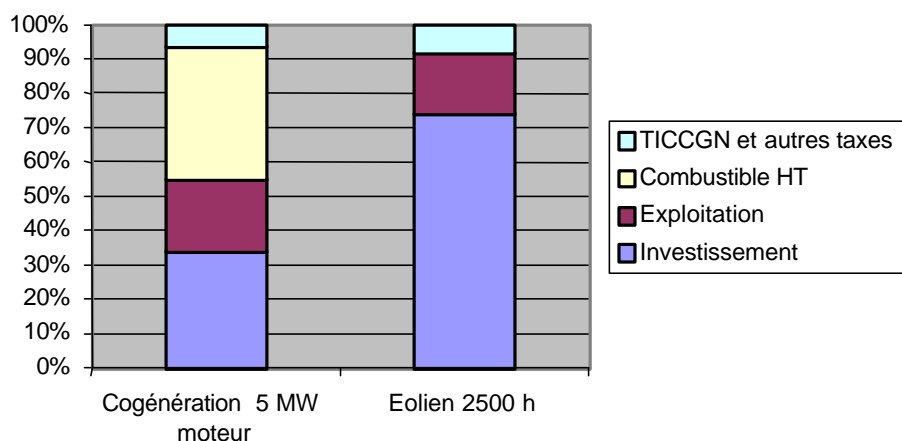


Figure 2 - décomposition des contributions aux coûts de production pour la cogénération et l'éolien.

Comme on peut le constater sur la figure décomposant le coût de production électrique à partir d'EnR ou de techniques de production performantes, le coût d'investissement a une part importante, et les différents taux d'actualisation ont un rôle prépondérant dans la détermination du coût de production.

2. Coûts de production à l'horizon 2015

Des hypothèses d'évolution des coûts d'investissement ont été réalisées pour la période 2007 – 2015, illustrées sur la Figure 3. Seules les filières éoliennes et solaires devraient voir une évolution importante, si les politiques de soutien au développement des énergies renouvelables se poursuivent. Dans ces deux cas, une approche par la méthode des taux d'apprentissage est adaptée.

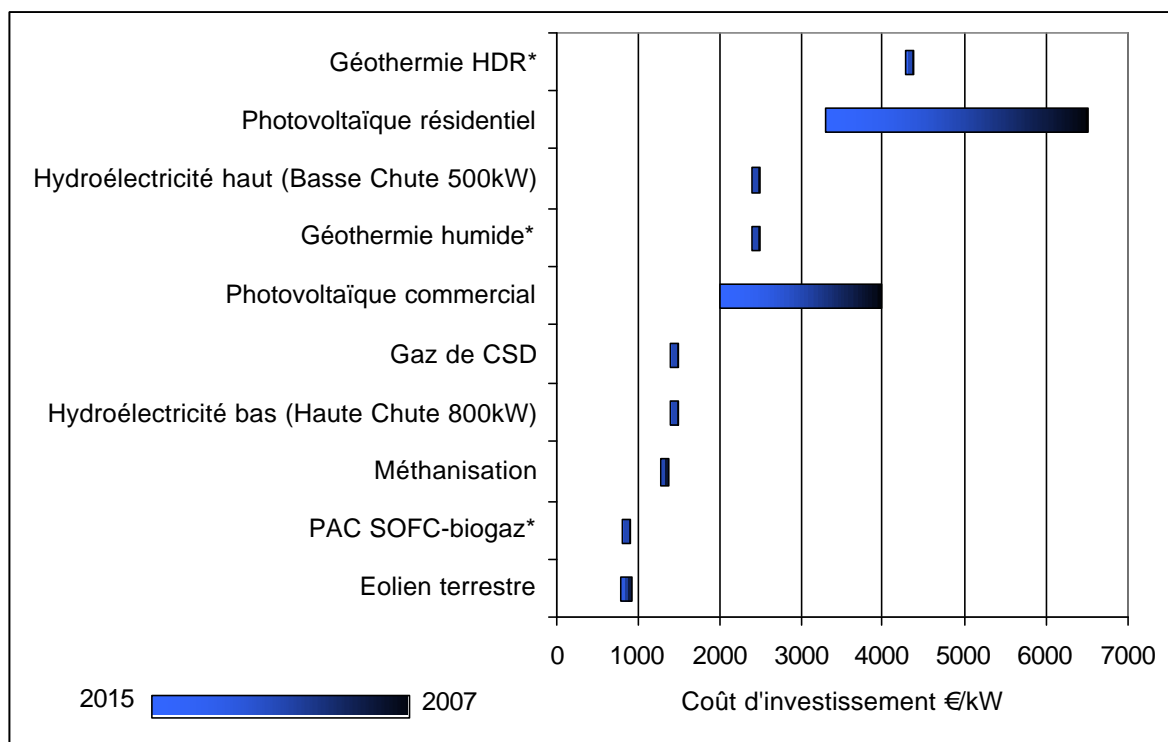


Figure 3 – coûts d'investissement des filières ENR en 2007 et 2015. (*) filières considérées en 2015 seulement.

L'hydraulique n'a pas fait l'objet d'une analyse particulière 2007-2015 : la forte variabilité des coûts d'investissement lié au site ne permet pas d'isoler des gains particuliers. L'impact de gains techniques sur les turbines permettra l'exploitation de sites qui sinon n'auraient pas été rentables compte tenu des conditions hydrologiques.

La géothermie haute température des roches chaudes sèches ou à partir de fluides binaires, les piles à combustible et les filières de production à partir de l'énergie des mer sont des filières qui ne seront arrivées à maturité qu'après 2010 et qui n'ont pas fait l'objet d'évaluations en 2007.

La Figure 4 présente les coûts de production estimés en 2015.

A l'horizon 2015, le surcoût d'ajustement de l'éolien pourrait être de l'ordre de 5 €/MWh pour un parc éolien de 12 GW.

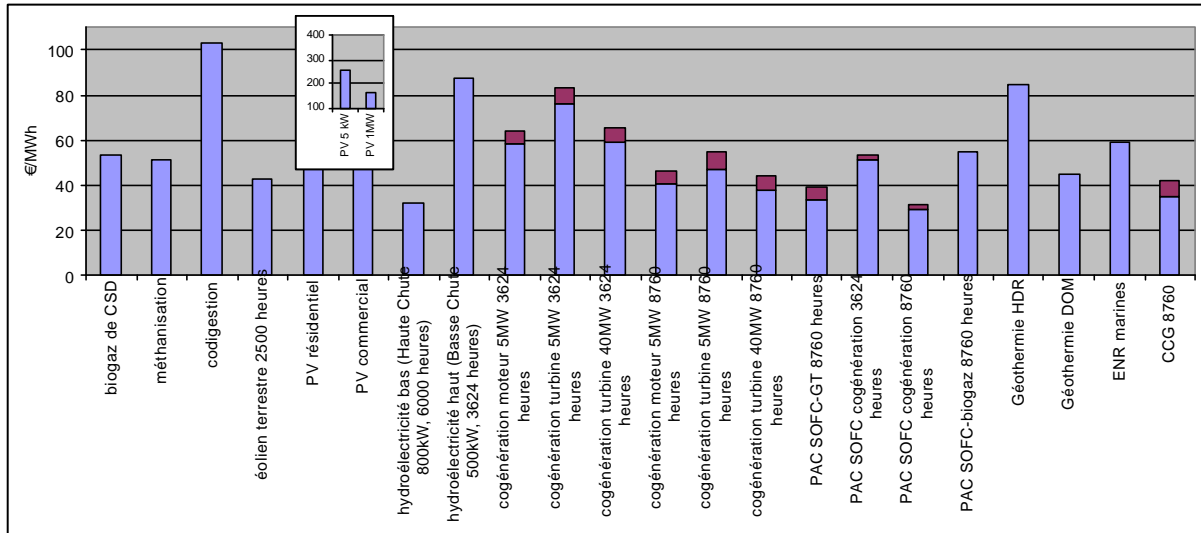


Figure 4 – coûts de production 2015. Actualisation 8%.

IV. Conclusions

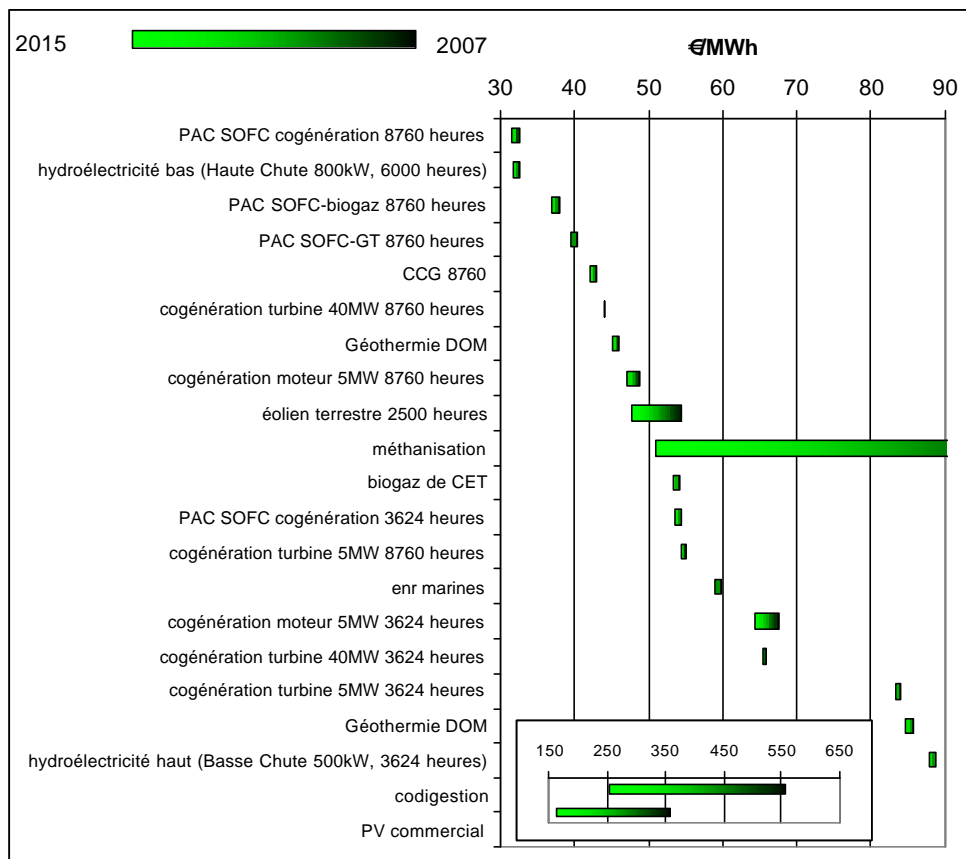


Figure 5 – Evolution des coûts de production de 2007 à 2015.

Les remarques préliminaires de l'introduction doivent cependant conduire à modérer cette constatation liminaire. La non prise en compte des économies de développement de réseau de transport électrique (très dépendante du site d'installation) ne permet pas en effet de statuer de façon certaine sur la compétitivité relative des filières centralisées ou décentralisée.

En 2015, plusieurs filières, notamment l'éolien, pourraient atteindre un niveau de coût comparable à celui d'un cycle combiné. Certaines filières comme les piles à combustible sont très prometteuses, mais sont soumises à des impératifs de progrès technologique très importants. Par ailleurs seule une vision détaillée du parc et notamment de la part de ces énergies dans la production permettrait d'aborder de façon robuste l'intermittence de certaines filières et le coût global.

Partie I - Filières matures

Cogénération au gaz naturel

La cogénération consiste en la production simultanée, à partir d'un combustible, ici, le gaz naturel, d'électricité et de chaleur. La chaleur est principalement récupérée sur les gaz d'échappement et/ou sur le circuit de refroidissement de l'équipement selon la technique utilisée.

D'une manière générale, on trouve deux grandes familles de cogénération, correspondant à des besoins industriels bien définis (eau chaude ou vapeur et pression élevée) : les moteurs et les turbines à combustion (TAC). Cette différence rend très fragile une comparaison trop rapide entre les différentes techniques de cogénération sur la base du seul coût de l'électricité. En effet, les techniques présentées ne sont pas forcément substituables. Pour la production de chaleur, ces équipements sont couplés avec une chaudière de récupération, avec ou sans post-combustion (c'est-à-dire, combustion d'un mélange « gaz d'échappement du moteur ou de la TAC + ajout de combustible » ; la chaudière de récupération est alors équipée d'un brûleur). La post-combustion est utilisée si le besoin en chaleur est supérieur au besoin en électricité. Les coûts de référence étant destinés à évaluer le coût du MWh électrique, nous limiterons à des installations sans post-combustion.

Pour cette étude, nous avons retenu des installations dont la puissance électrique varie de 0,5 MWe à 40 MWe, ce qui couvre une large gamme des produits disponibles. Méthode de calcul du coût de production d'électricité

L'exercice coût de référence nécessite d'isoler le coût imputable à la production d'électricité proprement dite à partir d'une installation qui, par définition, produit conjointement de l'électricité et de la chaleur. Il est donc nécessaire de faire une hypothèse sur la valorisation de la chaleur produite.

La méthode utilisée ici est la méthode dite de la chaudière équivalente, qui consiste à valoriser la chaleur produite en cogénération à partir du coût de production de cette même chaleur par une chaudière traditionnelle qui devrait être mise en œuvre en l'absence de cogénération. Par souci de simplification, on supposera que cette chaudière utilise le même combustible que celui qui est utilisé en cogénération.

La méthode retenue est celle de la valorisation au coût complet. Le coût de référence est donc le coût brut de production de l'électricité ramené au MWh électrique duquel on soustrait la valorisation de la chaleur.

Pour cette valorisation on prend en compte à la fois le coût d'investissement et les charges de combustible de la chaudière équivalente. Le coût de production d'électricité est alors obtenu à partir :

- Du « coût d'investissement équivalent » de la cogénération (coût d'investissement total de l'installation de cogénération – coût d'investissement évité de la chaudière équivalente) ;
- Du « coût résiduel de combustible » pour l'acheminement et les consommations (charges totales de combustible pour la cogénération - charges de combustible évité).

Dès lors que la cogénération permet de réaliser une économie globale par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur, cette méthode revient à imputer la totalité de l'économie à la production d'électricité. D'autres approches sont évidemment possibles, notamment en répercutant cette économie pour partie sur la production d'électricité et pour partie sur la production de chaleur.

Cette méthode suppose également qu'une cogénération permet systématiquement d'éviter un investissement dans une nouvelle chaudière, ce qui n'est pas forcément réaliste. En pratique, un grand

nombre de cogénérations sont installées sur des sites où il existe déjà une ou plusieurs chaudières permettant de répondre aux besoins thermiques. Par ailleurs, dans l'industrie, une chaudière peut également être installée pour assurer le secours ou le complément de la cogénération. Dans ce cas ou si la cogénération est installée sur un site existant possédant déjà une chaufferie, on pourrait estimer l'investissement évité grâce à la cogénération à 20 à 30 % seulement de l'investissement de la chaudière équivalente.

Toutefois, compte tenu de ce qui précède, les calculs sont également effectués en isolant :

- l'investissement évité pour la chaudière équivalente ;
- le coût de combustible évité.

On pourrait reconstituer un coût en ne retranchant que les coûts de combustible évités. Cette approche est bien entendu moins favorable au coût du MWh électrique produit à partir de cogénération que la première.

Dans tous les cas, on fait l'hypothèse qu'il y a pérennité du besoin thermique sur la durée de vie de la cogénération et que la totalité de la chaleur cogénérée est valorisée. Cette dernière hypothèse est optimiste puisqu'il n'y a pas forcément une concomitance complète entre les besoins électriques et les besoins thermiques. En pratique, la part de chaleur effectivement utilisée dépend de la courbe de charge du besoin thermique, du dimensionnement de la cogénération par rapport à cette courbe de charge, et de la durée de fonctionnement de la cogénération (la part de chaleur réellement valorisée tend à diminuer lorsque la durée de fonctionnement de la cogénération augmente). Bien entendu pour un dimensionnement donné, il y a normalement un intérêt à rechercher une utilisation maximale de la chaleur cogénérée.

Les caractéristiques de la chaudière équivalente utilisée sont les suivantes :

- coût d'investissement de cette chaudière ;
- rendement PCI fixé à 90 %.

Nota : les coûts d'investissement et les rendements retenus sont des valeurs moyennes qui ne doivent pas occulter la variabilité qui peut être observée autour de ces valeurs.

Les charges de combustible de la cogénération sont évaluées, dans les différents scénarios de prix. On ne prend pas en compte l'exonération de la TICGN dont bénéficient actuellement les installations de cogénération pendant les 5 premières années d'exploitation, en cohérence avec la démarche de l'étude qui consiste à calculer des coûts économiques actualisés en se plaçant du point de vue de la collectivité et non du point de vue de l'investisseur. En effet, cette exonération constitue une incitation financière et non un avantage économique intrinsèque de la cogénération.

V. Les moteurs

La puissance électrique des moteurs varie de quelques centaines de kW à 2,5 à 3 MW. Pour cette étude, nous avons retenu des moteurs de 0,5, 1 et 5 MWe (2 moteurs de 2,5 MW).

La chaleur est plutôt utilisée pour le chauffage, ou de façon générale pour répondre à des besoins de production d'eau chaude. Elle est essentiellement récupérée :

- sur les fumées d'échappement dont la température est très élevée (350 à 500°C) ;
- sur le circuit de refroidissement du bloc moteur haute température (80 à 95°C) ;

- sur le circuit de refroidissement des huiles de lubrification du moteur, la chaleur récupérée est à une température peu élevée (40 à 60°C) et est généralement rarement valorisée.

1. Installations de référence

Les rendements électrique et thermique évoluent peu avec la puissance. Pour le cas 5 MW, l'installation de deux moteurs implique que les pertes thermiques sont plus élevées, c'est pourquoi le rendement thermique retenu est légèrement inférieur aux cas 0,5 et 1 MW.

	Puissance électrique (en MW)	Rendement électrique sur PCI	Puissance thermique (en MW)	Rendement thermique sur PCI
2007	0,5	35,3 %	0,61	43 %
	1	38 %	1,12	42,5 %
	5	38,5 %	5,45	42 %
2015	0,5	37,3 %	0,55	41 %
	1	40 %	1,013	40,5 %
	5	40,5 %	4,937	40 %

Tableau 1 – Caractéristiques techniques des moteurs étudiés

2. Durée de vie

On retient pour toutes les installations une durée de vie de 20 ans.

3. Disponibilité

Le taux d'indisponibilité fortuite retenu est de 3%, quelle que soit la durée de fonctionnement. Le taux d'indisponibilité pour entretien est de 2% à 3624 heures et de 7% pour 8760 heures. En effet, la plus grande durée de fonctionnement ne permettra pas à l'exploitant de placer les phases d'entretien hors des périodes de production.

En règle générale, la maintenance sur les moteurs s'effectue toutes les 1000 heures de fonctionnement.

<i>Durée d'appel</i>	<i>3624 h</i>	<i>8760 h</i>	<i>Indisponibilité fortuite</i>
<i>Taux d'entretien 2007</i>	2 %	7 %	2007 : 3 % 2015 : 3 %
<i>Taux de disponibilité 2007</i>	95 %	90 %	
<i>Taux d'entretien 2015</i>	2 %	7 %	
<i>Taux de disponibilité 2015</i>	95 %	90 %	

Tableau 2 – Hypothèses de disponibilité pour les moteurs

4. Coûts

a) Coût d'investissement

Le tableau ci-dessous détaille le coût d'investissement pour les différentes cogénérations en fonction de leur puissance électrique.

Ce coût comprend :

- le coût du moteur et de l'aéroréfrigérant de secours ;
- la chaudière de récupération ;

- la création d'un local spécifique et les aménagements acoustiques ;
- les aménagements électriques intérieurs (cellules de couplage, ...) ;
- la régulation ;
- les frais d'études (environ 5 à 7 % du montant global du projet) ;
- le raccordement aux réseaux publics d'électricité.

Il ne comprend pas :

- la construction du réseau de chaleur.

Le coût de raccordement aux réseaux électriques varie en fonction de l'emplacement de l'installation. Si elle est implantée dans un site industriel, ce qui est le cas en règle générale, ce coût sera faible. En revanche, si la cogénération nécessite la construction d'un raccordement spécifique, le coût correspondant peut être très conséquent en fonction de sa longueur. Pour les moteurs de 0,5 et 1 MW, les coûts de raccordement électrique représentent environ 10% du coût d'investissement, et 5 % pour le moteur de 5 MW.

Coût de raccordement aux réseaux électriques (€/MWh)	0,5 MW	1 MW	5 MW
3624 heures	3,47	1,22	1,04
8760 heures	1,50	0,53	0,45

Tableau 3 – Coûts de raccordement pour les moteurs

Puissance (en MWe)	Coût d'investissement brut (€kWe 2001)	Coût d'investissement chaudière équivalente (en €kWth)
0,5	1 203	15
1	927	15
5	691	20

Tableau 4 – Coûts d'investissement des moteurs et de la chaudière équivalente

Compte tenu de la faible durée de réalisation des installations, (environ 18 mois entre le début des études et la mise en service), les intérêts intercalaires sont limités et le taux d'actualisation n'a que très peu d'incidence sur le coût d'investissement.

b) Charges d'exploitation et de combustible

Le tableau ci-dessous détaille les charges d'exploitation pour les différentes cogénérations en fonction de leur puissance électrique. Ces charges comprennent notamment, la maintenance de l'installation et l'assurance bris de machine.

Puissance (en MWe)	Charges d'exploitation (€/MWh)
0,5	15
1	14
5	13

Tableau 5 – Charges d'exploitation (variables + fixes) des moteurs

Les scénarios de prix du gaz naturel et les coûts d'approvisionnement retenus sont décrits dans la section relative aux prix des combustibles. Le cas moyen de transport retenu est Fos-Bourgogne.

Pour les autres cas, les coûts de transport peuvent varier mais la somme globale « transport + stockage » reste à peu près la même.

Puissance (MWe)	0,5		1		5	
Durée d'appel	3624	8760	3624	8760	3624	8760
Coût minimal (réseau de transport NTS 5)	5,26	1,05	4,96	0,91	4,67	0,79
Coût moyen(transport + stockage)	6,41	1,55	6,10	1,42	5,82	1,29
Coût maximal (situation défavorable, distribution)	10,89	3,85	9,38	3,20	7,98	2,58

Tableau 6 – Coût de transport du gaz pour les moteurs en 2007

Les cogénérations de 0,5 et 1 MW sont supposées raccordées au réseau de distribution. La centrale de 5 MW est supposée installée sur un site industriel avec un raccordement au réseau régional de transport de gaz.

c) Coûts externes

Le tableau ci-dessous indique les facteurs d'émission des centrales étudiées. Ces estimations n'intègrent ni les émissions de CO₂ liées à l'amont de la filière gaz, ni celles du cycle de vie de la centrale (construction, démantèlement, contenu en carbone des produits utilisés pour l'exploitation).

Puissance électrique (MWe)		0,5	1	5
Coefficient brut d'émission pour l'installation (kg/MWhe)	CO ₂	586	544	537
	NO _x	0,267	0,248	0,245
Coefficient d'émission évitée (kg/MWhe)	CO ₂	280	257	251
	NO _x	0,128	0,117	0,114
Coefficient net d'émission pour l'installation (kg/MWhe)	CO ₂	306	287	286
	NO _x	0,139	0,131	0,130

Tableau 7 – Emission de CO₂ des moteurs ¹ en 2007

Puissance électrique (MWe)		0,5 MWe	1 MWe	5 MWe
Coefficient brut d'émission pour l'installation (kg/MWhe)	CO ₂	555	517	511
	NO _x	0,253	0,236	0,233
Coefficient d'émission évitée (kg/MWhe)	CO ₂	253	233	227
	NO _x	0,115	0,106	0,104
Coefficient net d'émission pour l'installation (kg/MWhe)	CO ₂	302	284	284
	NO _x	0,137	0,130	0,129

Tableau 8 – Emission de CO₂ des moteurs en 2015

¹ Coefficient net d'émission = Coefficient brut d'émission pour l'installation – Coefficient d'émission évitée

Une évaluation des coûts externes correspondants à ces émissions de CO₂, et de NO_x est proposée dans le tableau ci-dessous.

<i>Dommages en €/MWh</i>		<i>CO₂</i>			<i>NO_x</i>		
<i>Valeur de la tonne émise</i>		<i>4 \$/t</i>	<i>20 \$/t</i>	<i>50 \$/t</i>	<i>1000 \$/t</i>	<i>2000 \$/t</i>	<i>15000 \$/t</i>
Coût brut pour l'installation globale	0,5 MW	2,34	11,72	29,30	0,27	0,53	4,01
	1 MW	2,18	10,89	27,22	0,25	0,50	3,72
	5 MW	2,15	10,75	26,87	0,24	0,49	3,67
Coût évité	0,5 MW	- 1,12	- 5,61	- 14,01	- 0,13	- 0,26	- 1,92
	1 MW	- 1,03	- 5,15	- 12,87	- 0,12	- 0,23	- 1,76
	5 MW	- 1,00	- 5,02	- 12,55	- 0,11	- 0,23	- 1,72
Coût net	0,5 MW	1,22	6,12	15,29	0,14	0,28	2,09
	1 MW	1,15	5,74	14,35	0,13	0,26	1,96
	5 MW	1,15	5,73	14,32	0,13	0,26	1,96

Tableau 9 – Coûts externes des émissions des moteurs² en 2007

<i>Dommages en €/MWh</i>		<i>CO₂</i>			<i>NO_x</i>		
<i>Valeur de la tonne émise</i>		<i>4 \$/t</i>	<i>20 \$/t</i>	<i>50 \$/t</i>	<i>1000 \$/t</i>	<i>2000 \$/t</i>	<i>15000 \$/t</i>
Coût brut pour l'installation globale	0,5 MW	2,22	11,09	27,73	0,25	0,51	3,79
	1 MW	2,07	10,34	25,86	0,24	0,47	3,54
	5 MW	2,04	10,22	25,54	0,23	0,47	3,49
Coût évité	0,5 MW	- 1,01	- 5,06	- 12,65	- 0,12	- 0,23	- 1,73
	1 MW	- 0,93	- 4,66	- 11,65	- 0,11	- 0,21	- 1,59
	5 MW	- 0,91	- 4,54	- 11,36	- 0,10	- 0,21	- 1,55
Coût net	0,5 MW	1,21	6,03	15,08	0,14	0,27	2,06
	1 MW	1,14	5,68	14,21	0,13	0,26	1,94
	5 MW	1,13	5,67	14,18	0,13	0,26	1,94

Tableau 10 – Coûts externes des émissions des moteurs en 2015

5. Résultats

Le tableau ci-dessous détaille les coûts évités en investissement et en combustible, ainsi que les coûts bruts et nets de production pour un fonctionnement en hiver.

Actualisation 8% - 3,3\$/Mbtu - 1€\$		0,5 MWe	1 MWe	5 MWe
3624 heures				
Coût brut (€/MWh)		126,54	103,28	87,43
Coût évité (€/MWh)	Investissement	- 0,70	- 0,64	- 0,94
	Combustible	- 40,43	- 32,82	- 24,69
Coût net (hors CO₂ évité) (€/MWh)		85,41	69,82	61,81

Tableau 11 – Décomposition du coût net de production pour les moteurs (hors CO₂) en 2007

Les coûts complets nets de production des moteurs étudiés sont présentés dans le tableau ci-après pour des hypothèses médianes (1\$ = 1 € gaz à 3,3\$/Mbtu [11,26 €/MWh PCS], actualisation 8%) et des fonctionnements en hiver et en base. Une présentation des coûts de production en fonction de l'ensemble des scénarios et paramètres retenus est proposée en annexe.

² Coût net = Coût brut – Coût évité

Actualisation 8% - 3,3\$/Mbtu - 1€/\$ 3624 heures		0,5 MWe	1 MWe	5 MWe
Coût brut (€MWh)		123,16	100,35	84,84
Coût évité (€MWh)	Investissement	- 0,63	- 0,58	- 0,85
	Combustible	- 37,49	- 30,20	- 25,47
Coût net (hors CO₂ évité) (€MWh)		85,04	69,57	58,52

Tableau 12 – Décomposition du coût net de production pour les moteurs (hors CO₂) en 2015

2007 surcoût en €MWh	0,5 MWe	1 MWe	5 MWe
3624 heures			
investissement +10%	3,82	2,55	2,18
disponibilité +1%	-0,46	-0,33	-0,27
rendement +1%	-1,17	-0,91	-0,69
durée de vie +5 ans	-3,02	-2,01	-1,68
durée de vie - 5ans	5,54	3,68	3,08
8760 heures			
investissement +10%	1,66	1,11	0,94
disponibilité +1%	-0,22	-0,17	-0,14
rendement +1%	-0,79	-0,64	-0,53
durée de vie +5 ans	-1,30	-0,87	-0,73
durée de vie - 5ans	2,39	1,59	1,33

Tableau 13 : sensibilité des coûts 2007 pour les moteurs

2015 surcoût en €MWh	0,5 MWe	1 MWe	5 MWe
3624 heures			
investissement +10%	3,41	2,37	1,99
disponibilité +1%	-0,45	-0,33	-0,25
rendement +1%	-0,17	-0,12	0,02
durée de vie +5 ans	-3,03	-2,01	-1,69
durée de vie - 5ans	5,55	3,69	3,09
8760 heures			
investissement +10%	1,48	1,03	0,86
disponibilité +1%	-0,22	-0,16	-0,13
rendement +1%	-0,14	-0,09	-0,01
durée de vie +5 ans	-1,31	-0,87	-0,73
durée de vie - 5ans	2,39	1,59	1,33

Tableau 14 : sensibilité des coûts 2015 pour les moteurs

On peut noter que l'investissement évité ne pèse pas de façon déterminante sur le coût de production du MWh électrique.

Actualisation 8% - 3,3\$/Mbtu - 1€\$ coût de production en €/MWh	0,5 MWe		1 MWe		5 MWe	
	Coût	Raccordement	Coût	Raccordement	Coût	Raccordement
3624 h en 2007	85,41	3,47	69,82	1,22	61,81	1,04
8760 h en 2007	55,68	1,50	47,73	0,53	43,12	0,45
3624 h en 2015	85,04	3,47	69,57	1,22	58,52	1,04
8760 h en 2015	55,38	1,50	47,52	0,53	41,17	0,45

Tableau 15 – Coût net de production des moteurs (hors CO₂)

Ces calculs tiennent bien évidemment compte des économies de gaz du fait que l'on a cogénération.

Les figures ci-dessous présentent la décomposition du coût de production d'une cogénération de 5 MWe, fonctionnant 3624 heures et 8760 heures par an, avec un taux d'actualisation de 8%, et un prix du combustible de 3,3\$/MBtu.

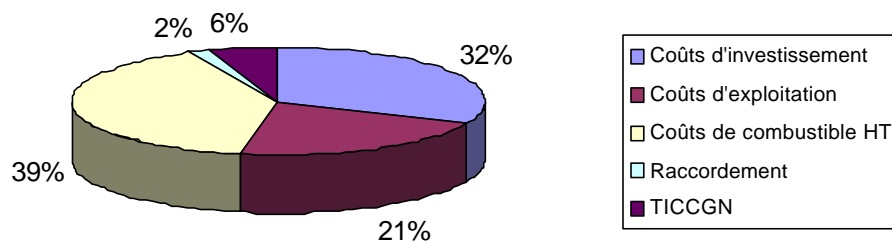


Figure 6 : Décomposition du coût de production pour une installation moteur de 5 MWe sur 3624 heures - actualisation 8%

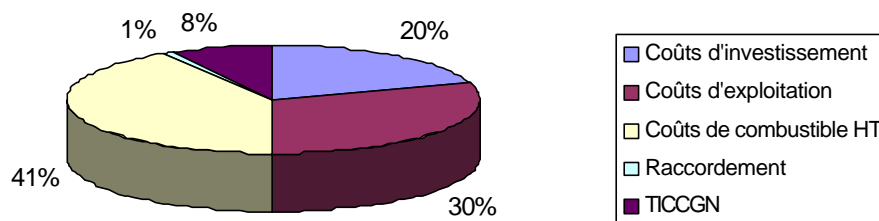


Figure 7 – Décomposition du coût de production pour une installation moteur de 5 MWe sur 8760 heures - actualisation 8%

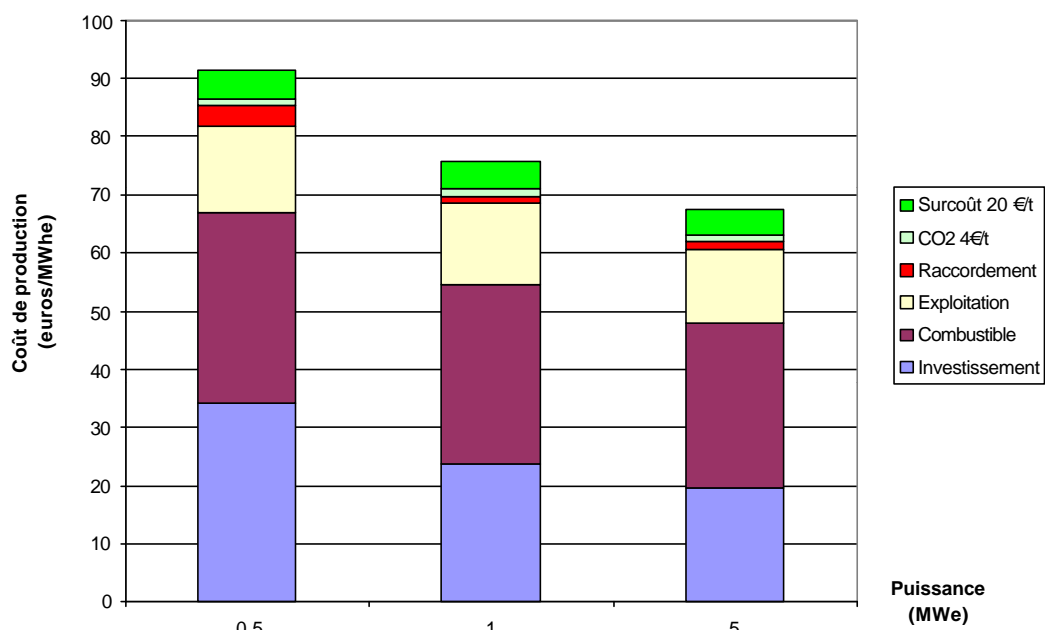


Figure 8 – Décomposition du coût de production du MWe pour les moteurs (actualisation 8%, 3624 h, 1€=1\$, avec coûts de CO₂)

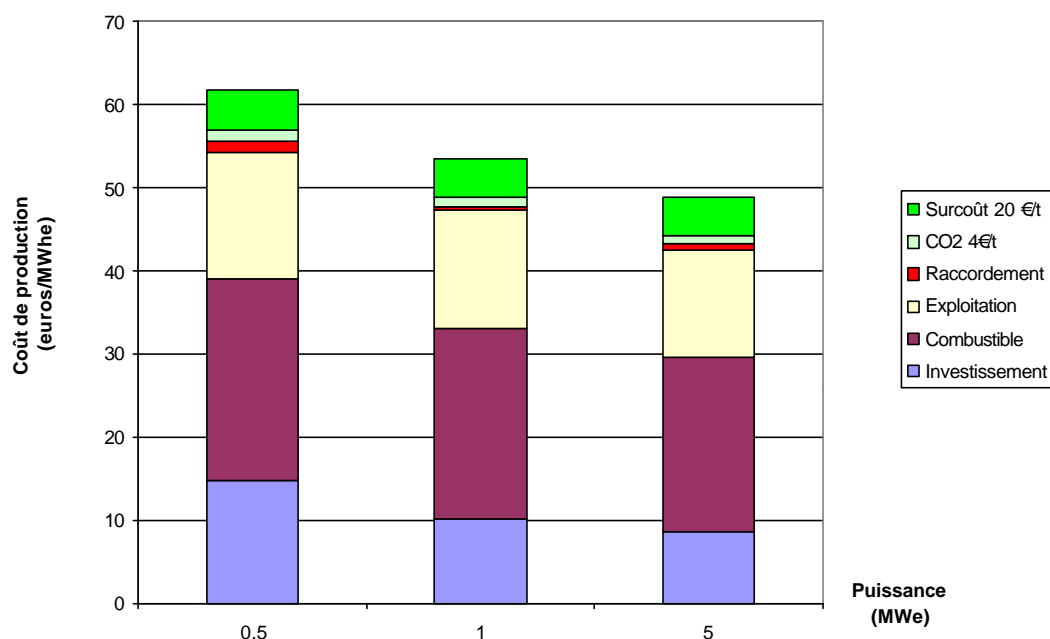


Figure 9 – Décomposition du coût de production du MWe pour les moteurs (actualisation 8%, 8760 h, 1€=1\$, avec coûts de CO₂)

VI. Les Turbines à combustion

1. Principe de fonctionnement

Un mélange de combustible et d'air comprimé entre 15 et 20 bars est brûlé dans une chambre à combustion. Les fumées de combustions à très hautes pression et température sont détendues dans une turbine, couplée à un alternateur pour la production électrique et au compresseur d'air comburant. L'énergie thermique des gaz d'échappement est ensuite récupérée dans une chaudière pour produire de la vapeur d'eau ou de l'eau pressurisée. Les gaz d'échappement dont la température atteint généralement 400°C à 500°C peuvent également être utilisés directement au sein d'un process industriel.

La puissance électrique des TAC varie entre quelques centaines de kW à quelques centaines de MW. La chaleur est plutôt utilisée au sein d'un process industriel nécessitant une pression et une température élevées. Ce type d'installation nécessite en règle générale la construction d'une plateforme spécifique sur le site industriel, dalle béton sur laquelle sera installée le « package TAC ».

2. Installations de référence

	Puissance électrique (MW)	Rendement électrique sur PCI	Puissance thermique (MW)	Rendement thermique sur PCI
2007	5	30 %	7,00	42%
	11	30 %	15,40	42%
	40	36 %	44,44	40%
2015	5	32 %	6,25	40 %
	11	32 %	13,75	40 %
	40	38 %	40	38 %

Tableau 16 – Caractéristiques techniques des TAC

Une TAC de 40 MW permet d'atteindre un bon rendement électrique (36% sur PCI), alors que les TAC de moindre puissance présentent des rendements électriques plus faibles. Les rendements électriques pris en compte sont des rendements moyens, intégrant une perte de rendement en exploitation par rapport aux performances nominales des machines. Toutes choses égales par ailleurs, le rendement électrique tend à diminuer lorsque le rendement thermique augmente. Toutefois, ceci n'est pas une règle absolue, car le rendement thermique dépend aussi des caractéristiques de vapeur produite (pression et température).

3. Durée de vie

On retient pour toutes les installations une durée de vie de 20 ans pour un fonctionnement en base.

4. Disponibilité

Le taux d'indisponibilité fortuite retenu est de 3%, quelle que soit la durée de fonctionnement. Le taux d'indisponibilité pour entretien est de 2% à 3624 heures et de 5 % pour 8760 heures en 2007.

Les TAC nécessitent un entretien moins fréquent que les moteurs, mais les visites sont plus longues et plus poussées.

<i>Durée d'appel</i>	<i>3624 h</i>	<i>8760 h</i>	<i>Indisponibilité</i>
<i>Taux d'entretien 2007</i>	<i>2,9 %</i>	<i>5 %</i>	<i>fortuite</i>
<i>Taux de disponibilité ' 2007</i>	<i>94,3 %</i>	<i>92, 2 %</i>	<i>2007 : 2,8 % 2015 : 2 %</i>
<i>Taux d'entretien 2015</i>	<i>1,8 %</i>	<i>3,1 %</i>	
<i>Taux de disponibilité 2015</i>	<i>96,2 %</i>	<i>94,9 %</i>	

Tableau 17 – Hypothèses de disponibilité pour les TAC

5. Coûts

a) Coût d'investissement

Le tableau ci-dessous détaille le coût d'investissement pour les différentes cogénérations en fonction de leur puissance électrique.

Ce coût comprend :

- le coût de la TAC ;
- la chaudière de récupération (process industriel) ;
- le diverter (système d'évacuation de chaleur de secours en cas de défaillance de la chaudière) ;
- la création de la dalle béton ;
- les auxiliaires ;
- les installations de traitement d'eau ;
- les conduits d'évacuation des fumées ;
- les frais d'étude (environ 5 % du montant global du projet).
- le raccordement aux réseaux publics d'électricité.

Il ne comprend pas :

- la construction du réseau de chaleur (entre la plate-forme cogénération et le process industriel).

Pour les TAC, les coûts de raccordement électrique représentent environ 5 % du coût d'investissement.

Coût de raccordement aux réseaux électriques (€/MWh)	5 MW	11 MW	40 MW
3624 heures	1,15	1,11	0,94
8760 heures	0,48	0,47	0,39

Tableau 18– Coûts de raccordement pour les TAC

Puissance (MWe)	Coût d'investissement brut (€/kWe 2001)	Coût d'investissement chaudière équivalente (€/kWh)
5	781	35
11	753	35
40	650	40

Tableau 19 – Coûts d'investissement des TAC

La hausse des coûts d'investissement pour la chaudière équivalente s'explique par la spécificité des chaudières de grande puissance thermique.

Compte tenu de la faible durée de réalisation des installations, (environ 18 mois entre le début des études et la mise en service), les intérêts intercalaires sont limités et le taux d'actualisation n'a que très peu d'incidence sur le coût d'investissement.

b) Charges d'exploitation

Le tableau ci-dessous détaille les charges d'exploitation pour les différentes cogénérations en fonction de leur puissance électrique. Les charges variables incluent notamment les visites d'entretien de l'appareil. Les charges fixes comprennent notamment l'assurance bris de machine et les frais du personnel de surveillance de l'installation³.

Puissance (MWe)	Charges variables (€/Mwhe)	Charges fixes (€/kWe)
5	6,25	40
11	6,25	35
40	4,5	18

Tableau 20 – Coûts d'exploitation des TAC

c) Charges de combustible

Les scénarios de prix du gaz naturel et les coûts d'approvisionnement retenus sont décrits dans la section relative aux prix des combustibles.

L'installation est supposée raccordée au réseau de transport de gaz. Le cas moyen de transport retenu est Fos-Bourgogne. Pour les autres cas, les coûts de transport peuvent varier mais la somme globale « transport + stockage » reste à peu près la même.

³ le personnel assurant la surveillance de la TAC est supposé assurer cette fonction pour l'ensemble de l'installation industrielle et les chiffres fournis par les exploitants ont été revus pour n'en garder que la partie représentative des tâches relatives à la cogénération.

Puissance (MW)	5		11		40	
Durée d'appel	3624	8760	3624	8760	3624	8760
Grand transport + stockage	4,68	0,72	4,65	0,71	4,63	0,70
Transport (y compris régional 4) + stockage	5,84	1,21	5,81	1,19	5,79	1,19
Transport (y compris régional 4 et distribution 4) + stockage	7,94	2,46	7,79	2,39	7,71	2,36

Tableau 21 – Coût de transport du gaz pour les TAC en 2007

d) Coûts externes

Le tableau ci-dessous indique les facteurs d'émission des centrales étudiées. Ces estimations n'intègrent ni les émissions de CO₂ liées à l'amont de la filière gaz, ni celles du cycle de vie de la centrale (construction, démantèlement, contenu en carbone des produits utilisés pour l'exploitation).

Puissance électrique (MWe)		5 MWe	11 MWe	40 MWe
Coefficient brut d'émission (kg/MWhe)	CO ₂	690	690	575
	NO _x	0,314	0,314	0,262
Coefficient d'émission évitée (kg/MWhe)	CO ₂	322	322	256
	NO _x	0,147	0,147	0,116
Coefficient net d'émission pour l'installation (kg/MWhe)	CO ₂	367	367	319
	NO _x	0,167	0,167	0,145

Tableau 22 – Emission de CO₂ des TAC⁴ en 2007

Puissance électrique (MWe)		5 MWe	11 MWe	40 MWe
Coefficient brut d'émission (kg/MWhe)	CO ₂	646	646	544
	NO _x	0,295	0,295	0,248
Coefficient d'émission évitée (kg/MWhe)	CO ₂	288	288	230
	NO _x	0,131	0,131	0,105
Coefficient net d'émission pour l'installation (kg/MWhe)	CO ₂	359	359	314
	NO _x	0,164	0,164	0,143

Tableau 23 – Emission de CO₂ des TAC en 2015

Une évaluation des coûts externes correspondants à ces émissions de CO₂ et de NO_x est proposée dans le tableau ci-dessous.

⁴ Coefficient net d'émission = Coefficient brut d'émission – Coefficient d'émission évitée

<i>Dommages en €/MWh</i>		<i>CO₂</i>			<i>NO_x</i>		
<i>Valeur de la tonne émise</i>		<i>4 \$/t</i>	<i>20 \$/t</i>	<i>50 \$/t</i>	<i>1000 \$/t</i>	<i>2000 \$/t</i>	<i>15000 \$/t</i>
Coût brut pour l'installation globale	5 MW	2,76	13,79	34,48	0,31	0,63	4,71
	11 MW	2,76	13,79	34,48	0,31	0,63	4,71
	40 MW	2,30	11,49	28,73	0,26	0,52	3,93
Coût évité	5 MW	- 1,29	- 6,44	- 16,11	- 0,15	- 0,29	- 2,20
	11 MW	- 1,29	- 6,44	- 16,11	- 0,15	- 0,29	- 2,20
	40 MW	- 1,02	- 5,11	- 12,78	- 0,12	- 0,23	- 1,75
Coût net	5 MW	1,47	7,35	18,37	0,17	0,33	2,51
	11 MW	1,47	7,35	18,37	0,17	0,33	2,51
	40 MW	1,28	6,38	15,95	0,15	0,29	2,18

Tableau 24 – Coûts externes des émissions des TAC⁵ en 2007

<i>Dommages en €/MWh</i>		<i>CO₂</i>			<i>NO_x</i>		
<i>Valeur de la tonne émise</i>		<i>4 \$/t</i>	<i>20 \$/t</i>	<i>50 \$/t</i>	<i>1000 \$/t</i>	<i>2000 \$/t</i>	<i>15000 \$/t</i>
Coût brut pour l'installation globale	5 MW	2,59	12,93	32,32	0,29	0,59	4,42
	11 MW	2,59	12,93	32,32	0,29	0,59	4,42
	40 MW	2,18	10,89	27,22	0,25	0,50	3,72
Coût évité	5 MW	- 1,15	- 5,75	- 14,38	- 0,13	- 0,26	- 1,97
	11 MW	- 1,15	- 5,75	- 14,38	- 0,13	- 0,26	- 1,97
	40 MW	- 0,92	- 4,60	- 11,50	- 0,10	- 0,21	- 1,57
Coût net	5 MW	1,44	7,18	17,94	0,16	0,33	2,45
	11 MW	1,44	7,18	17,94	0,16	0,33	2,45
	40 MW	1,26	6,29	15,71	0,14	0,29	2,15

Tableau 25– Coûts externes des émissions des TAC en 2015

6. Résultats

Le tableau ci-dessous détaille les coûts évités en investissement et en combustible, ainsi que les coûts bruts et nets de production pour un fonctionnement en hiver.

Actualisation 8% - 3,3\$/Mbtu - 1€\$ 3624 heures		5 MWe	11 MWe	40 MWe
Coût brut (€/MWh)		109,77	107,33	85,66
Coût évité (€/MWh)	Investissement	- 1,41	- 1,41	- 1,28
	Combustible	- 31,69	- 31,57	- 25,01
Coût CDR (€/MWh)		76,67	74,34	59,38

Tableau 26 – Décomposition du coût net de production pour les TAC (hors CO₂) en 2007

⁵ Coût net = Coût brut – Coût évité

2007 surcoût en €/MWh	5 MWe	11 MWe	40 MWe
	3624 heures		
investissement +10%	2,41	2,33	1,96
disponibilité +1%	-0,42	-0,40	-0,31
rendement +1%	-1,12	-1,12	-0,81
durée de vie +5 ans	-1,83	-1,76	-1,48
durée de vie - 5ans	3,36	3,23	2,72
	8760 heures		
investissement +10%	1,02	0,98	0,83
disponibilité +1%	-0,20	-0,20	-0,15
rendement +1%	-0,85	-0,85	-0,62
durée de vie +5 ans	-0,77	-0,74	-0,62
durée de vie - 5ans	1,41	1,36	1,14

Tableau 27 : sensibilité des coûts de production TAC 2007

2015 surcoût en €/MWh	5 MWe	11 MWe	40 MWe
	3624 heures		
investissement +10%	2,17	2,09	1,76
disponibilité +1%	-0,33	-0,32	-0,24
rendement +1%	-0,23	-0,23	-0,09
durée de vie +5 ans	-1,85	-1,78	-1,49
durée de vie - 5ans	3,39	3,26	2,74
	8760 heures		
investissement +10%	0,92	0,88	0,74
disponibilité +1%	-0,16	-0,15	-0,12
rendement +1%	-0,22	-0,22	-0,10
durée de vie +5 ans	-0,78	-0,75	-0,63
durée de vie - 5ans	1,42	1,37	1,15

Tableau 28 : sensibilité des coûts de production TAC 2007

Actualisation 8% - 3,3\$/Mbtu - 1€/\$		5 MWe	11 MWe	40 MWe
3624 heures				
Coût brut (€/MWh)		105,55	103,11	82,70
Coût évité (€/MWh)	Investissement	- 1,26	- 1,26	- 1,15
	Combustible	- 28,31	- 28,20	- 22,51
Coût CDR (€/MWh)		75,98	73,65	59,04

Tableau 29 - Décomposition du coût net de production pour les TAC (hors CO₂) en 2015

Les coûts complets de production des TAC étudiées sont présentés dans le tableau ci-dessous pour des hypothèses médianes (1\$ = 1 € gaz à 3,3\$/MBtu, actualisation 8%). Une présentation des coûts de production en fonction de l'ensemble des scénarios et paramètres retenus est proposée en annexe.

Actualisation 8% - 3,3\$/Mbtu - 1€\$ coût de production en €/MWh	5 MWe	11 MWe	40 MWe
3624 h en 2007	76,67	74,34	59,38
8760 h en 2007	47,69	46,71	37,83
3624 h en 2015	75,98	73,65	59,04
8760 h en 2015	47,12	46,14	37,54

Tableau 30 – Coûts net de production des TAC (hors CO₂)

Ces calculs tiennent bien évidemment compte des économies de gaz du fait que l'on a cogénération.

Les figures ci-dessous présentent la décomposition du coût de production d'une cogénération de 11 MWe, fonctionnant 3624 heures et 8760 heures par an, avec un taux d'actualisation de 8%, et un prix du combustible de 3,3 \$/MBtu.

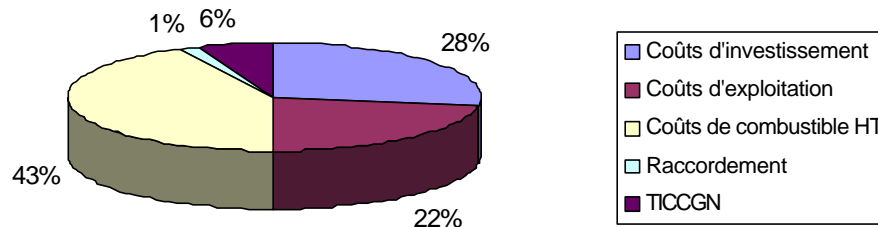


Figure 10 – Décomposition du coût de production pour une TAC de 11 MWe sur 3624 heures (actualisation 8%)

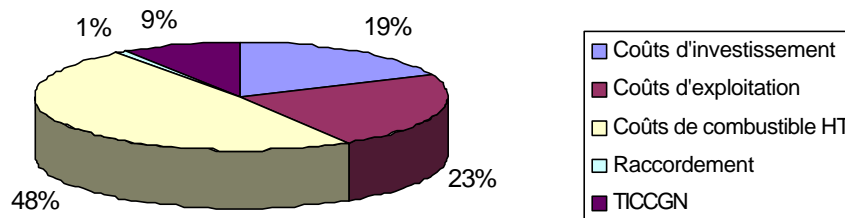


Figure 11 – Décomposition du coût de production pour une TAC de 11 MWe sur 8760 heures (actualisation 8%)

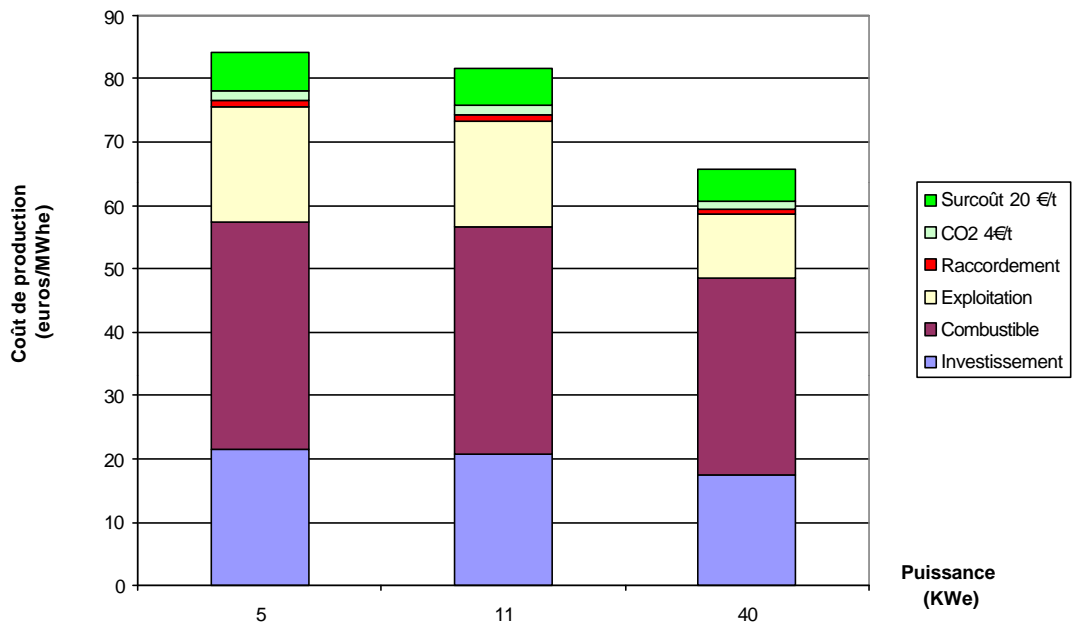


Figure 12 – Décomposition du coût de production du MWe pour les TAC (actualisation 8%, 3624 h, 1€=1\$, avec coût de CO₂)

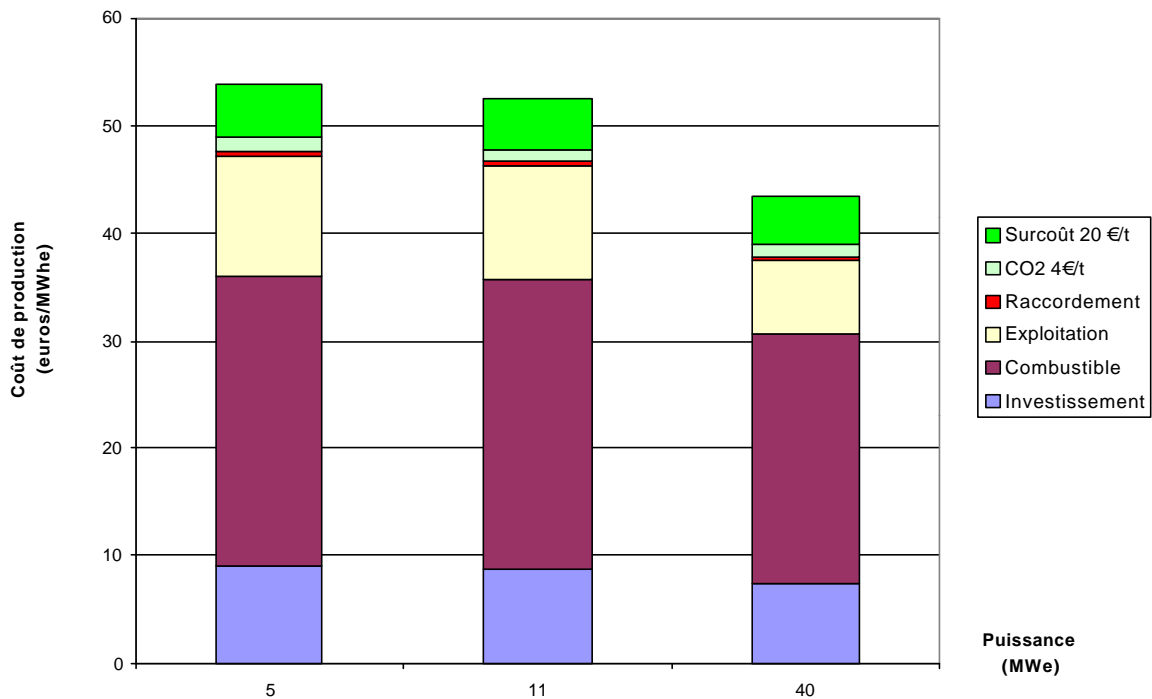


Figure 13 – Décomposition du coût de production du MWe pour les TAC (actualisation 8%, 8760 h, 1€=1\$, avec coûts de CO₂)

VII. Les Turbines à vapeur à contre-pression (TAV)

Ce type d'installation a l'avantage de fonctionner avec n'importe quel type de combustible (gaz naturel, charbon, déchets). Des chaudières à haute pression produisent de la vapeur qui sera détendue dans une turbine, entraînant un alternateur. La vapeur basse pression ainsi obtenue peut alors être utilisée dans un process industriel. La puissance électrique des TAV varie de quelques MW à plusieurs centaines de MW.

Ce mode de cogénération est surtout installé lorsque le besoin en chaleur est très important (exemple : papeteries). En effet, pour ce type d'installation, le rendement électrique n'est que de l'ordre de 15 %, pour un rendement thermique de 75 %. Le rendement global de l'installation est donc excellent.

Chaque installation est spécifique en fonction des besoins en chaleur, en vapeur et en pression. Des coûts de production seront publiés lors de la prochaine mise à jour des coûts de référence.

Petite hydroélectricité (puissance inférieure à 4,5MW)

L'hydroélectricité constitue un moyen particulièrement intéressant de production - dans le contexte actuel de volonté forte de réduction des émissions de gaz à effet de serre - dans la mesure où elle ne génère pas de tels gaz et constitue la principale énergie renouvelable à pouvoir être utilisée pour l'équilibre en temps réel du réseau. Le développement de l'hydroélectricité doit contribuer par ailleurs au respect de nos engagements européens de produire, d'ici 2010, 21% de notre électricité à partir d'énergies renouvelables. En particulier le développement de la petite hydroélectricité est susceptible de constituer un gisement intéressant.

La difficulté de l'approche économique réside dans le fait que les conditions d'installation peuvent se révéler très dépendantes du site d'installation de l'ouvrage, et donc gêner l'établissement d'un coût de référence. C'est pourquoi cinq cas ont été retenus. Ils s'appuient sur des données fournies par les producteurs qui sont remerciés pour leur collaboration.

Encart : éléments de description des installations hydroélectriques

Les machines sont principalement de trois types :

- Pour les hautes chutes, de plus de 200m, les turbines sont généralement de type Pelton, avec des roues à augets, un axe vertical ou horizontal
- Pour les chutes de 30m à 200m voire 300m, les turbines sont principalement de type Francis.
- Les basses chutes sont le plus souvent équipées de turbines Kaplan ou à hélices mais également de turbines Francis dans un tiers des installations.

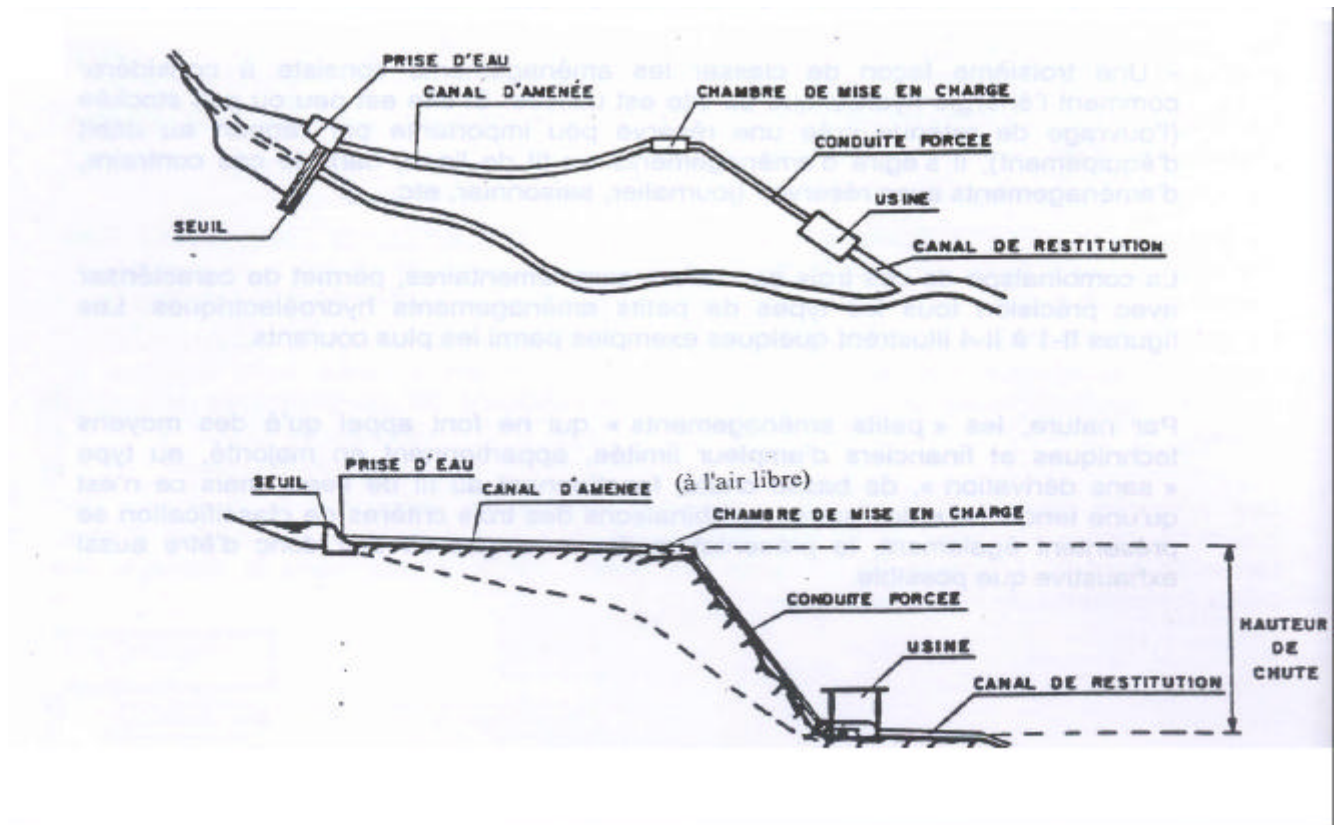
A cette catégorisation par caractéristique « physique » se superpose une description plus énergétique par puissance : l'union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique classe les petites centrales en :

- Petites centrales (puissance supérieure à 2000 kW)
- Mini-centrales (entre 500kW et 2000kW)
- Micro-centrales (entre 20kW et 500kW)
- Pico-centrales (moins de 20kW)

La description des composantes de la centrale hydroélectrique est la suivante :

- Un ouvrage de prise d'eau, le plus souvent construit en béton, dont le but est d'amener l'eau dans la turbine ; pour les centrales de basse chute, l'usine est soit intégrée directement sur le barrage, soit placée à l'extrémité d'un canal.
- Un canal d'amenée et/ou une conduite forcée, muni d'une grille qui retient les corps solides charriés par le cours d'eau.
- Une turbine qui transforme l'énergie fournie par la chute d'eau en énergie mécanique
- Une générateur qui produit de l'énergie électrique à partir de l'énergie mécanique de la turbine
- Un système de régulation

VIII. Caractéristiques techniques



1. Installations de référence

Une fois citée la classification ci-dessus, force est de constater que les coûts sont très dépendants du site retenu. La simple installation de l'usine, selon les caractéristiques du site peut se révéler problématique si des travaux à même la roche en montagne sont nécessaires. Au contraire les caractéristiques favorables du site (un rétrécissement de la circulation d'eau par exemple) peuvent éviter la réalisation de conduites forcées, les conditions naturelles la rendant possible sans intervention.

Le fonctionnement d'une centrale hydroélectrique suppose l'utilisation de la force motrice de l'eau. La caractérisation administrative des chutes se fait par la puissance maximale brute (PMB). Celle-ci est égale à $9,81 \cdot \text{Débit (m}^3/\text{s)} \cdot \text{hauteur (m)}$ et est en kW. C'est la puissance maximale que l'on pourrait retirer avec un rendement unitaire de toute l'installation (de la prise d'eau à l'évacuation d'eau).

Les installations existantes sont très diverses : la hauteur de chute d'une part, les caractéristiques du site qui influenceront sur les travaux de génie civil à entreprendre, le débit utilisable pour le fonctionnement de l'aménagement entre autres. Cette grande diversité des critères à prendre en compte conduit à considérer une fourchette, qui est sous-tendue par l'analyse de cas concrets.

Si les résultats présentés conduisent à constater une décroissance des coûts d'investissement avec la puissance, la diversité des sites pourrait conduire à avoir, ponctuellement, deux installations de puissance croissante et dont le coût d'investissement serait également croissant.

Il suffit en effet de se rappeler qu'il existe plus de 1600 centrales hydroélectriques de moins de 4,5 MW en France, représentant une puissance installée de 1200 MW ainsi qu'il est écrit dans le rapport PPI de novembre 2002.

8 cas ont été retenus : 4 cas de basses chutes et 4 cas de hautes chutes pour des puissances allant de 500kW à 3000 kW. Le dimensionnement d'une installation hydroélectrique se fait nécessairement par rapport à l'hydrologie du cours d'eau. Dans cette étude on suppose la puissance de l'aménagement calée sur la valeur optimale de fonctionnement. En conséquence les chiffres d'indisponibilité ne comprendront pas de partie «hydrologique », qui est sous-jacente aux durées de fonctionnement retenues. Deux durées ont été retenues, l'une centrée sur l'hiver (3624 heures) et une autre plus importante (6000 heures). Des durées de turbinages plus importantes resteront très spécifiques à un site, et ne seront donc pas compatibles avec l'établissement d'un coût de référence.

2. Durée de vie

La durée de vie retenue pour les installations est de **30 ans** : elle correspond à une durée sans opérations de changement des turbines, et peut supposer des opérations de jouvence limitées des turbines, incluses dans les dépenses d'entretien courant de l'installation. Cette valeur est principalement calée sur la durée de vie des turbines : en effet les ouvrages de génie civil ont une durée de vie très supérieure, à condition qu'un entretien régulier (non chiffré ici) soit effectué.

3. Disponibilité

La disponibilité moyenne retenue est de 97% sur 3624 heures (c'est à dire sur la saison d'hiver). On suppose en effet que le fonctionnement sur une durée limitée (3624 heures) permet de concentrer les opérations de maintenance. Au contraire, le fonctionnement sur 6000 heures ne le permet pas, et expose même à des pertes de hauteur de chute lors d'épisodes telles que les fortes crues.

Heures appelées	3624	6000
Indisponibilité fortuite	3%	3%
Indisponibilité pour entretien	0%	9%

Tableau 31 – Hypothèses d'indisponibilité pour les centrales hydroélectriques

L'indisponibilité est totale la première année de mise en service.

IX. Coûts

1. Coût d'investissement

8 ont été retenus allant de 1391€kW à 2402€kW. Le graphique ci-dessous présente la répartition des catégories de coût d'investissement pour les exemples retenus.

coût d'investissement en €/kW

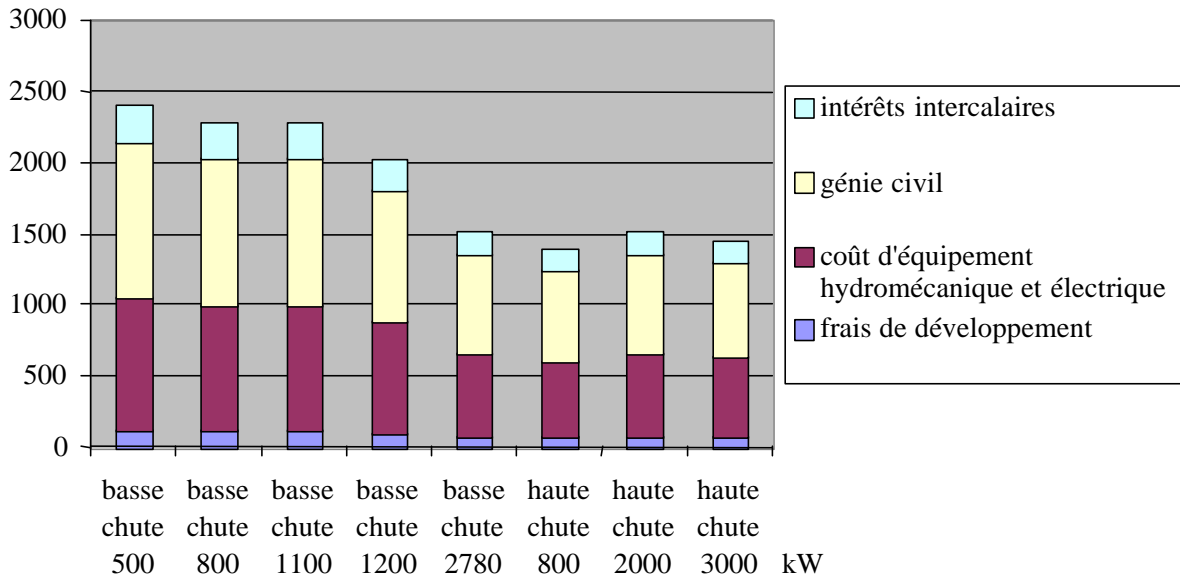


Figure 14 : Décomposition du coût d'investissement y compris intérêts intercalaires, actualisation à 8% pour les différents types de centrales hydroélectriques (les détails sont donnés en fin de chapitre).

Ces coûts d'investissement contiennent également les frais occasionnés par les démarches d'obtention de droits d'eau, et autres autorisations, ainsi que le coût des équipements supplémentaires. A ce titre, dans « Quels sont les enjeux de l'hydroélectricité », publié à la documentation française et qui retraçait les travaux d'un groupe de travail en 2001-2002 sur l'hydroélectricité regroupant des membres de l'administration, des producteurs, et des associations de protection de l'environnement, un surcoût de 105€/kW était identifié pour l'édification d'une passe à poissons, qui sont des ouvrages permettant aux poissons de gravir, par étapes, la dénivellation créée par l'ouvrage hydroélectrique : ce sont des sortes d'ascenseurs à poisson.

La durée moyenne de réalisation du projet retenue est de 3 ans, la phase de construction proprement dite ne durant qu'un an.

taux d'actualisation 8%	basse chute 500 kW	basse chute 800 kW	basse chute 1100 kW	basse chute 1200 kW	basse chute 2780 kW	haute chute 800 kW	haute chute 2000 kW	haute chute 3000 kW
investissement y compris intérêts intercalaires (€/kW)	2402	2276	2276	2023	1517	1391	1517	1454
frais de développement	120	113	113	101	76	69	76	72
coût d'équipement hydromécanique et électrique	923	875	875	778	583	535	583	559
génie civil	1108	1050	1050	933	700	642	700	671
intérêts intercalaires	251	238	238	211	159	145	159	152

Tableau 32 – Coûts d'investissement y compris intérêts intercalaires des centrales hydroélectriques, à 8% de taux d'actualisation.

intérêts intercalaires en	puissance en kW							
actualisation	basse chute 500 kW	basse chute 800 kW	basse chute 1100 kW	basse chute 1200 kW	basse chute 2780 kW	haute chute 800 kW	haute chute 2000 kW	haute chute 3000 kW
3%	92	87	87	78	58	53	58	56
5%	155	147	147	131	98	90	98	94
8%	251	238	238	211	159	145	159	152
11%	349	331	331	294	221	202	221	212

Tableau 33 - intérêts intercalaires.

investissement en €/kW	puissance en kW							
taux d'actualisation	basse chute 500 kW	basse chute 800 kW	basse chute 1100 kW	basse chute 1200 kW	basse chute 2780 kW	haute chute 800 kW	haute chute 2000 kW	haute chute 3000 kW
3%	2085	1975	1975	1755	1317	1207	1317	1262
5%	2210	2094	2094	1861	1396	1280	1396	1338
8%	2402	2276	2276	2023	1517	1391	1517	1454
11%	2599	2462	2462	2189	1641	1505	1641	1573

Tableau 34 - coûts d'investissement y compris intérêts intercalaires pour différentes valeurs de taux d'actualisation.

Pour mémoire, le rapport « quels sont les enjeux de l'hydroélectricité » citait, sur la base de données GPAE, des coûts d'investissement de 1134€/kW pour une installation à base de turbine Kaplan pour une usine de basse chute, et 1699€/kW pour une centrale de moyenne chute sur un affluent du Rhône pour une usine avec une turbine Francis.

Au total les coûts d'investissement vont donc de **1391€/kW à 2402€/kW** pour un taux d'actualisation de 8%.

Les frais de développement comprennent l'étude de faisabilité du projet, les démarches nécessaires à l'obtention des autorisations, le dossier technique sur le choix des équipements. Ces coûts peuvent représenter entre 20€/kW et 60€/kW. Les coûts de génie civil couvrent l'étude et la réalisation des travaux pour le site.

2. Charges d'exploitation

€/kW	basse chute 500 kW	basse chute 800 kW	haute chute 800 kW	basse chute 1100 kW	basse chute 1200 kW	haute chute 2000 kW	basse chute 2780 kW	haute chute 3000 kW
coûts d'exploitation fixes	31	30	18	30	26	20	20	19
conduite et maintenance	16	15	9	15	13	10	10	9
assurance	8	7	1	7	5	2	2	1
taxe professionnelle	8	8	8	8	8	8	8	8

Tableau 35: décomposition des charges d'exploitations fixes

Des coûts d'exploitation moyens de 1,5% du coût d'investissement ont été retenus, majoritairement composés de conduite et de maintenance.

Les coûts de conduite et maintenance contiennent les dépenses d'entretien courant de l'installation mais pas de dépenses de jouvence. Ils sont cohérents avec la durée de vie de 30 ans des installations. Des dépenses plus importantes d'entretien des ouvrages de génie civil et des turbines permettraient de prolonger la durée de vie de l'installation jusqu'à 60 ans, mais cela reviendrait à répartir sur les 30 dernières années, sous forme de frais d'exploitation, les frais d'investissement nécessaires, ce qui ne changerait pas le coût en €/MWh du courant produit. Le ramassage des objets flottants n'est pas compris.

3. Charges de combustible

Il n'y a dans ce cas pas de charges de combustible.

4. Coûts externes

La production hydroélectrique ne produit pas de gaz à effets de serre. En revanche des externalités environnementales peuvent exister. Afin de prendre en compte ces effets, différentes taxes ont été instituées comme les taxes pour prélèvement d'eau et les taxes piscicoles. Nous considérons qu'elles sont destinées à internaliser une externalité.

Les études telles qu'ExternE n'ont traité en effet que des effets récréatifs (Kanoë-Kayak), les évaluations des dommages à l'environnement n'étant pas évalués en détail. Il convient également de remarquer que la politique actuellement mise en œuvre est de pallier les dommages environnementaux (obligation d'ouvrages de franchissement piscicoles, obligation d'entretien de l'ouvrage, etc).

X. Résultats

Coût en €/MWh à 8% de taux d'actualisation et 3624 heures

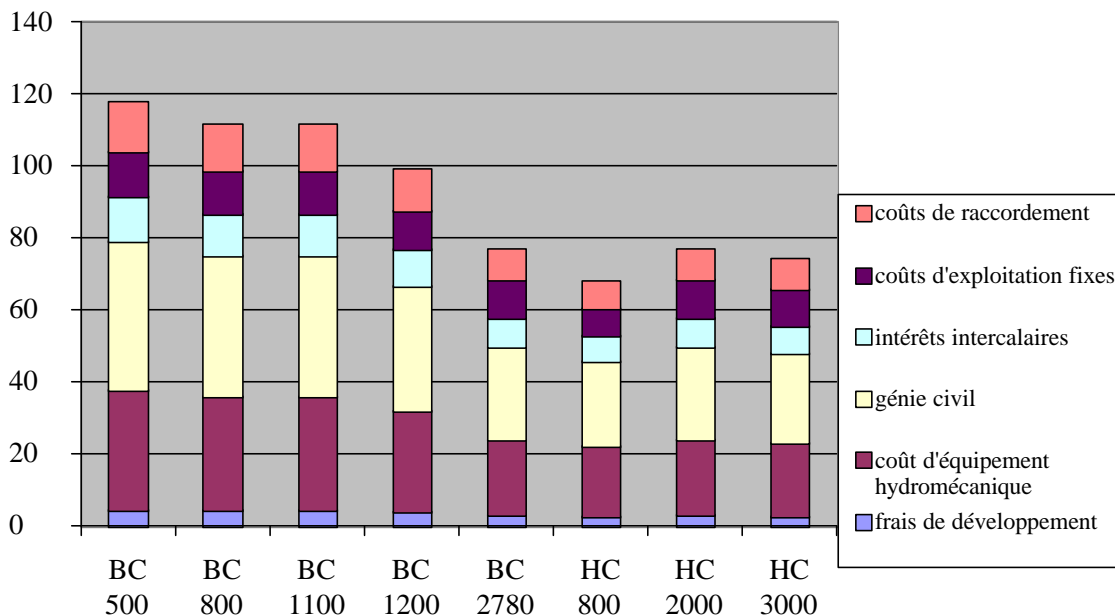


Figure 15- Décomposition du coût de production d'une centrale hydroélectrique fonctionnant 3624 heures pour un taux d'actualisation de 8% et une durée de vie de 30 ans

Coût en €/MWh à 8% de taux d'actualisation et 6000 heures

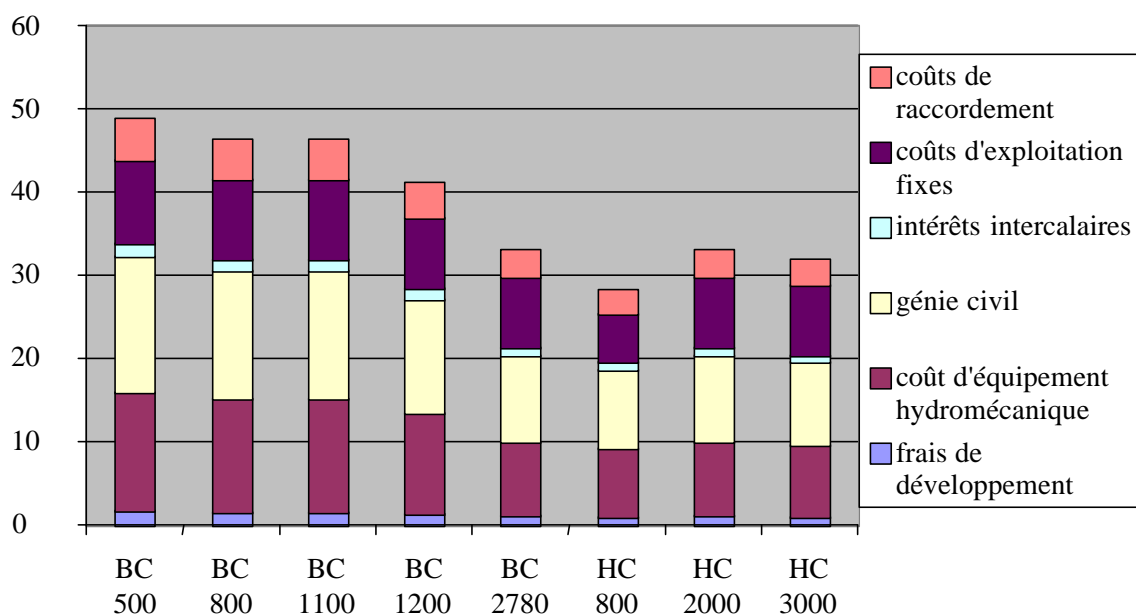


Figure 16 Décomposition du coût de production d'une centrale hydroélectrique fonctionnant 6000 heures pour un taux d'actualisation de 8% et une durée de vie de 30 ans

coût en €/MWh		puissance en kW									
		BC 500		BC 800		BC 1100		BC 1200		BC 2780	
durée (h)	actualisation	coût	raccordement	coût	raccordement	coût	raccordement	coût	raccordement	coût	raccordement
3624	3%	43,91	5,07	41,60	4,81	41,60	4,81	36,98	4,27	29,86	3,20
	5%	55,98	6,79	53,04	6,44	53,04	6,44	47,14	5,72	37,61	4,29
	8%	77,90	9,94	73,80	9,42	73,80	9,42	65,60	8,37	51,65	6,28
	11%	104,16	13,74	98,67	13,01	98,67	13,01	87,71	11,57	68,43	8,68
6000	3%	27,39	3,16	25,95	3,00	25,95	3,00	23,06	2,66	18,62	2,00
	5%	34,92	4,24	33,08	4,01	33,08	4,01	29,40	3,57	23,46	2,68
	8%	48,58	6,20	46,03	5,87	46,03	5,87	40,91	5,22	32,21	3,92
	11%	64,96	8,57	61,54	8,12	61,54	8,12	54,70	7,21	42,68	5,41

Tableau 36 : coût du MWh hydroélectrique pour des installations de type basse chute et pour une durée de vie de l'installation de 30 ans

coût en €/MWh		puissance en kW					
		HC 800		HC 2000		HC 3000	
durée (h)	actualisation	coût	raccordement	coût	raccordement	coût	raccordement
3624	3%	25,42	2,94	29,86	3,20	28,97	3,07
	5%	32,41	3,93	37,61	4,29	36,42	4,11
	8%	45,10	5,75	51,65	6,28	49,90	6,02
	11%	60,30	7,95	68,43	8,68	66,02	8,31
6000	3%	15,86	1,83	18,62	2,00	18,07	1,92
	5%	20,21	2,45	23,46	2,68	22,71	2,56
	8%	28,13	3,59	32,21	3,92	31,12	3,75
	11%	37,61	4,96	42,68	5,41	41,18	5,19

Tableau 37 : coût du MWh hydroélectrique pour des installations de type basse chute et pour une durée de vie de l'installation de 30 ans

Les tableaux ci-dessus montrent donc que le coût du MWh issu de la petite hydroélectricité s'échelonne entre 45,1 €/MWh et 77,9 €/MWh si l'on considère un taux d'actualisation de 8% et un fonctionnement sur 3624 heures, et de 28,13 à 48,58 €/MWh hors coûts de raccordement sur 6000 heures.

XI. Analyses de sensibilité

1. Principaux paramètres

Le tableau ci-dessous quantifie la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses retenues.

	basse chute 500 kW	basse chute 800 kW	basse chute 1100 kW	basse chute 1200 kW	basse chute 2780 kW	haute chute 800 kW	haute chute 2000 kW	haute chute 3000 kW
3624 heures								
coût d'investissement +/-10%	4,5	4,2	4,2	3,8	2,8	2,6	2,8	2,7
disponibilité +/-1%	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
vie +5 ans	-2,3	-2,1	-2,1	-1,9	-1,4	-1,3	-1,4	-1,4
vie - 5 ans	3,6	3,4	3,4	3,0	2,3	2,1	2,3	2,2

	basse chute 500 kW	basse chute 800 kW	haute chute 800 kW	basse chute 1100 kW	basse chute 1200 kW	haute chute 2000 kW	basse chute 2780 kW	haute chute 3000 kW
6000 heures								
coût d'investissement +/-10%	2,7	2,5	1,6	2,5	2,3	1,7	1,7	1,6
disponibilité +/-1%	0,5	0,5	0,3	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3
vie +5 ans	-1,4	-1,3	-0,8	-1,3	-1,2	-0,9	-0,9	-0,9
vie - 5 ans	2,3	2,1	1,3	2,1	1,9	1,4	1,4	1,4

Tableau 38 – Sensibilité du coût de production des centrales hydroélectriques

Biogaz

Le biogaz est un mélange gazeux provenant de la digestion anaérobie de la matière organique dans un digesteur, une station d'épuration (STEP) urbaine ou industrielle ou un centre de stockage de déchets ménagers ou assimilés (CSD). C'est un gaz constitué essentiellement de méthane (55 à 80% en masse pour la méthanisation, 45 à 65% en décharge), ainsi que de dioxyde de carbone. Le débit de production et la qualité du biogaz dépendent de la quantité en matière organique et du type de déchet traité.

Le gisement des installations de production d'électricité à partir du biogaz est varié : méthanisation à la ferme, valorisation des boues de STEP, etc... Dans des conditions économiques favorables, l'essentiel du gisement des installations de production d'électricité à partir de biogaz se situe dans la gamme de 200 kW à 3 MW (puissances nettes). Dans ce cadre, quatre unités de référence sont retenues :

- Centre de stockage des déchets ménagers et assimilés (CSD) 100 000 t / an : 1MW.
- Station d'épuration urbaine ou industrielle (STEP) 150 000 habitants : 0,2 MW
- Méthanisation d'ordures ménagères 40 000 t / an : 1 MW.
- Codigestion collective de déjections animales et autres substrats (déchets des I.A.A, ...) 20 000 t/an : 0,2 MW.

La production de biogaz relève en premier lieu d'une problématique déchet et le biogaz est généralement considéré, notamment dans les CSD, comme un sous produit fatal dont la valorisation énergétique n'est pas obligatoire.

Par contre, le choix du méthaniseur par rapport à une solution de référence sans traitement (épandage) ou avec un traitement des déchets comme le compostage généralement moins coûteux, se traduit dans l'économie d'un projet sous forme d'un coût de mise à disposition du biogaz. Ce surcoût par rapport à la solution de référence est induit par le choix de la méthanisation rendant possible la valorisation énergétique et au final la production d'électricité. Il est pris ici en compte comme coût de combustible. Son évolution de 2007 à 2015 résultera des évolutions des techniques de traitement de déchets mais surtout des réglementations qui seront imposées.

I. Caractéristiques techniques

1. Moteurs à gaz

Les techniques de production d'électricité à partir du biogaz sont essentiellement dans les gammes de puissance des installations de référence des moteurs à gaz légèrement adaptés. Le biogaz se prête à la cogénération, plus particulièrement sur les sites industriels qui utilisent la chaleur.

Les moteurs à gaz les plus performants sont donnés dans la plage de 39,8 à 40,8 % de rendement sur PCI (biogaz) pour la gamme 0,8 MW – 3MW et 38,7 % à 0,2 MW. Avec une marge sur les données constructeur, on retiendra **des rendements de 37% pour 1 MW et 34 % pour la codigestion et la STEP 0,2 MW, valeurs légèrement inférieures à celles des moteurs équivalents alimentés au gaz naturel**. Conformément aux hypothèses retenues pour la cogénération à partir de moteurs, on fait l'hypothèse que des projets restent à accomplir dans ce secteur est qu'un gain de 2% peut être accompli d'ici 2015.

On considérera que les moteurs sont conditionnés en containers, ce qui réduit les coûts d'installation.

Des perspectives d'évolution sont envisageables avec des solutions émergentes telles que des piles à combustible (rendement 45 – 55 %) ou des microturbines pour les très petites puissances. Ces technologies s'appliquent essentiellement aux applications au gaz naturel pour les usages en cogénération (résidentiel et tertiaire) et la production décentralisée mais des démonstrations ont déjà été réalisées avec du biogaz. Des baisses de coûts importantes sont envisageables à l'horizon 2015 de telle sorte que les solutions à base de piles à combustible, notamment pourraient devenir plus compétitives que les solutions à partir de moteurs à combustion interne (voir le chapitre consacré aux piles à combustible).

La durée de vie du moteur est de 15 ans.

2. Disponibilité

Le biogaz est un gaz corrosif qui réduit de façon sensible la durée de vie des moteurs par rapport au gaz naturel. Le degré de corrosivité est variable et dépend plus particulièrement des teneurs en eau, en soufre et en siloxanes. Plusieurs solutions existent pour augmenter la durée de vie des installations et le choix dépend de leur optimisation compte tenu des circonstances locales. Des progrès sensibles sont attendus dans les prochaines années sur l'optimisation de ces coûts. L'aléa moteur (indisponibilité fortuite) est estimé à 5%.

Le soufre est traité simplement par un renouvellement plus fréquent des huiles moteur. Il ne nécessite pas d'investissement spécifique mais des arrêts plus fréquents. Lorsque le biogaz contient des siloxanes, des derniers sont très dommageables pour les équipements et peuvent nécessiter des installations de traitement spécifiques par exemple à base de charbon actif.

Enfin la méthanisation doit généralement être couplée à une déshumidification.

En nominal on retiendra le plan de maintenance suivant pour une garantie constructeur de 120 000 h (15 ans) : maintenance préventive avec changement d'huile toutes les 700h (immobilisation 20h), révision 8000 h (immobilisation 1 semaine), révision mi-lourde 20000h (immobilisation 2 semaines) et révision lourde 40 000 h avec échange standard du bloc moteur (immobilisation 1 mois). Soit une indisponibilité totale pour entretien programmé de 7 % pour un fonctionnement en base

Il reste enfin un aléa d'approvisionnement de la ressource.

L'approvisionnement en biogaz dépend de la quantité et de la qualité des produits entrés dans le réacteur et du rythme de l'activité génératrice de la matière à traiter mais il est possible de garantir une production d'électricité de la base à la semi - base.

On retiendra un aléa d'approvisionnement de 5% pour la méthanisation de biodéchets, la codigestion et la STEP. En effet, la torchère et un stock tampon permettent d'assurer un lissage à l'échelle de l'heure et l'automatisation de l'alimentation un rythme régulier pendant la semaine. La production d'électricité peut également être régularisée du fait d'une stratégie d'approvisionnement combinant des matières dont les disponibilités sont complémentaires ou qui se prêtent à un stockage sur site.

En CSD, la production est permanente et les difficultés résident plutôt dans les aléas d'une année sur l'autre, notamment météorologiques, et dans l'estimation de la charge annuelle du site qui reste un exercice difficile. On retiendra dans ce cas un aléa d'approvisionnement de 9%

Au total l'indisponibilité est estimée à 21% pour le CSD 1MW et 17% pour le méthaniseur 1 MW ainsi que la codigestion et la STEP. On suppose que des progrès sur la

maintenance préventive des machines et la gestion de la ressource permettront de réduire ces valeurs de 2% en 2015.

II. Coûts

1. Coûts d'investissement et d'exploitation

On prend en compte dans le calcul du coût de référence l'investissement pour les postes en aval de la torchère (une torchère spécifique peut être nécessaire) pour la fourniture d'électricité au réseau de distribution, les coûts d'exploitation associés à ces matériels et les coûts de raccordement.

Les coûts et les caractéristiques des moteurs retenus sont homogènes dans la gamme 750 kW – 2,5 MW pour le CSD et le méthaniseur. Le coût retenu pour une installation incluant intérêts intercalaires, frais de maîtrise d'oeuvre et aléas est de **1280 €/ kW pour le méthaniseur** et **1400 €/ kW pour le CSD** le surcoût étant surtout lié à l'éloignement plus important des décharges par rapport aux lignes électriques.

Pour l'installation de codigestion collective et la STEP, le coût du moteur 200 kW est élevé et on retient un coût d'investissement tout compris de 1660 €/kW.

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont estimés, selon les filières, de 50 à 70 €/ kW-an en coûts fixes et de l'ordre de 17 à 27 €/ MWh en coûts variables. Pour estimer les coûts variables, on suppose que le coût des révisions lourdes est actualisé à la date de l'opération au lieu de constituer des provisions à la mise en service qui auraient artificiellement un poids financier élevé.

A l'horizon 2015, on n'envisage pas d'évolution des coûts d'investissement.

Les taxes locales sont estimées à 7 €/kW et, comme pour les autres filières de production, y compris centralisées, un coût d'exploitation supplémentaire de 0,75 €/MWh est pris en compte. On ne tient pas compte de coût de stockage du biogaz.

2. Coûts de combustible

La méthode de calcul des coûts de référence de la production d'électricité à partir de biogaz consiste à séparer l'installation en un « amont » de traitement des déchets et de production de biogaz et un « aval » de conversion de ce biogaz en électricité, le lien entre les deux étant porté par un coût fictif d'achat du biogaz. Dans la mesure où il existe une alternative à la production de biogaz pour traiter les déchets, le coût de production du biogaz est défini comme la différence de coût de traitement entre la solution « biogaz » et la solution de référence « sans biogaz ».

Le coût de production du biogaz est variable suivant la filière et la taille de l'installation. On prend l'hypothèse que l'installation fournit un biogaz à débit et composition relativement régulier dans le temps⁶. Généralement il n'est pas possible d'utiliser tout le biogaz produit. Les coûts du biogaz en tiennent compte. Une augmentation de ce taux aura tendance à faire baisser le coût du biogaz.

On présente dans le Tableau 39 les coûts de production du biogaz pour les 4 installations de référence retenues.

La méthanisation des ordures ménagères est une solution de traitement de déchet encore relativement jeune par rapport à l'incinération ou au compostage et les coûts de la filière ne sont pas encore stabilisés. Après 2007 la solution de référence sera le compostage plutôt que la mise en décharge avec une différence de coût qui pourrait devenir très faible. En cas de durcissement

⁶ Le coût de production augmentera s'il est nécessaire de réaliser des investissements supplémentaires pour garantir cette régularité.

réglementaire, la méthanisation pourrait devenir la référence auquel cas les coûts de production seraient considérablement réduits.

Le coût du biogaz de STEP est supérieur à celui d'un CSD du fait de la nécessité d'avoir recours à un stockage intermédiaire.

	CSD	STEP	Méthanisation d'ordures ménagères	Co-digestion
Tonnage (t/an)	100000	150000 eq. Ha	40000	20000
P (kW)	1000	200	1000	200
Taux d'util. du biogaz	80%	80%	90%	90%
2007				
Référence	CSD	Station aérobie	CSD	Epandage
Coût du biogaz €/MWh PCI	1 ⁷	3 – 8	20 – 30	20 – 30
2015				
Référence	CSD	Station aérobie	Compostage	Diverses ⁸
Coût du biogaz €/MWh PCI	1	3 – 8	2 – 10	12 – 20

Tableau 39 – Coûts de production du biogaz

On ne tient pas compte dans les estimations de la possibilité, quand le besoin en chaleur existe, de réaliser des unités de cogénération. Si dans le cas des CSD c'est peu probable, la co-digestion sur des sites industriels ou à proximité d'habitations pourrait s'y prêter.

3. Coût externes

Les émissions de NOx et de CO des moteurs à gaz peuvent être assez élevées. Des mesures sur sites effectuées par l'INERIS ont ainsi permis d'obtenir les émissions présentées dans le Tableau 40 :

Mg/Nm ³	CO	COV	SO _x	NO _x
Emissions	425	160/210	63,8	380 - 304

Tableau 40 – Emissions de moteurs à biogaz

Elles résultent de la composition du biogaz. Des évolutions réglementaires sur les émissions pourraient imposer des systèmes de traitement des émissions coûteux et augmenter le coût d'investissement.

En considérant que l'alternative à la production d'électricité est le torchage du biogaz avec des émissions qui ne sont pas inférieures à celles des moteurs, on ne retient pas de coûts externes liés aux émissions. Les externalités positives liées à la réduction des émissions de méthane du fait du procédé retenu pour produire le biogaz ne sont pas non plus prises en compte.

⁷ Cela représente le coût d'adaptation des équipements en aval de la torchère.

⁸ Compostage pour les fumiers, couverture des fosses à lisier pour les lisiers, station aérobie dans les zones d'excédent structurel d'azote

III. Résultats

Dans l'hypothèse de coût du biogaz la plus favorable, le coût de production de référence en base, avec un taux d'actualisation de 8%, est de l'ordre de :

- CSD : 54 €/MWh en 2007 et en 2015
- STEP : 73 €/MWh en 2007 et en 2015
- Méthanisation d'ordures ménagères : 111 €/MWh en 2007 et 51 €/MWh en 2015
- Codigestion : 135 €/MWh en 2007 et 103 €/MWh en 2015.

Le tableau ci-dessous fournit le coût de production des centrales au biogaz pour des fonctionnements en base.

€/2001 / MWh	2007			
	CSD	STEP	Méthanisation	Codigestion
Actualisation à 8%	54,2	73 - 90,8	110,7 - 143,4	134,9 - 170,4
Actualisation à 5%	50,7	68,9 - 86,7	107,6 - 140,3	130,8 - 166,4
Actualisation à 11%	57,9	77,3 - 95,1	114,1 - 146,8	139,2 - 174,8
€/2001 / MWh	2015			
	CSD	STEP	Méthanisation	Codigestion
Actualisation à 8%	53,4	71,8 - 88,6	51 - 75,9	103,3 - 130,2
Actualisation à 5%	49,9	67,8 - 84,6	47,9 - 72,8	99,3 - 126,2
Actualisation à 11%	57,1	76,1 - 92,9	54,3 - 79,2	107,6 - 134,5

Tableau 41 – coût de production des centrales à biogaz en 2007 et 2015

Comme on le voit sur la figure ci-dessous, le poste « coût du combustible » pèse très lourdement en 2007 dans le coût de production pour les filières méthanisation et co-digestion. Il pourrait passer de près de 60% à 10% du coût de production de 2007 à 2015, sous réserve d'un contexte favorable au traitement de déchets par méthanisation.

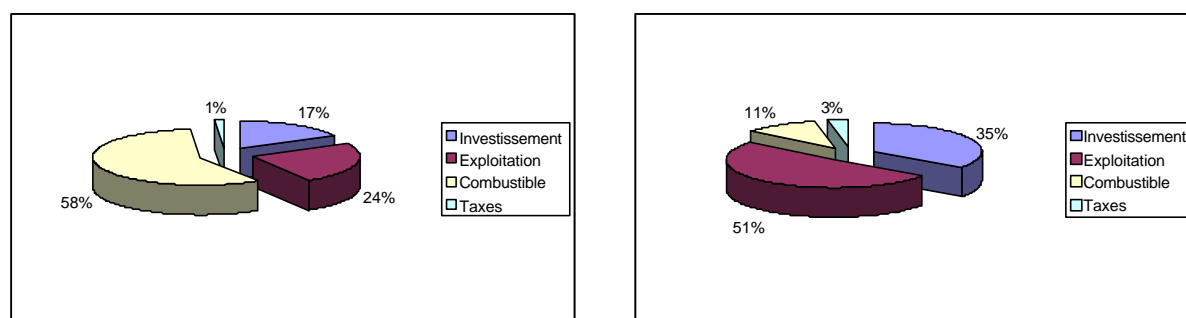


Figure 17 – Décomposition du coût de production d'un méthaniseur d'ordures ménagères de 1MW en 2007, à gauche, et en 2015, à droite.

IV. Analyses de sensibilité

Le tableau ci-dessous quantifie la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses retenues dans le cas de la méthanisation.

<i>€/MWh, actualisation 8% base</i>	Variation	MSI 2007	MSI 2015
Investissement	+/- 10%	+/- 2%	+/- 3,5 %
Disponibilité	+/- 5 %	-/+ 1,1 %	-/+ 2,2 %
Exploitation (fixe)	+/- 10%	+/- 0,6 %	+/- 1,3 %
Coût de production du biogaz	+/- 10%	+/- 5,8 %	+/- 1,3 %

Tableau 42 – Sensibilité du coût de production d'un méthaniseur 1 MW aux principaux paramètres

Il confirme bien que, en 2007, la sensibilité maximale porte sur le coût de production du biogaz. En 2015, la sensibilité est plus répartie entre les différents paramètres et l'optimisation doit surtout porter sur les coûts d'exploitation, fixes et proportionnels, qui représentent la moitié du coût de production.

Solaire photovoltaïque

La connexion au réseau des générateurs photovoltaïques est une application relativement récente de cette technologie puisqu'elle date des années 80. Elle se présente sous deux formes : l'injection sur le réseau public de distribution d'électricité ou, dans le cas d'une option de sécurisation, le stockage de l'électricité pour la restituer à la demande ou en cas de coupure de réseau, en vue d'alimenter de manière autonome des appareils prioritaires. Cette dernière application vise un marché de niche (en France, les DOM / TOM) et n'est pas traitée dans cet exercice.

Alors qu'en 1994 plus de 20% de la puissance installée annuellement dans le monde était raccordée au réseau, ce chiffre est passé à plus de 60% en 2002. En 2003 la puissance raccordée était de 760 MW, contre 512 MW en 2002, et en progression continue en moyenne de 30 % par an ces dernières années. Les programmes ambitieux de développement mis en place en Allemagne (80 MW en 2002) et au Japon sont les moteurs essentiels du développement de la filière.

Le développement est porté par trois types d'application différenciés par la puissance crête des installations (la puissance maximale pouvant être fournie) et bénéficiant de la modularité de la technologie solaire photovoltaïque :

- 1 à 5 kWc : habitat individuel, installation en surimposition sur toit.
- 10 kWc à 300 kWc : panneaux intégrés techniquement et architecturalement au bâti, éventuellement pour remplir une fonctionnalité – toiture, brise soleil, mur anti-bruit ... - autre que la production d'électricité. Les applications concernent le résidentiel collectif et le tertiaire.
- De 50 kWc à quelque MWc : centrales posées sur l'enveloppe des constructions (terrasses d'entrepôts par exemple) ou installations au sol.

La filière solaire photovoltaïque n'est pas en mesure de contribuer significativement à la consommation d'électricité à l'horizon 2015 mais cette période, sous réserve d'une politique vigoureuse et continue de soutien, pourrait être marquée par une maturation de la filière : baisse des coûts, amélioration des rendements énergétiques, structuration des filières d'installation. La courbe d'expérience du solaire photovoltaïque présentée ci-dessous illustre les progrès accomplis jusque là et leur dynamique.

Encart : courbes d'expérience

Le concept de courbe d'expérience définit comment les coûts de production d'un bien décroissent quand la production cumulée est prise comme une approximation de l'expérience accumulée dans la production et l'usage de la technologie.

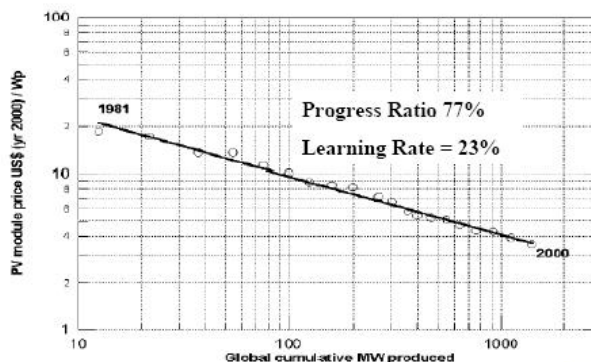
Les courbes d'expérience montrent que pour chaque doublement de la production cumulée, le coût est réduit d'un pourcentage constant représentant le taux d'apprentissage (LR).

Ce concept s'applique bien à la technologie solaire photovoltaïque qui est étroitement liée aux applications du silicium.

Deux projets menés dans le 5^{ème} PCRD présentent des analyses détaillées des filières solaires (PHOTEX) et éoliennes (EXTOOL).

Figure 18 - Courbe d'apprentissage solaire photovoltaïque

Le prix du module est passé de 20 à 4 \$/Wc entre 1980 et 2000.



I. Caractéristiques techniques

1. Installations de référence

Une centrale solaire photovoltaïque est composée de panneaux solaires constitués de cellules photovoltaïques encapsulées, d'onduleurs convertissant le courant continu produit en courant alternatif pour le raccordement au réseau et d'éléments structuraux plus ou moins complexes s'ils doivent assurer l'intégration au bâti. De nouveaux concepts tels que des tuiles ou des tapis solaires qui peuvent faciliter l'installation ne sont pas pris en compte en raison respectivement de leur coût actuel élevé et de leur rendement encore faible.

La puissance unitaire d'un panneau solaire est de l'ordre de 100 Wc pour une surface de 1 m².

La surface et la puissance sont liées par le rendement de conversion électrique de la cellule photovoltaïque. Les rendements accessibles sur le marché sont de l'ordre de 12 à 14% pour la technologie la plus diffusée aujourd'hui, le silicium polycristallin, qui représente plus de 80% du marché. Sauf rupture technologique, à l'horizon 2015 les améliorations technologiques résultant des efforts continus de R&D devraient permettre de bénéficier d'un rendement de 15 à 17% soit, à surface de capteur égale, d'une augmentation de puissance et de production de plus de 15% mais aussi d'améliorer la tenue des performances au cours de la vie du panneau solaire avec une baisse de rendement limitée⁹. Il faut noter que des rendements de plus de 30% ont été obtenus d'ores et déjà en laboratoire.

Encart : paramètres et équations clefs d'une installation solaire photovoltaïque

H_A : éclairement dans le plan du capteur [kWh / m²], dépendant uniquement du site et de l'inclinaison

H_{ref} : éclairement de référence (= 1 kW/m²)

A : surface du capteur [m²]

r : rendement de conversion donné par le constructeur, dépendant uniquement de la technologie de cellule

K : coefficient de performance (<1), dépendant de multiples facteurs dont la géométrie de l'installation, les pertes électriques, notamment dues à l'onduleur, la température de fonctionnement.

P : puissance unitaire donnée par le constructeur

P_{ref} : puissance de référence (= 1 kW)

E : énergie produite [kWh]

Y_h : équivalent horaire d'irradiation [h]

Y_p : équivalent horaire de production [kWh/kW]

$$Y_h = H_A / H_{ref}$$

$$P = r * A * H_{ref}$$

$$E = K * Y_h * P = Y_p * P$$

A puissance égale, une amélioration du rendement de conversion se traduit par une diminution inversement proportionnelle de la surface du panneau, donc de la quantité de matériau et donc du coût au W installé.

A site donné et à puissance donnée, une amélioration du coefficient de performance, se traduit par une augmentation de l'équivalent horaire de production.

⁹ Aujourd'hui les fabricants donnent une garantie de 5 à 10% maximum de perte de rendement sur 25 à 30 ans.

La durée de vie économique est estimée à partir de la garantie de fonctionnement donnée par les constructeurs. Le panneau est le composant le plus durable alors que les onduleurs peuvent être amenés à être changés plusieurs fois au cours de la vie de l'équipement. L'amélioration de la fiabilité des matériels et leur meilleure maîtrise progressive par les professionnels de la construction et les prescripteurs permettent de penser que la durée garantie va augmenter. **On retiendra une durée de vie économique de 25 ans pour une mise en service en 2007 et 30 ans pour une mise en service en 2015.**

On retiendra deux installations de référence pour prendre en compte l'effet de puissance sur le coût d'investissement :

- « solaire résidentiel » : une centrale posée sur le toit d'une maison individuelle, de puissance unitaire 5 kWc.
- « solaire commercial » : une centrale posée sur une enveloppe de bâtiment à usage tertiaire ou industriel, le toit plat d'un entrepôt par exemple, de puissance unitaire 1 MW.

Du fait de la modularité intrinsèque de la technologie, les performances techniques sont strictement identiques dans les deux cas.

Un coefficient de performance type constaté actuellement et pris comme référence 2007 est de 0,75 résultant de différentes sources de pertes : onduleur 7%, circuit électrique 3%, effet de température 3%, géométrie 12%. On peut s'attendre à des améliorations techniques sur les onduleurs et **on fait l'hypothèse d'un coefficient de performance de 0,80 en 2015.**

2. Les caractéristiques du site

La notion de durée d'appel n'a pas de sens pour l'énergie solaire. On lui substitue une productivité annuelle de référence exprimée en fonctionnement équivalent annuel à la puissance nominale calculée à partir de l'éclairement dans le plan des modules solaires.

Des valeurs représentatives de sites en France métropolitaine et dans les DOM/TOM sont présentées dans le tableau suivant. L'orientation est choisie de telle sorte que les panneaux sur toit sont orientés plein sud et inclinés de 15 à 30 degrés en France métropolitaine et orientés vers l'équateur et inclinés de 5 à 20 degrés dans les DOM – TOM. La façade est orientée plein sud sans ombre portée. Ces valeurs tiennent compte des coefficients de performance K en 2007 et 2015.

		Nord France		Sud France		DOM-TOM
		Toit	Façade	Toit	Façade	
Eclairement	h/an	1067	767	1600	933	2000
Productivité 2007	kWh/kW	800	575	1200	700	1500
Productivité 2015	kWh/kW	854	614	1280	746	1600

Tableau 43 – Eclairement et productivité annuelles des sites.

On retient uniquement par la suite les installations de bon ensoleillement (Sud France et DOM-TOM). Pour les centrales de référence les installations solaires sont posées sur le toit et on ne traitera pas des intégrations en façade.

II. Coûts

Le coût des centrales solaires installées et raccordées au réseau est estimé à 6,5 €/Wc en 2007 et 3,3 – 4,6 €/Wc en 2015 pour la centrale de 5kWc et 4 €/Wc en 2007 et 2 - 2,8 €/ Wc en 2015 pour la centrale de 1 MWc. L'essentiel du coût de l'installation est le coût du module (60%) et du ou des onduleurs (15%).

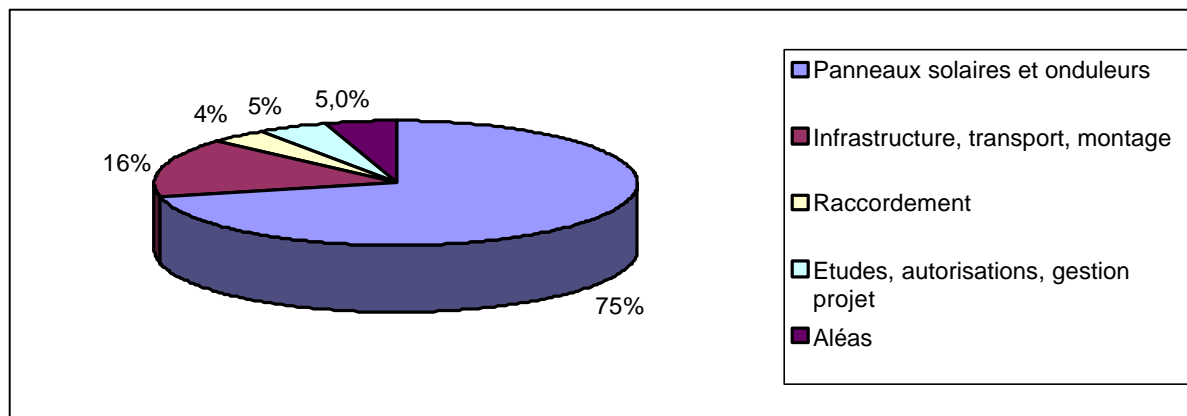


Figure 19 - Répartition des coûts d'investissement par poste pour une installation photovoltaïque

Dans les DOM – TOM l'expérience prouve que ces coûts d'investissement peuvent être majorés jusqu'à 20%. On retiendra cette valeur de surcoût d'investissement en 2007 ainsi qu'en 2015. Les conditions d'ensoleillement favorables, et donc les revenus de la production de l'électricité photovoltaïque, rendent le marché des DOM attractif malgré les surcoûts.

Le potentiel de réduction des coûts des modules est important et peut résulter de plusieurs facteurs : l'amélioration du rendement de conversion et des procédés, la réduction des coûts des matériaux (wafers de silicium dans la technologie polycristalline) qui constituent aujourd'hui plus de 50% du coût de fabrication d'une cellule et un effet de volume sur l'assemblage des modules qui résulterait d'une augmentation significative de la taille des usines de production de l'ordre de 10 MW actuellement à plus de 100 MW. Sous l'effet conjugué de ces facteurs le coût de fabrication des modules de silicium polycristallin pourrait baisser de près de 50% d'ici 2015.

Au cours des 10 dernières années, on constate sur les systèmes photovoltaïques installés un taux d'apprentissage de l'ordre de 20% (voir encart ci-dessus). Les estimations de coût retenues en 2015 sont compatibles avec un taux d'apprentissage et une croissance du marché de l'ordre de 20 à 30%, qui est le taux de croissance actuel du marché du solaire PV. La figure ci-dessous présente les faisceaux de courbes de tendances associés aux différentes combinaisons de taux d'apprentissage (15 ou 20%) et de croissance du marché (20 ou 30%).

Les dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance (y compris les provisions pour changement des onduleurs) sont faibles, de l'ordre de 1 % du coût d'investissement en comptant par exemple sur 20 ans quatre visites de contrôles, trois incidents nécessitant une intervention, un défaut module et deux pannes d'onduleur.

La production d'électricité solaire photovoltaïque se prête à des montages financiers qui peuvent être complexes notamment du point de vue du propriétaire de l'assise du matériel de production qui peut être l'exploitant (habitation individuelle) ou l'investisseur dans une société d'exploitation mais aussi percevoir un revenu de la location de cette assise. On se place dans tous les cas dans la première situation et l'on ne prend en compte ni frais de location ni frais d'administration. On néglige l'indisponibilité du matériel au delà de la première année de fonctionnement.

Les charges centrales dues pour toutes les filières (0,75 €/MWh) et la taxe professionnelle s'appliquent uniquement à la centrale solaire commerciale de 1 MWc. Un calcul faisant intervenir un

taux d'imposition moyen pour la taxe professionnelle de 25% et une assiette calculée à partir des coûts d'investissements corrigés des divers abattements possibles conduit à une valeur de l'ordre de 1,4% du coût d'investissement. La prise en compte sous certaines conditions du plafonnement de la taxe professionnelle à 3,5% de la valeur ajoutée permet de ramener cette valeur, à environ 0,4%.

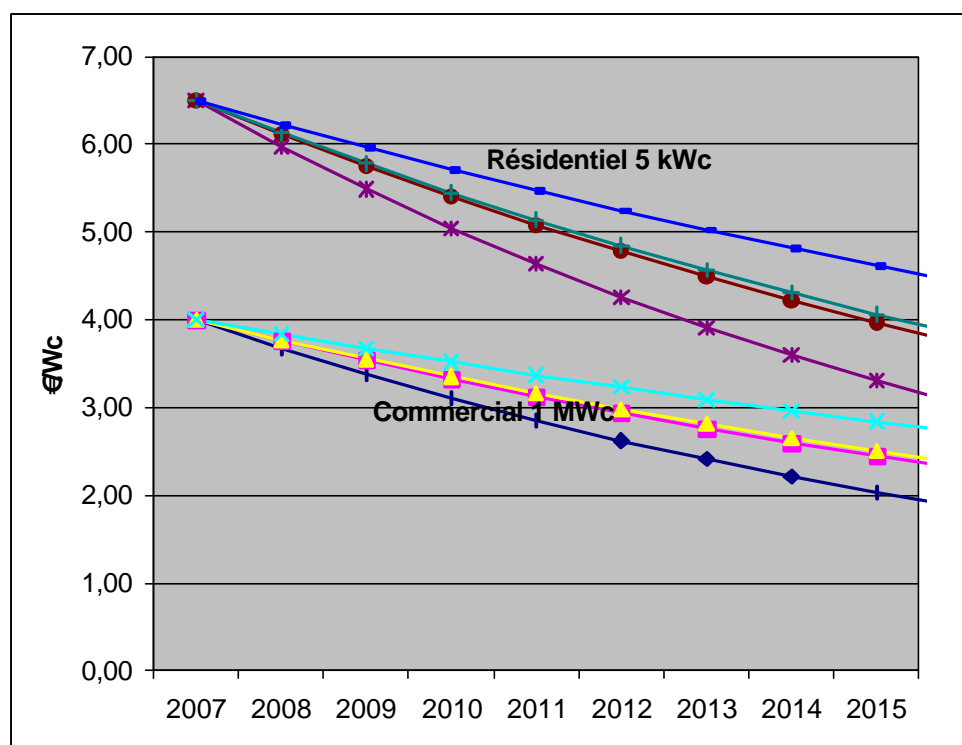


Figure 20 – Projections 2007-2015 pour les prix des systèmes photovoltaïques en fonction de différentes hypothèses de taux d'apprentissage et de croissance du marché.

Dans le cas d'une centrale au sol il faudrait aussi s'acquitter de la taxe foncière. Concernant le particulier et la centrale de 5 kWc, aucune taxe n'est due¹⁰.

Comme précisé dans la première partie du document, on peut estimer d'après l'étude ExTerne le coût externe de la production solaire photovoltaïque à 1 – 2 €/ MWh. Ce coût est calculé par une méthode de type « cycle de vie » et ne résulte pas directement de l'utilisation de l'énergie solaire. Il dépend en réalité essentiellement de la nature de l'électricité utilisée pour fabriquer les composants, et peut donc très fortement varier d'un pays à l'autre. Il n'est pas intégré dans le coût de production.

Par ailleurs, on doit considérer que les installations étudiées n'offrent individuellement pas de puissance garantie et, en toute rigueur comme pour la filière éolienne, il faudrait tenir compte d'un coût de compensation de l'intermittence par le système électrique. Toutefois il est certain que le parc solaire photovoltaïque, en métropole, restera suffisamment réduit à l'horizon 2015 (quelque centaines de MW) pour que l'intermittence du solaire photovoltaïque n'ait pas d'effet sur le système électrique.

Plusieurs externalités positives sont liées au solaire photovoltaïque mais n'ont pu être évaluées dans le cadre de cet exercice :

- double fonction (couverture, brise-soleil) ... voire triple fonction (verrière étanche + gestion des apports lumineux) ;

¹⁰ Par principe la TVA n'est pas comprise dans les coûts de référence. De toutes façons, dans ce cas elle n'est pas due car les revenus annuels sont inférieurs au seuil de l'article 293B du CGI.

- production sur le site de consommation avec une économie de réseau ;
- bonne adéquation de la production et de la consommation dans le tertiaire.

III. Résultats

Le résultat médian pour 2007 pour une installation de bon ensoleillement en métropole est de 357 €/MWh pour une centrale de 1MWc et 557 €/MWh pour une installation résidentielle de 5 kWc (respectivement 161 à 225 et 253 à 353 €/MWh en 2015).

€/001/MWh		5 kW métropole	5 kW DOM	1 MW métropole	1 MW DOM
Actualisation à 8%	2007	557	534	357	343
	2015	253 - 353	243 - 338	161 - 225	154 - 215
Actualisation à 5%	2007	441	422	286	274
	2015	195 - 271	187 - 260	126 - 175	120 - 168
Actualisation à 11%	2007	683	654	435	417
	2015	316 - 440	303 - 422	199 - 278	191 - 266

Tableau 44 – coût de production du solaire photovoltaïque que en fonction de la qualité du site

Les résultats dépendent essentiellement des coûts d'investissement. S'agissant d'une filière sans coût de combustible et à coût d'investissement élevé, ces coûts sont très sensibles aux taux d'actualisation.

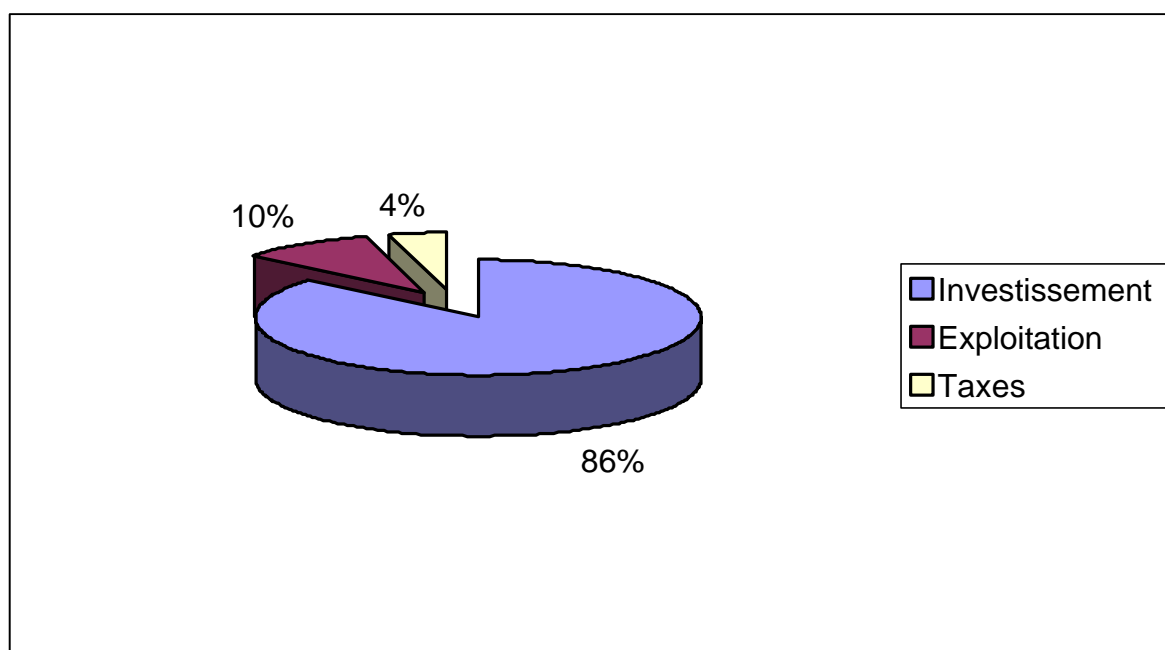


Figure 21 - Décomposition du coût de production d'une centrale solaire photovoltaïque que de 1MW en 2015 (actualisation 8%)

Dans le sud de la France, la baisse de coût de production de 2007 à 2015 serait de l'ordre de 35 à 55 % mais la filière n'aura pas encore atteint le seuil de rentabilité.

Dans les DOM, des coûts de production de 154 €/MWh pourraient être atteints dès 2015. La production solaire photovoltaïque serait compétitive par rapport à des solutions classiques à partir de groupes électrogènes alimentés par des combustibles fossiles.

IV. Analyses de sensibilité

Le tableau ci-dessous quantifie la sensibilité des coûts de production aux principales hypothèses retenues.

€/MWh, actualisation 8%, site 1200 h	Variation	MSI 2007	MSI 2015
Investissement	+/- 10%	+/- 10%	+/- 10%
Durée de vie	+/- 5 ans	- 4 % / +6,7 %	- 2,6 % / + 4,4 %
Exploitation (% de l'investissement)	+/- 1%	+/- 8,6 %	+/- 9 %
Durée équivalente de production	+/- 200 h	- 14% / + 20%	-13 % / + 18 %

Tableau 45 – Sensibilité du coût de production aux principaux paramètres

Toutes choses égales par ailleurs, un gain de 1% sur le rendement se traduit par une augmentation de la production de 7,7% et une baisse du coût de production de 7%.

Au-delà de 2015, si le soutien à la filière se poursuit, les coûts des systèmes photovoltaïques pourraient continuer à baisser conformément aux courbes d'apprentissage qui ont été présentées ci-dessus. La Figure 22 représente les coûts de production pour une installation de 5 kWc et une centrale de 1 MWc en supposant une croissance continue du marché de 30% / an et un taux d'apprentissage de 15%. C'est un scénario « tendanciel » qui ne tient pas compte d'éventuelles évolutions technologiques majeures résultant des nombreux travaux de R&D actuels et qui pourraient se produire au-delà de 2010. Au vu du résultat qui laisse espérer l'atteinte d'un niveau de coût de production de 100 €/MWh seulement entre 2025 et 2035, il est certain que de telles évolutions accompagnées d'une baisse des prix en rupture par rapport à ce scénario seront nécessaires.

Dans une hypothèse d'autoconsommation de l'électricité solaire produite, plutôt que de faire la comparaison avec un coût de production de l'électricité par un moyen alternatif de production centralisée, il faudrait la faire avec le prix d'achat de l'électricité pour le particulier ou l'entreprise qui autoconsomme.

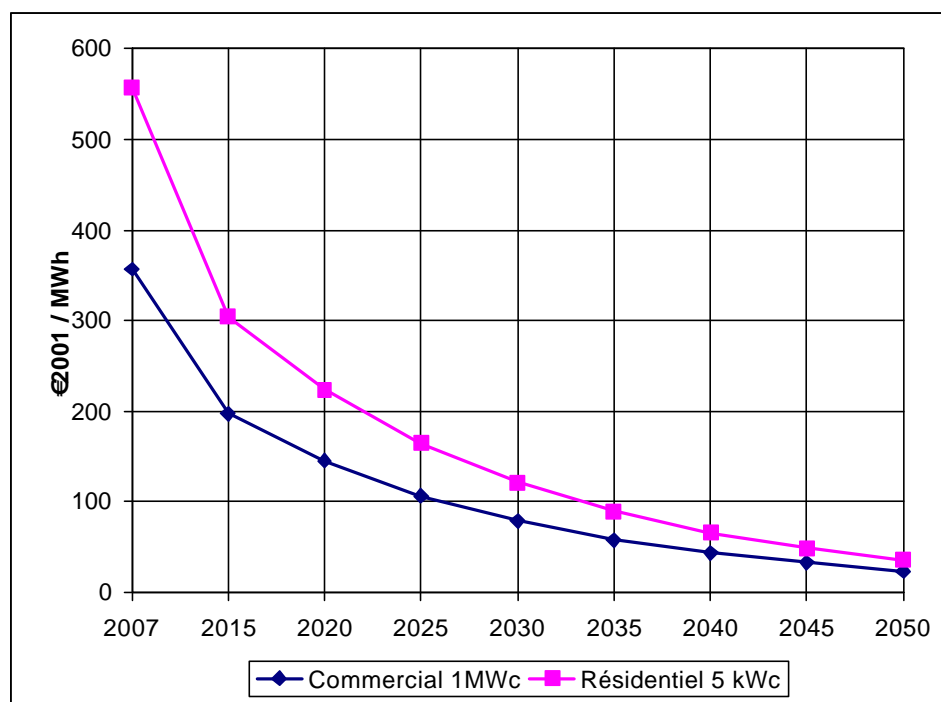


Figure 22 – Un scénario d'évolution des coûts de production du solaire photovoltaïque que au-delà de 2015 (taux d'apprentissage 15%, croissance du marché de 30% / an).

Éolien terrestre

Parmi les filières de production d'électricité d'origine renouvelable, la filière éolienne est celle qui croît le plus rapidement. Le parc installé dans le monde fin 2003 était de 39000 MW (dont 29000 MW en Europe) contre moins de 3000 MW en 1990.

I. Caractéristiques techniques

1. Les centrales éoliennes

La puissance moyenne des machines en service aujourd'hui en France est relativement modeste (de l'ordre de 800 kW, diamètre 50-60 m) par rapport à celle des éoliennes installées en 2003-2004 (2000 kW, diamètre 80 m). Cette croissance devrait toutefois être limitée à moyen terme à des puissances de 3 à 4 MW, les machines de plus grandes tailles présentant des difficultés notables d'insertion dans les paysages et trouvant plutôt leur place sur des sites en mer.

La taille des fermes envisagée à l'horizon 2007 est celle encouragée par le seuil de 12 MW permettant de bénéficier de l'obligation d'achat, même si à cet horizon les premiers parcs réalisés dans le cadre d'appels d'offres devraient être mis en service. A l'horizon 2015, des modes de financement différents pourraient encourager la création de plus grandes installations. L'effet de taille joue sur les éléments communs (études, gestion du projet, piste de desserte) et surtout sur le raccordement (réseau de distribution ou réseau de transport).

Les caractéristiques des équipements retenus sont les suivantes :

		MSI 2007	MSI 2015
Puissance unitaire	(MW)	2	3,2
Nombre d'aérogénérateurs de la ferme		6	20
Durée de vie	(années)	15	20
Hauteur au moyeu	(m)	78	100
Diamètre des pales	(m)	80	100
Indisponibilité annuelle	(%)	3%	3%

Tableau 46 – caractéristiques des aérogénérateurs terrestres

L'indisponibilité de 3% retenue tient compte de l'indisponibilité des turbines, pour environ 2%, ainsi que de celle des équipements électriques du site, des défaillances du réseau électrique et des longues indisponibilités rencontrées dans les cas très rares de destruction de pièces. La durée de vie retenue pour une mise en service en 2007 et en 2015 est de 20 ans sans intervention majeure sur les machines.

L'évaluation de la ressource éolienne et l'obtention des autorisations nécessaires à l'aménagement d'un parc sont les activités qui prennent le plus de temps pour arriver à la mise en service d'un projet éolien. Ils peuvent varier entre 2 et 4 ans. L'installation des machines elle-même se fait en 2 à 3 mois. Des mesures de vent sont généralement réalisées pendant toute une année, à des hauteurs de l'ordre de 40m.

2. Durées de fonctionnement

La production annuelle d'une éolienne est fonction de la distribution des vitesses de vent à l'emplacement et à la hauteur de la turbine. Pour fixer les idées, une éolienne commence à produire de l'énergie avec des vents de l'ordre de 3 à 5 m/s et atteint sa puissance maximale vers 15 m/s. Elle cesse de produire par mesure de sécurité aux alentours de 25 m/s.

La puissance fournie est en théorie proportionnelle au cube du vent mais, dans la pratique, du fait des caractéristiques mécaniques, aérodynamiques et électriques des composants de la chaîne de production d'énergie, elle est plutôt proportionnelle à son carré.

Les coûts de production de la filière éolienne sont établis en fonction d'un temps de fonctionnement équivalent à pleine puissance représentatif de la distribution annuelle des vents sur le site considéré plutôt qu'à partir de durées d'appel. Un certain nombre de caractéristiques du vent affectent la production possible : régularité, turbulences, distribution des vitesses autour de la moyenne, pertes de sillage etc.... Avec la technologie disponible en 2007, la production annuelle en fonction de la vitesse moyenne du vent au moyeu serait la suivante :

- 7,5 à 8 m/s : production équivalente à 3000 heures par an¹¹ à pleine puissance (très bon site)
- 6,6 à 7,2 m/s : production équivalente à 2400 heures par an à pleine puissance (site moyen)
- 6 à 6,5 m/s : production équivalente à 2000 heures par an à pleine puissance (site médiocre).

Deux facteurs permettent d'augmenter la production sur un site donné. Une technologie plus évoluée offre un meilleur rendement pour un vent donné et la vitesse moyenne du vent augmente en fonction de la hauteur au sol. En 2015, le facteur de charge sur un site donné, avec la technologie de référence retenue, est estimé supérieur de 10 % à sa valeur de 2007.

Les résultats ont été établis à partir des durées de fonctionnement annuelles à pleine puissance suivantes : 2000 h, 2200 h, 2400 h, 2500 h, 2600 h, 2700 h, 2800 h et 3000 h. Les très rares sites terrestres permettant des productions supérieures à 3000 heures devraient tous avoir été équipés d'ici 2007 et la majorité des sites réalisés à cet horizon devrait fournir une production équivalente à 2200-2600 heures.

II. Coûts

1. Coûts d'investissement

Un coût d'investissement typique se décompose en 70% de machines, 10% de génie civil, transport et montage, 12% de raccordement (qui peut très fortement varier suivant les sites) et 8 % d'études et de frais divers de gestion du projet. A ces coûts ont été ajoutés 5% d'aléas sur le planning. Les gains attendus à l'avenir portent essentiellement sur les machines. Les frais de raccordements ont été limités depuis l'adoption d'un coût « shallow cost » excluant la facturation des renforcements du réseau en amont mais devraient rester importants à l'avenir dans la mesure où il faudra construire de plus en plus de lignes et où les capacités existantes auront été saturées¹².

Depuis la loi du 3 janvier 2003, l'exploitant est responsable du démantèlement et de la remise en état du site en fin d'exploitation. On suppose que les coûts de revente sont suffisants pour que, à la fin de la durée de vie de la machine, l'opération de démantèlement soit équilibrée. On ne prend pas en compte la charge financière des garanties constituées au cours de l'exploitation.

¹¹ Soit un facteur de charge de 34%.

¹² Une étude détaillée du potentiel français et des perspectives de réalisation de nouvelles lignes à l'horizon 2015 est en dehors du champ des « coûts de référence ».

Le coût des installations est calculé à partir d'un coût en 2004 en hypothèse de référence de 1020 €/ kW exprimé en €2001. Son évolution est estimée à partir des courbes d'expérience connues :

- on fait l'hypothèse de la poursuite d'une croissance du marché européen de 30% jusqu'en 2007, le relais de l'Allemagne, de l'Espagne et du Danemark étant pris par les autres pays de l'Union Européenne en retard aujourd'hui (notamment la France) et par le début du marché du « repowering », c'est à dire le remplacement de machines anciennes ayant atteint une quinzaine d'années de fonctionnement par des machines de nouvelle génération. Au delà, on suppose une concentration du marché terrestre sur ce dernier segment pour arriver à une croissance plus réduite¹³.
- les taux d'apprentissage constatés pour les prix des machines vendues sont de 6 à 10 % au Danemark et en Allemagne pour la période 1981-2000. On considère ici que la technologie existante, c'est à dire le modèle danois tripale à axe horizontal, va se maintenir encore pendant au moins 10 ans, sans rupture technologique, et que les développements constatés vont se poursuivre. Il faut également tenir compte du fait que les coûts hors machines ne diminuent pas aussi rapidement que ceux des machines.

On fait donc l'hypothèse une baisse du coût des turbines (en €/kW) de l'ordre de 3,3% / an jusqu'en 2007 puis de 2 % / an de 2007 à 2015 d'où un coût de 922 €/ kW en 2007 et de 785 €/ kW en 2015.

L'investissement de référence retenu correspond à un développement soutenu de la filière éolienne. Il n'est pas exclu que, comme pour les cycles combinés à la fin des années 1990, le marché mondial des turbines connaisse des tensions ou des déprimes affectant notablement à la fois les coûts et les délais de livraisons des éoliennes.

2. Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation sont limités essentiellement à l'assurance, à la maintenance légère, à l'administration et à la location du terrain.

Les expériences danoise et allemande montrent que les coûts d'exploitation croissent au cours du temps et se stabilisent au bout de quelques années. Les coûts pour de grosses machines sont inférieurs à ceux des petites machines.

On retiendra un coût d'exploitation annuel égal à 2,5% du coût d'investissement en 2007 et à 2% en 2015 pour tenir compte d'améliorations techniques attendues sur ce point. Cela représente en valeur absolue une baisse de 30% des charges d'exploitation par MW installé.

3. Fiscalité

Sans préjuger des évolutions de la fiscalité locale, on considérera que celle qui est applicable aux éoliennes concerne la taxe professionnelle et la taxe foncière sur les propriétés bâties.

Les montants d'imposition de taxe professionnelle sont variables d'une commune à l'autre, parfois du simple au double¹⁴, et on retiendra une valeur souvent observée de 25%. Le terrain n'est généralement pas acheté par l'investisseur et les éléments imposables sont essentiellement les machines et les équipements de raccordement. En tenant compte de tous les abattements, la valeur

¹³ Le marché global de l'éolien pourrait néanmoins continuer à croître de 30% en considérant que le marché de l'offshore compensera la croissance réduite du marché de l'éolien terrestre. Mais l'impact sur le coût de l'éolien terrestre n'est pas facilement estimable et on n'en tiendra pas compte dans ce chapitre.

¹⁴ Rapport de la MEEF Languedoc Roussillon sur l'étude d'impacts de l'éolien terrestre, janvier 2003.

obtenue est supérieure au plafond de la taxe professionnelle, soit 3,5% de la valeur ajoutée calculée à partir d'un prix d'achat moyen de 7 c€/kWh pour l'énergie éolienne. Pour la taxe foncière, la base d'imposition représente 50% de la valeur locative cadastrale, soit 4% de l'investissement en génie civil et raccordement. L'éolienne n'est pas considérée comme un bien immobilier.

Au total, en fonction du coût d'investissement et de la durée de fonctionnement (généralisant les revenus de l'installation), les taxes annuelles sont comprises entre 0,7 et 1,1 % du coût d'investissement.

On prend également en compte les charges centrales de 0,75 €/kWh applicables à l'ensemble des filières.

4. Les coûts externes liés à l'intégration de l'éolien dans le parc de production¹⁵

L'énergie éolienne est une énergie fatale dont les fluctuations de puissance sont amples, rapides et difficilement prévisibles. À l'inverse, dans un système avec des moyens de production thermiques à flamme ou nucléaires, ce sont les fluctuations de demande qui sont les principaux déterminants de l'équilibre du système.

Il faut distinguer les effets :

- de l'intermittence, qui renvoie aux problématiques d'investissement et de dimensionnement des moyens de production thermique nécessaires pour passer les pointes de consommation avec une production éolienne aléatoire,
- et de l'imprévisibilité (à laquelle on peut rajouter les fluctuations infra-journalières et infra-horaires), qui renvoie à une problématique d'exploitation, centrée sur les besoins en Réserves Système nécessaires pour l'ajustement de la production à la demande en temps réel.

L'intégration d'une composante éolienne importante dans un parc de production d'électricité génère des coûts qui sont considérés ici comme des externalités :

- coût des investissements nécessaires pour garantir la sécurité du système électrique (ci-après « coût de la capacité ») ;
- coût d'exploitation additionnel lié notamment aux compensations des fluctuations de fréquence du réseau, et aux arrêts / démarrages supplémentaires de centrales thermiques de pointe afin d'assurer en permanence l'équilibre du système (ci-après « surcoûts d'ajustement »). Ce coût intègre éventuellement les externalités liées aux moyens de production associés.

Ils portent sur les échelles de temps de la minute à la journée.

Le coût de capacité n'est pas nécessairement lié à des investissements nouveaux. En dessous d'un certain seuil de pénétration de l'éolien dans le système électrique, les réserves déjà constituées pour réagir aux aléas du système électrique existant (hydraulité, disponibilité des équipements thermiques, consommation) seront directement mises à contribution. Au delà de ce seuil, les besoins en centrales de réserve à construire dépendra finement des caractéristiques du système électrique et notamment des échanges possible entre régions et pays.

¹⁵ On ne tiendra pas compte, comme pour la production d'électricité à partir de centrales à cycle combiné ou de cogénérations au gaz, des externalités liées au cycle de vie de l'installation éolienne.

Les besoins en capacité ne seront pas affectés à une centrale spécifique ni à l'éolien, mais devront garantir l'équilibre général de l'offre et de la demande dans un système intégré. Ce dernier dépend naturellement du comportement du parc renouvelable, tout particulièrement de sa composante intermittente, mais aussi de la demande et des aléas du parc conventionnel. En général ces aléas ne sont pas corrélés ce qui a tendance à lisser les fluctuations.

On ne dispose que de très peu d'expérience pratique sur ce sujet mais l'intégration d'un parc éolien important dans le réseau électrique, et notamment sous l'angle économique, est devenu récemment une préoccupation de nombreux gestionnaires de réseaux et des Etats visant un fort développement de l'éolien. On s'appuiera sur certaines études récentes théoriques et détaillées¹⁶ notamment une étude réalisée par Ilex Consulting¹⁷ ainsi que sur des calculs préliminaires établis par RTE.

L'objet de cette section est de donner un ordre de grandeur des surcoûts liés à l'intermittence sachant que des travaux sont en cours sur le sujet qui, seuls, pourront permettre de donner une appréciation fiable.

Un critère de dimensionnement possible du parc de production est la probabilité de défaillance à la pointe de consommation. A partir d'une approche probabiliste de l'équilibre de l'offre et de la demande en fonction de divers aléas de consommation et de production (thermique, renouvelable) on peut calculer la puissance thermique substituée par un parc d'éoliennes à qualité de service identique.

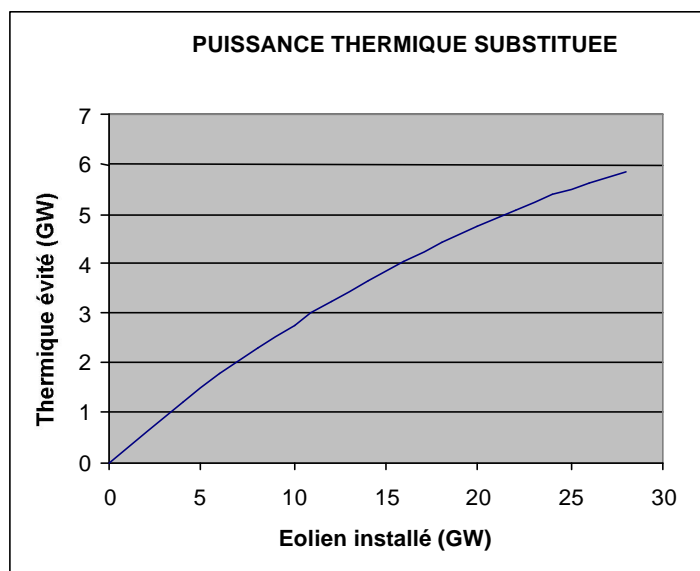


Figure 23 – Puissance thermique substituée dans le système électrique par un parc éolien

La Figure 23 représente un ordre de grandeur de ce que pourrait être la puissance substituée sur le parc français sous certaines hypothèses spatiales de développement du parc.

Ce chiffre décroît sensiblement avec la puissance éolienne installée. **On retiendra en première approximation un ratio entre moyens thermiques substitués et puissance éolienne installée de 30% pour les 10 premiers GW éoliens installés.**

¹⁶ GE Power systems energy consulting, the effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability and operations, draft report phase 1, janvier 2004 ; California wind energy collaborative, california RPS integration cost analysis phase 1, décembre 2003 ; ESB national grid, impact of wind power generation in Ireland on the operation of conventional plant and the economic implications, février 2004 ; LEPII-EPE, l'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés, mars 2003 ; D. Milborrow, penalties for intermittent sources of energy, 2001 ; D. Milborrow, the real costs and problems of intergrating wind, 2001 ; Pacificorp, modeling wind energy integration costs, juin 2003 ; The Royal Academy of Engineering, the costs of generating electricity, mars 2004

¹⁷ Ilex consulting, quantifying the system costs of additional renewables in 2020, octobre 2002

Pour disposer d'une estimation du « **coût de la capacité** », on compare la composante éolienne à un parc de référence auquel elle se substitue. Le parc de référence est constitué par des centrales à gaz à cycle combiné fonctionnant en base pendant 8000h en moyenne et dimensionnées pour assurer la même production d'énergie que le parc éolien. Le coût de la capacité est le coût des moyens de pointe nécessaires pour assurer une qualité de service en terme d'équilibre offre / demande équivalente à celle du parc de référence.

En 2007, et compte tenu des moyens de pointe existants sur le parc français, le coût de la capacité est négligeable sous l'hypothèse d'une puissance installée de 3 GW éoliens. En 2015 il pourrait être de l'ordre de 2 €/MWh pour 8 à 12 MW installés.

Les **surcoûts d'ajustement** sont liés à la mauvaise prévisibilité de l'éolien qui influe sur les besoins en Réserves Système, notamment la réserve tertiaire.

Les Réserves Système sont ménagées pour faire face aux aléas d'exploitation (déclenchement d'un groupe de production, excursion de demande par rapport à la prévision, erreurs de prévision sur l'éolien et sautes de vent ...) susceptibles d'intervenir à très courte échéance et notamment aux échéances inférieures à 8 heures, délai normal de démarrage d'un groupe thermique.

Lorsque le besoin de Réserves Système augmente (ce qui sera le cas avec l'éolien, à cause de son imprévisibilité), on sera donc amené à démarrer un peu plus de groupes thermiques, qui fonctionneront à (ou près de) leur minimum technique. A demande identique, ce surcroît de production doit être compensé en baissant la charge du plus cher des groupes qui fonctionnait à puissance maximale. L'augmentation des Réserves Système résulte donc en un transfert de production relativement peu coûteuse vers une production plus coûteuse, d'où le surcoût.

Plusieurs estimations de ces surcoûts d'ajustement existent, notamment pour le parc britannique¹⁸. **Elles se traduisent par des surcoûts de l'ordre de 2 à 4 €/MWh en 2007 et en 2015.** Cet intervalle résulte de l'utilisation de moyens d'ajustement plus ou moins coûteux et disponibles, hydrauliques ou thermiques à flamme. C'est un surcoût d'ajustement de l'éolien du même ordre qui est observé sur le marché ouest danois de l'électricité où l'énergie éolienne couvre en moyenne 25% de la demande.

III. Résultats

Le coût de production de référence à 2500 h, avec un taux d'actualisation de 8%, est de l'ordre de 51,5 €/ Mwh en 2007 et 42,8 €/MWh en 2015, en baisse de l'ordre de 18 %.

€/MWh		2000 h	2200 h	2400 h	2500 h	2600 h	2700 h	2800 h	3000 h
Actualisation à 8%	2007	63,4	58,0	53,5	51,5	49,7	48,0	46,5	43,6
	2015	52,6	48,1	44,5	42,8	41,4	40,0	38,7	36,4
Actualisation à 5%	2007	54,0	49,5	45,7	44,0	42,5	41,1	39,7	37,4
	2015	44,6	40,9	37,8	36,5	35,2	34,0	33,0	31,0
Actualisation à 11%	2007	73,5	67,2	62,0	59,6	57,5	55,5	53,7	50,4
	2015	61,2	56,0	52,6	48,1	44,5	42,8	41,4	40,0

Tableau 47 – coût de production de l'éolien terrestre en 2007 et 2015 en fonction de la durée de fonctionnement annuelle, hors externalités liées à l'intermittence

Les coûts de production de l'éolien sont très sensibles au taux d'actualisation retenu, l'investissement représentant les trois quarts du coût complet du MWh.

¹⁸ Penalties for intermittent sources of energy, working paper for the PIU Energy Review, D. Milborrow 2001. NETA and small generators, a presentation to the PIU Energy Review, Ilex Consulting, octobre 2001.

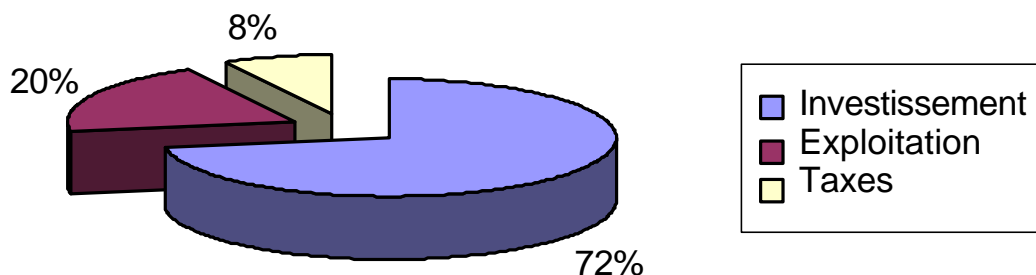


Figure 24 - Répartition des contributions au coût de production d'une centrale éolienne en 2007

En tenant compte des externalités dues à l'intermittence, les coûts de production seraient de 54,5 €/MWh en 2007 et 47,8 €/MWh en 2015.

En réalité, à site égal, la durée de fonctionnement augmenterait de 10% de 2007 à 2015. Le coût hors externalités passerait ainsi de 51,5 €/MWh pour une durée de fonctionnement de 2500h à 39,3 €/MWh pour une durée de fonctionnement de 2750 h, en baisse donc de près de 25%.

IV. Analyses de sensibilité

1. Principaux paramètres

€/MWh, actualisation 8%, site 2500 h	Variation	MSI 2007	MSI 2015
Investissement	+/- 5% 2007	+/- 5%	-
	+/- 10% 2010	-	+/- 9%
Durée de vie	+/- 5 ans	- 10 % / + 20%	- 6% / + 11%
Exploitation (% de l'investissement)	+/- 0,5%	+ / - 3,5 %	+ / - 4%
Durée équivalente de production	+/- 200 h	- 7% / + 8%	- 7 % / + 8%

Tableau 48 – Sensibilité du coût de production éolien aux principaux paramètres

Le coût de production éolien est, sans surprise, très sensible à l'ensemble de ces paramètres. Il est par contre jugé indépendant du cours du dollar, et naturellement du cours des énergies primaires. La durée de vie et les coûts d'exploitation devraient évoluer favorablement avec le développement à grande échelle de la filière en Europe.

2. Comparaison avec les coûts de référence 1997

L'étude « coûts de référence » publiée en 1997 considérait deux fermes éoliennes sur des sites avec des vents moyens de 7,5 m/s, ce qui correspondait pour 2003 à une production équivalente à pleine puissance de 2650 h et pour 2005 à 3050 heures.

Elle anticipait pour 2005 un coût de production actualisé à 8% de l'ordre de 27 cF95/kWh, soit 44,5 €/2001/MWh, pour dix machines de 1,5 MW situées un site de 7,5 m/s, avec un facteur de charge très optimiste de 34,9 % (soit 3057 h). Ces estimations sont compatibles avec les chiffres indiqués ci-dessus.

Partie II - Filières prospectives

Piles à combustible

La production décentralisée d'électricité est l'une des applications possibles des piles à combustible. De nombreux travaux sont en cours sur ces convertisseurs électrochimiques et les produits actuellement disponibles sont encore aujourd'hui des démonstrateurs ou au mieux des pré-séries.

Le premier avantage des piles à combustible est la réduction de l'impact environnemental au moment de l'utilisation de l'énergie, puisque le processus de transformation de l'énergie ne repose pas sur une combustion. Cependant, pour l'horizon 2007-2015 considéré, il est peu probable que les piles à combustibles soient alimentées directement à l'hydrogène (qui combiné avec de l'oxygène dans la pile produit uniquement de l'eau). Ceci supposerait notamment le développement d'une infrastructure de distribution qui n'existe aujourd'hui que pour des clients industriels. Aussi on étudiera des piles à combustible alimentées au gaz naturel, transformé sur site en hydrogène par un réformeur. Les gains environnementaux sont évidemment moindres qu'avec de l'hydrogène, à condition naturellement que celui-ci soit produit à partir de sources d'énergie sans émissions de GES (réformage du gaz naturel couplé à la séquestration du CO₂, nucléaire HTR, solaire haute température, gazéification de biomasse ou de déchets ...). On étudiera également le cas d'une pile à combustible alimentée au biogaz.

I. Caractéristiques techniques

Les piles adaptées pour la production décentralisée d'électricité en base sont des piles haute température et haut rendement de deux technologies :

1. MCFC (molten carbonate fuel cell);
2. SOFC (solid oxide fuel cell).

Elles sont aptes à la cogénération, compactes et à haut rendement électrique et peuvent utiliser une grande variété de combustibles avec un réformage interne. Il reste encore une marge de progrès technologique importante. Sans préjuger des futurs choix technologiques, on étudie ici uniquement la technologie SOFC qui présente de nombreux avantages dont celui d'être peu sensible aux impuretés du combustible et de pouvoir fonctionner au gaz naturel et au biogaz.

Les rendements électriques attendus en 2015 pour des PAC SOFC seules (réformeurs compris) sont dans la gamme 40 – 55%. En cogénération des rendements de 80 à 90% peuvent être atteints. Pour améliorer le rendement électrique il est possible de coupler une PAC SOFC fonctionnant à haute pression directement à une turbine à gaz (en exploitant les gaz chauds en sortie de pile) et atteindre des rendements électriques de 60 à 70%.

A horizon 2015, on retient trois installations de référence sur la base d'une même technologie de pile modulaire :

- **PAC SOFC : une centrale SOFC de 5 MW avec un rendement électrique de 55% fonctionnant en cogénération (rendement total 90%) ;**
- **PAC SOFC-GT : une centrale hybride de 25 MW couplant une pile SOFC et une turbine à gaz avec un rendement électrique de 70% ;**

- **PAC SOFC-bio : une centrale SOFC de 1 MW alimentée au biogaz de méthanisation avec un rendement électrique de 50%.**

Une PAC est bien adaptée pour fonctionner en base ou en semi-base avec un rendement constant dans une plage importante de la production nominale. Il est en principe possible de fournir des pointes de puissance électrique momentanées de l'ordre de 25% au delà de sa valeur nominale en poussant la densité de courant au prix d'un rendement dégradé. Cette caractéristique permettrait d'assurer un suivi de charges modérément variables mais ce fonctionnement en surpuissance et les impacts du suivi de charge sur la durée de vie des piles haute température restent à confirmer en fonctionnement réel.

Le coût de l'électricité est calculé sur la base d'une durée de vie de 25 ans de l'installation.

Dans le cas de la cogénération, on doit faire une évaluation complète du coût de production en prenant en compte les recettes dues à la production de chaleur ainsi que la réduction des émissions de CO₂ par rapport à une chaudière équivalente, comme dans le chapitre consacré à cogénération à partir de moteurs ou de TAC.

II. Coûts

Le tableau ci-dessous résume les principales hypothèses de coût retenues pour la pile SOFC hors équipements spécifiques pour l'utilisation de biogaz ou le couplage à la turbine à gaz :

Coût d'investissement	500 €/ kW
Charges annuelles d'exploitation	41 €/ kW
Coûts variables	2,9 €/ MWh
<i>Taxes locales (% investissement, plafonné / VA)</i>	<i>1%</i>
<i>Plus charges centrales (appliquées à toutes les filières)</i>	<i>0,75 €/MWh</i>

Tableau 49 – Coût d'investissement et d'exploitation d'une centrale SOFC en 2015

Dans ce chapitre, il convient d'insister sur le caractère hypothétique des évolutions de coût et de durée de vie envisagées pour une filière qui n'en est encore aujourd'hui qu'au stade de la recherche appliquée. Le coût de production de l'électricité qui est calculé doit être analysé comme la résultante des objectifs du programme de R&D et de diffusion des piles à combustible et permet en premier lieu d'évaluer la pertinence de ces objectifs.

1. Coûts d'investissement

Actuellement le coût de construction est de l'ordre de 5000 \$/kW. Dans la phase amont actuelle où le marché n'est pas encore arrivé à maturité, la notion de courbe d'apprentissage n'est pas encore applicable. Aussi les projections sont assez variables et **on se placera dans la perspective d'un coût objectif pour un programme de R&D et de diffusion de 1500 \$/kW en 2007 et de 500 \$/kW en 2015.**

Si le gros de l'effort a porté jusqu'à présent sur les cœurs de pile, il y a beaucoup à faire pour l'optimisation des systèmes auxiliaires et des méthodes de fabrication.

Le coût comprend la pile, le génie civil et les raccordements aux réseaux d'électricité et de gaz. Les frais de maîtrise d'œuvre sont estimés à 5% (pour des installations encore mal maîtrisées) et les aléas sur les coûts de construction à 5%.

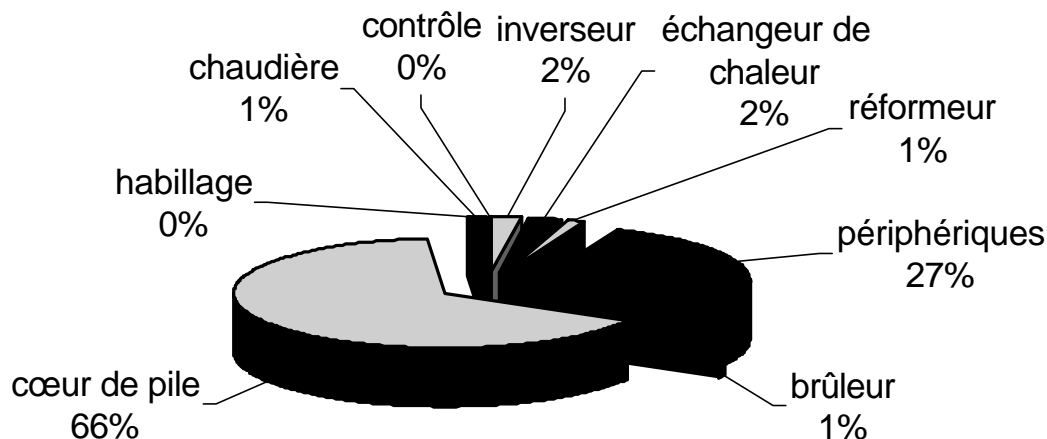


Figure 25 – Répartition des coûts d'investissement par poste pour une PAC SOFC en 2015

2. Charges d'exploitation et de combustible

En principe les piles à combustible demanderaient peu de maintenance. Le réformeur et le système d'alimentation ne demanderaient qu'une inspection périodique annuelle et il s'agirait de remplacer périodiquement le cœur de pile lui-même. Mais c'est certainement le point qui aujourd'hui demande à être vérifié à grande échelle et sur une longue durée et sa méconnaissance est la raison pour laquelle on ne fait pas d'hypothèse sur des coûts en 2007.

On retiendra un échange complet du cœur de pile pour une durée de fonctionnement de 100000 h en 2015 et une révision importante toutes les 20000 h.

On retient par ailleurs des hypothèses d'indisponibilité (5 % en base et 10% en fonctionnement en hiver) de même nature que pour d'autres technologies de production d'électricité à partir de gaz naturel. Les scénarios de prix du gaz et les coûts d'acheminement sont identiques à ceux qui sont retenus dans les chapitres sur la cogénération la production par cycle combiné au gaz.

3. Surcoûts spécifiques pour la PAC SOFC-bio

Dans le cadre d'un projet européen en cours¹⁹, des évaluations de l'intérêt économique d'une solution « PAC alimentée au biogaz » ont été faites. Un dispositif de traitement (siloxanes, COV, H₂S) adapté à piles MCFC ou SOFC pour 8000 m³ de biogaz / jour (soit de l'ordre de 40000 t déchets / an ou une puissance électrique de 1 MW²⁰ dans les hypothèses du chapitre relatif au biogaz) est estimé à 300000 € avec des coûts variables annuels de 102000 €/ an.

On retiendra ces chiffres comme surcoûts d'investissement et surcoûts d'exploitation. Le système traitement du gaz est une composante très importante du système puisqu'il représente près de 40% du coût total d'investissement et 2/3 des charges annuelles d'exploitation.

Enfin on retiendra une indisponibilité majorée de 10% pour tenir compte des aléas dans la chaîne d'approvisionnement en biogaz.

¹⁹ AMONCO, « Advanced prediction, monitoring and controlling of anaerobic digestion processes towards Biogas usage in fuel cells », n° de contrat ENK6-CT-2001-00518

²⁰ A quantité de déchets égale, la puissance devrait être supérieure à 1 MW compte tenu de l'amélioration du rendement électrique par rapport à la solution de référence avec un moteur à gaz. Compte tenu des incertitudes sur le système de purification, on néglige ce paramètre.

Conformément aux hypothèses faites dans le chapitre relatif au biogaz, on suppose que, pour la production d'électricité, le coût du biogaz sorti du méthaniseur d'ordures ménagères et à l'entrée de la PAC est de 2 €/MWh PCI en 2015.

4. Surcoûts spécifiques pour la PAC SOFC-GT

On dispose de peu d'estimations sur les piles hybrides SOFC-GT. Le programme américain sur les piles hybrides vise un niveau de 570 €/kW en 2015 pour des centrales de 25 MW, ce qui est très ambitieux.

On retiendra des charges d'exploitation augmentées de 2 €/kW et 0,5 €/kWh par rapport aux chiffres ci-dessus, qui correspondent aux données présentées pour les turbines à gaz dans le chapitre sur la production centralisée appliquées à une turbine de 5 MW²¹.

5. Coûts externes

En l'absence de combustion, les émissions de polluants sont réduites d'au moins un ordre de grandeur par rapport à une turbine à gaz ou un cycle combiné. Ces chiffres sont bien en deçà des limites d'émission fixées par la directive GIC aux cycles combinés de bon rendement. On néglige les coûts associés.

Les émissions de CO₂ pour la cogénération prennent en compte les émissions évitées de la chaudière de référence ayant la même production de chaleur.

Valeur de la tonne de CO ₂	4 \$ / t	20 \$ / t	50 \$ / t
PAC SOFC	0,5	2,5	5,8
PAC SOFC-GT	1,2	6,0	14,9

Tableau 50 – Coût externe en €/MWh des émissions des PAC SOFC alimentées au gaz naturel en 2015.

III. Résultats

Le coût médian de production en 2015 des PAC SOFC dans leurs diverses configurations d'alimentations et d'usages seraient de l'ordre de

- *PAC SOFC en cogénération en hiver : 54,8 €/MWh auquel on peut rajouter 2,5 € / MWh d'externalités CO₂*
- *PAC SOFC-GT en base : 38,3 €/MWh auquel on peut rajouter 6 €/MWh d'externalités CO₂*
- *PAC SOFC-bio en base : 55 €/MWh*

Pour la cogénération, on a pris en compte les coûts évités sous forme de coûts d'investissement et de coûts d'exploitation, conformément à la méthode décrite dans le chapitre relatif à la cogénération.

²¹ La centrale de 25 MW est constituée d'une pile SOFC de 20 MW et d'une turbine à gaz de 5 MW.

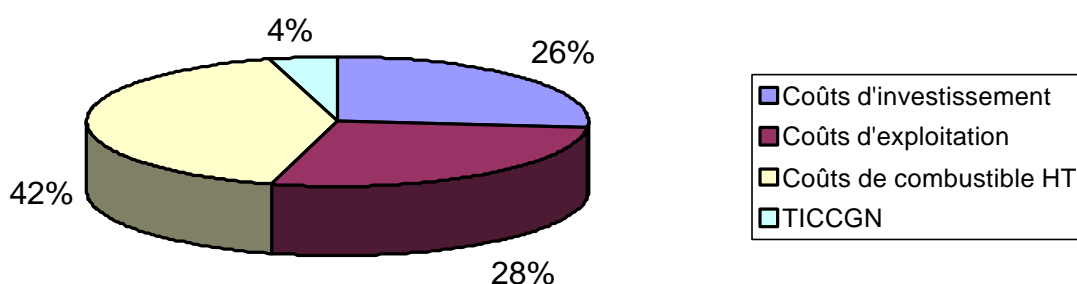


Figure 26 – Décomposition du coût de production d’une PAC SOFC en cogénération en hiver en prenant en compte les coûts évités (2015 ; 1 \$ = 1 € ; 3,3 \$/Mbtu)

Le tableau ci-dessous fournit les coûts de production pour un fonctionnement en hiver (pour la cogénération) et en base en fonction des cours du gaz naturel :

€/MWh (2,4 – 4,7 \$/Mbtu)	SOFC 3624h	SOFC 8760 h	SOFC-GT 8760 h	SOFC-bio 8760h
actualisation à 8%	51 - 60,7	29,1 - 38,8	33,4 - 45,8	55,0
actualisation à 5%	47,5 - 57,2	27,6 - 37,3	31,9 - 44,3	52,7
actualisation à 11%	54,8 - 64,5	30,7 - 40,4	35 - 47,5	57,4
externalités	2,5	2,5	6	

Tableau 51 – coût de production des centrales PAC SOFC en 2015

Pour les piles alimentées au gaz naturel, le résultat est assez peu sensible au taux d’actualisation du fait de la faible part de l’investissement (14 %) dans le coût complet. Le coût marginal représente près de 80% du coût de production.

Son très bon rendement électrique permet à la pile SOFC-GT d’atteindre pour des puissances électriques modestes le niveau de coût de référence d’une centrale CCG en 2015 si l’on prend en compte les externalités (42,1 €/MWh). Elle est encore plus intéressante dans les scénarios de prix du gaz et de valorisation du CO2 extrêmes.

La configuration PAC SOFC en cogénération serait compétitive par rapport à des solutions à base de moteurs.

Enfin, une pile SOFC alimentée au biogaz purifié aurait un coût de production sensiblement inférieur à celui d’une installation avec un moteur à gaz. La même technique pourrait s’appliquer pour d’autres types de gaz issus de biomasse, notamment de la gazéification de la biomasse ligno-cellulosique.

Pour concrétiser ces performances qui feraient des piles à combustible des solutions de référence pour la production décentralisée d’électricité à l’horizon 2015, de nombreuses étapes technologiques devront être franchies avec des gains à réaliser sur l’exploitation / maintenance et notamment l’amélioration de la durée de vie des piles, sur les systèmes de purification des gaz et naturellement la baisse des coûts d’investissement.

Géothermie

L'exploitation de l'énergie du sol aux fins de production d'électricité peut être réalisée par deux voies principales, en fonction de la ressource géothermale :

- la géothermie « humide » c'est à dire l'extraction de fluides géothermiques à haute ou moyenne enthalpie dont la température est généralement comprise entre 110 et 250 °C retenus dans des réservoirs géologiques ;
- la géothermie sèche, où des fluides sont injectés puis extraits du sous sol pour en extraire la chaleur.

Dans la voie «humide», l'état physique des fluides est souvent la co-existence entre des phases (liquide et vapeur), le comportement thermodynamique naturel étant soit contrôlé par la vapeur (Larderello en Italie et Geysers aux USA par exemple), soit par le liquide (cas le plus général). Aux plus faibles températures, le réservoir produit directement le fluide géothermique sous forme liquide et la production d'électricité se fait par transfert de chaleur (cycle binaire).

L'expérience de Bouillante en Guadeloupe avec une centrale de 5 MWe mise en service en 1985 et une centrale de 10 MWe mise en service en 2004 est basée sur l'exploitation de fluides géothermiques diphasiques à des températures dépassant les 200°C (180°C à l'entrée du premier séparateur eau / vapeur).

Les turbines installées à Bouillante sont des unités à cycle direct où des turbines à condensation utilisent directement la vapeur du fluide géothermique, le meilleur rendement énergétique est obtenu par des séparations de vapeur à 2 pressions différentes et l'alimentation d'une turbine à 2 entrées (2 étages). Le refroidissement des centrales s'effectue par pompage d'eau de mer et mélange des fluides géothermiques pour atteindre une température de rejet en mer de 45°C au maximum.

Pour l'extension future de Bouillante (projet Bouillante 3) des solutions technologiques différentes, qui ont fait leurs preuves de par le monde, sont envisagées, à savoir : le cycle combiné associant dans une même centrale l'utilisation directe de la vapeur géothermique et l'adjonction de récupérateurs d'énergie à cycle binaire sur le réseau de vapeur à l'échappement des turbines et sur le réseau d'eau géothermique. Ces systèmes binaires peuvent fonctionner à des températures variant entre 110 et 180°C. Ils sont refroidis par une batterie d'aéro-réfrigérants. Les fluides géothermiques sont réinjectés dans le sous-sol après passage dans les échangeurs et le cas échéant dans des systèmes de valorisation de la chaleur résiduelle (de l'ordre de 90°C).

En Europe continentale, des centrales de production d'électricité à partir de fluides de 105 à 130°C ont été construites en Autriche et en Allemagne, le fluide géothermique transférant dans ce cas directement son énergie à un fluide binaire. On peut envisager la réalisation de telles centrales en France continentale sous réserve d'identifier des sites favorables.

La géothermie dite de « roches chaudes sèches » ou géothermie HDR (« Hot Dry Rock »), fait l'objet de travaux de recherche importants en France. La technique consiste à injecter de l'eau froide jusqu'aux roches fracturées (naturellement ou artificiellement) et à la re-pomper vers la surface après que son transfert à travers le réseau de fractures du sous-sol l'ait portée à une haute température

Le site de Soultz-sous-Forêt (Bas-Rhin) situé sur la bordure Ouest du fossé rhénan (région de « graben ») présente les caractéristiques géologiques nécessaires et a donné lieu au programme européen de recherche lancé en 1987 et qui se poursuit à ce jour.

Un puits vertical et deux puits en forage dévié ont été forés jusqu'à la profondeur de 5000 m là où la température avoisine les 200°C. La réalisation d'un premier module électrique de 1,5 MW devrait avoir lieu avant 2006.

Cette technologie pourrait constituer une véritable rupture technologique puisqu'elle permettrait de ne pas lier automatiquement une centrale géothermique à un aquifère haute température et donc d'élargir considérablement le champ géographique de la géothermie. La mise en œuvre de cette nouvelle technologie élargie à l'échelle nationale ouvre à moyen-long terme des perspectives de production électrique correspondant à plusieurs GW installés.

Il convient de garder à l'esprit que les filières présentes dans ce chapitre sont à des degrés d'avancement différents :

- une centrale à double vaporisation (« type Bouillante ») pourrait être réalisée entre 2008 et 2010 dans les DOM ;
- la technologie du cycle combiné binaire est en cours de développement et devrait être arrivée à maturité à l'horizon 2010 dans les DOM ;
- la technologie de cogénération à cycle binaire est également en cours de développement et pourrait être faire l'objet d'un développement important à partir de 2010 en métropole si la ressource est avérée ;
- la technologie HDR n'est aujourd'hui qu'au niveau du démonstrateur et n'en sera en 2015 qu'au stade des premiers prototypes industriels.

Aussi les coûts de référence sont ils évalués uniquement à l'horizon 2015 et avec un niveau d'incertitude croissant entre la première et la dernière de ces filières.

A/ Géothermie par extraction de fluides²²

I. Caractéristiques techniques

1. Installation de référence

L'installation de référence dans les DOM est une centrale de 22,5 MWe net à double vaporisation type Bouillante ou à cycle combiné binaire. On examine également le cas d'une centrale de 47 MW.

Pour l'Europe continentale, la centrale de référence²³ est un cycle binaire de 3,5 MWe (production électrique par cycle de Kalina / Siemens) et de 16 MW th connecté à un réseau de chaleur sur un doublet géothermique de forte capacité (150 litres par seconde d'eau à 120 °C) avec des profondeurs de forage de l'ordre de 3000 mètres.

2. Durée de vie

Pour les DOM, on retient une durée de vie de 20 ans, sachant que le coût d'investissement prévoit le forage de puits additionnels « make up wells ») destinés à compenser la baisse de rendement

²² Ce chapitre a été rédigé en grande partie par MM. Bannwarth et Le Bel du BRGM

²³ Des centrales sont en exploitation en Autriche (Altheim) ou en Allemagne (Neustadt-Glewe) pour des puissances électriques inférieures à 1 MW. Des projets sont en cours, notamment en Allemagne (Unterhaching près de Munich, Offenbach) pour des puissances plus importantes de 3 à 5 MWe.

prévisible des puits initiaux (1 puits additionnel tous les 3 ans pour une centrale de 22,5 MWe). Le forage d'un puits non productif est également considéré dans les coûts d'investissements initiaux.

En Europe continentale la durée de vie est également estimée à 20 ans.

3. Disponibilité

La disponibilité retenue est de 90 % à l'horizon 2015, étant entendu que cette disponibilité suit une courbe d'expérience liée à une maîtrise croissante de l'entretien préventif des réseaux vapeur et eau spécifiques à la géothermie.

II. Coûts

1. Centrales de référence dans les DOM

Les coûts d'investissement et d'exploitation/maintenance sont donnés ci-dessous pour les puissances de 22,5MWe et les 2 types de centrales considérés (double vaporisation avec tours d'évaporation de refroidissement et cycle combiné avec ventilateurs aéro-réfrigérants). Une centrale de plus forte capacité (une turbine à double vaporisation de 47 MWe) est également évaluée.

	Centrale de moyenne capacité 22,5 MWe net		Centrale de forte capacité 47 MWe net – double vaporisation
	Double vaporisation	Cycle combiné (binaire)	
Puissance nette (MW)	22,5	21,5 ²⁴	47
Investissement (M€)	54,1	50,9	99,1
€/kW net installé	2404	2367	2108
Exploitation / maintenance (M€/an)	2,02	1,85	3,74

Tableau 52 – Coûts d'investissement d'une centrale géothermale dans les DOM en 2015

L'investissement se décompose en :

- plateformes de forages : 26 %. Le coût est estimé pour 4 puits de production et 2 de réinjection de 1500 mètres de profondeur pour une centrale de 22,5 MWe et enthalpie du fluide 1150 KJ/Kg (type Bouillante). Le forage proprement dit représente 80% du coût des plateformes, les 20 % restants étant dédiés aux aménagements, mobilisation/démobilisation et tests des puits.
- interconnexion plateformes/centrale électrique : 7 %. Ce chiffre dépend évidemment fortement de la configuration. On a retenu une distance de 300 mètres au maximum. A Bouillante, ce coût est plus élevé (600m de distance, près de 100 mètres de dénivelé en passant entre des habitations).
- centrale électrique et raccordement (hypothèse 100 k€/ MW) : 55 %
- coûts indirects (développement, juridique, administrations, assurances ...) : 12 %

L'investissement exclut les aménagements et infrastructures routiers.

²⁴ pour une même ressource géothermique, la puissance nette du cycle combiné est moindre du fait de la consommation électrique des moto-ventilateurs de refroidissement du fluide binaire.

Les coûts observés lors de la construction de Bouillante 2 (10 MWe net, système à vaporisation simple) ont montré des écarts par rapport aux coûts de référence mondiaux, notamment pour l'insonorisation des lignes vapeur et eau et des bassins de refroidissement, la centrale étant située en zone urbanisée, à proximité d'habitations, des coûts de raccordement plateforme / centrale et des coûts de matériel et main d'œuvre locaux non optimisés.

Faute de données long terme reconnues pour les installations de Bouillante, les coûts d'exploitation / maintenance de l'ordre de 3,5 à 4% du coût d'investissement sont extrapolés des retours d'expérience significatifs constatés sur des installations de ce type de par le monde, en Nouvelle-Zélande en particulier. Ces coûts se décomposent en :

- forages et conduites vapeur d'eau : 35 %
- centrale électrique : 65 %

On ajoute au coût d'investissement des intérêts intercalaires pour une durée de construction de 2 ans ainsi qu'un aléa sur planning représentant 5% du coût de construction.

2. Centrale de référence en France métropolitaine

Contrairement aux technologies évoquées pour les DOM qui ont fait, notamment pour la vaporisation, leurs preuves la filière de production d'électricité d'origine géothermique sur nappe aquifère en Europe continentale à partir de cycles binaires n'arrivera à maturité que dans prochaines années. Aussi les données présentées dans le tableau ci-dessous présentent plus d'incertitudes.

Puissance nette		3,5 MWe
Investissement (M€)	Forages + conduites 3000 mètres – 120°C	8 - 10
	Centrale binaire	7 - 9
€/ kWe net installé		4280 – 5230
Exploitation / maintenance (M€/an)		0,5 – 0,7

Tableau 53 – Coûts d'investissement et d'exploitation d'une centrale géothermale à cycle binaire en Europe Continentale en 2015

Pour ce type d'installations, la valorisation thermique par connexion à un réseau de chaleur est importante pour assurer une rentabilité suffisante mais n'est pas chiffrée par la suite dans l'estimation du coût de production.

3. Coûts externes

Pour la centrale de référence à 22,5 MWe net à double vaporisation, les émissions de CO2 sont de 47 gCO2/kWh ce qui représente un surcoût, dans l'hypothèse de 20 \$/tCO2, de 0,9 €/MWh. On le néglige par la suite.

On rappelle que, dans les DOM, une centrale diesel (type Jarry en Guadeloupe) émet 1520 gCO2/kWh.

III. Résultats

Le coût médian de production en base en 2015 d'une centrale géothermale de 22,5 MW dans les DOM serait de l'ordre de 45,6 €/MWh. En métropole il serait de 93,9 €/MWh pour une centrale à cycle binaire sans valorisation de la chaleur résiduelle.

€/MWh	DOM	Métropole
actualisation à 8%	42,8 - 48,4	82,2 - 105,6
actualisation à 5%	35,9 - 40,5	68,1 - 87,8
actualisation à 11%	50,7 - 57,4	98,3 - 125,9

Tableau 54 – Coût de production d'une centrale géothermale à extraction de fluides en 2015

Dans les DOM la centrale la plus compétitive est la double vaporisation de 47 MW, suivie du cycle combiné binaire. Mais outre les critères économiques, ce sont des considérations telles que l'acceptation ou non des fluides binaires (pentane et ammoniac), de même qu'acceptation ou pas de panache de vapeur, qui orienteront le choix d'une technologie.

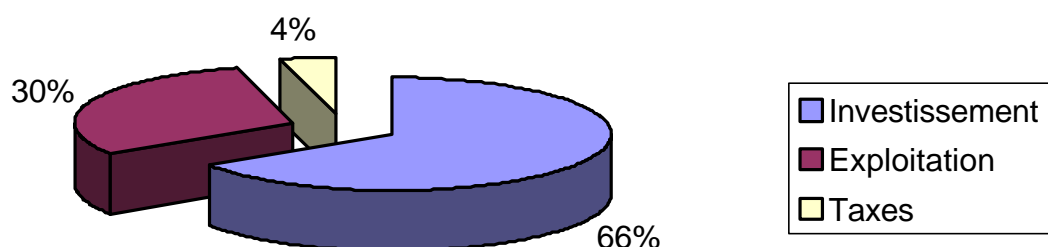


Figure 27 – Décomposition du coût de production d'une centrale géothermale à double vaporisation (2015, actualisation 8%, fonctionnement en base)

IV. Analyses de sensibilité

€/MWh, actualisation 8%	Variation	MSI 2015
Investissement	+/- 10%	+/- 6,5 %
Durée de vie	+/- 5 ans	- 7,6 / + 13,3 %
Disponibilité	+/- 5%	+/- 4,7 %
Exploitation	+/- 10%	+/- 2,8 %

Tableau 55 – Sensibilité du coût de production aux principaux paramètres

Les résultats sont très dépendants du taux d'actualisation du fait de la part importante de l'investissement dans le coût complet du kWh (de l'ordre de 66%). Ils sont pour la même raison très sensibles à la durée de vie de l'installation qui dépend elle-même de la qualité de la ressource géothermale.

B/ Géothermie des roches chaudes sèches²⁵

I. Caractéristiques techniques

A l'horizon 2015 considéré, l'installation de référence est une centrale utilisant une technique de forage multi-puits déviés à partir d'une seule plate-forme capable d'accueillir neuf puits (3 puits d'injection et 6 puits de production) et de fournir un total de 400 kg/s d'eau à 200°C.

Dans les conditions de débit et de durée de fonctionnement considérées, la température en sortie d'échangeur sera amenée à diminuer au cours du temps de 0,5 °C/an. On retient une durée de vie nominale de 20 ans pour l'installation au delà de laquelle le rendement baisserait trop fortement.

La technologie utilisée est un cycle binaire de Rankine organique (ORC) avec un rendement de 13% à une température de production de 200°C et de réinjection de 80°C. La puissance de la centrale serait de 27 MW à la mise en service et de 25 MW au bout de 20 ans (on retiendra cette valeur dans les calculs). Des technologies récentes de nouveaux cycles (cycle de Kalina notamment) laissent penser que dans ces conditions de fonctionnement un rendement de l'ordre de 16,5 % pourrait être atteint.

II. Coûts

La technique de forage en géothermie HDR dérive de la technique pétrolière et gazière mais avec des particularités liées à la dureté et à la fracturation des roches.

On tient compte d'une réduction du coût du forage à partir du premier puits du fait de phénomènes d'apprentissages et d'effets d'échelle liés notamment au transport du matériel. Le coût de développement de stimulation de l'échangeur repose sur le principe qu'il n'y a qu'une stimulation par puits réalisée avec succès pour toute la durée de l'installation.

On dispose d'une expérience insuffisante sur les coûts d'exploitation et de maintenance et la valeur retenue de 3,5 % du coût d'investissement en 2015 est une estimation affectée d'une forte marge d'erreur.

Le tableau ci-dessous présente la décomposition des coûts retenue.

M€	
Exploration	3
Premier puits	10,7
Puits suivants	5,5
Stimulation par puits	0,8
Infrastructures	9,8
Production (€/kW)	1700
Total (€/kW)	4376

Tableau 56 - Coûts d'investissement d'une centrale HDR en 2015

On affecte l'investissement d'aléas sur planning de l'ordre de 5%. On prend l'hypothèse d'une disponibilité en base à 90% et une durée de réalisation de 24 mois correspondant à un forage de 6 mois par puits, avec deux forages simultanés. Le couplage n'intervient qu'à l'issue de la réalisation de l'ensemble des puits.

²⁵ Ce chapitre s'appuie très largement sur l'étude de S. Delacroix du CNRS/Ecodev publiée dans les cahiers du CLIP de septembre 1999.

III. Résultats

Le coût médian de production en base en 2015 d'une centrale HDR de 25 MW serait de l'ordre de 85 €/MWh.

€/MWh	Base	6000 h
Actualisation à 8%	84,8	123,2
Actualisation à 5%	70,4	102,1
Actualisation à 11%	101,2	147,1

Tableau 57 – Coût de production d'une centrale HDR

L'avenir économique du concept dépendra de la parfaite maîtrise technologique du concept, de la possibilité de garantir un fonctionnement en base, à intégrer des effets d'échelle, et des progrès dans la filière des cycles binaires. La régularité des débits sera particulièrement importante, ainsi que la bonne maîtrise du réservoir et des pertes engendrées par l'exploitation.

IV. Analyses de sensibilité

€/MWh, actualisation 8%	Variation	MSI 2015
Investissement	+/- 10%	+/- 8,4 %
Durée de vie	+/- 5 ans	- 6 / + 12 %
Disponibilité	+/- 5%	+/- 4,7 %
Exploitation	+/- 10%	+/- 1,2 %

Tableau 58 – Sensibilité du coût de production aux principaux paramètres

Les résultats sont là aussi très dépendants du taux d'actualisation puisque l'investissement représente près de 70% du coût de production.

Sous l'hypothèse d'un rendement de 16,5 %, et donc d'une centrale de 32 MW opérant au même débit, le coût de production serait de 67,4 €/MWh dans les conditions médianes.

Energie des vagues et des courants marins

En parallèle du développement de l'éolien en mer, on assiste, notamment sous l'impulsion du Royaume-Uni qui a le potentiel européen le plus important en ce domaine, à un accroissement de l'activité de développement et de construction de prototypes d'autres technologies d'exploitation de l'énergie des mers : l'énergie des vagues et l'énergie des courants marins. Le potentiel français dans ce domaine, quoique inférieur à celui de l'éolien terrestre et en mer, est significatif et des développements pourraient avoir lieu dans les prochaines années.

L'énergie des vagues (houlomotrice) est une forme concentrée de l'énergie du vent, elle-même issue de l'énergie solaire.

Sur la façade atlantique française, l'énergie apportée par les vagues est de l'ordre de 45 kW par mètre de ligne de côte.

Une étude²⁶ auprès de la Commission Européenne a permis d'estimer que la ressource techniquement exploitable en Europe se situe dans une fourchette de 140 à 750 TWh/an avec les systèmes de seconde génération développés actuellement.

L'énergie des courants (hydrocinétique) correspond à l'exploitation de l'énergie cinétique des masses d'eau mises en mouvement par les courants marins.

Le long des côtes européennes, les courants permanents sont de faible intensité, contrairement au Gulf Stream en Floride par exemple. Par contre, les courants développés par les phénomènes de marée représentent une ressource importante, en particulier dans la Manche. L'onde de marée est amplifiée dans certaines zones privilégiées par la configuration de la côte. Le littoral de la Bretagne et de la Normandie possède plusieurs sites où les courants atteignent des valeurs importantes : la Chaussée de Sein (3m/s), le Fromveur à Ouessant (4m/s), les Héauts de Bréhat, le Cap Fréhel (2m/s), le Raz Blanchard (5m/s). La vitesse et les horaires des courants sont prédictibles longtemps à l'avance.

La ressource accessible sur les côtes françaises serait de l'ordre d'un à plusieurs GW. En tout état de cause, la ressource hydrocinétique serait inférieure à la ressource éolienne en mer ainsi qu'à la ressource houlomotrice.

Il faut rappeler que l'énergie des marées (marémotrice) a été exploitée dans les moulins à marée et que l'usine de La Rance (240 MW) fonctionne depuis 1966. Toutefois, ces usines nécessitent la construction d'un barrage à la côte. Les sites potentiels sont peu nombreux et l'impact écologique est notable. Un projet de plusieurs centaines de MW est en cours d'étude en Grande-Bretagne.

I. Caractéristiques techniques

1. Energie houlomotrice

Depuis une trentaine d'années, des systèmes houlomoteurs dits de première génération avaient été testés dans divers pays (Japon, Inde, Portugal, Royaume-Uni, Norvège). Ils étaient généralement caractérisés par la construction à la côte de chambres d'eau oscillantes. Outre l'impact majeur représenté par l'infrastructure côtière, ces systèmes ne peuvent exploiter que l'énergie qui parvient effectivement au littoral, après dissipation sur les hauts fonds.

Les systèmes de seconde génération sont des installations offshore implantées plus au large avec des profondeurs d'eau de l'ordre de 40 à 50 m, indépendantes de la nature du fond. Ils sont

²⁶ Wavenet

conçus pour survivre aux plus fortes tempêtes et la partie la plus lourde de la maintenance serait réalisée en zone abritée moyennant un remorquage.

L'exemple le plus représentatif à ce jour est le Pelamis de Ocean Power Delivery Ltd dont un module de 750 kW (puissance maximum, dépendant de la densité de puissance des vagues) est opérationnel. Ce système consiste en un ensemble de segments cylindriques linéaires articulés (longueur total = 150 m, largeur = 4,7 m), à demi immergés, et liés par des joints. Le mouvement des joints généré par les vagues, transversalement et en hauteur, met en mouvement un fluide hydraulique qui fait fonctionner un moteur. Plusieurs modules seraient installés ensemble, comme dans une ferme éolienne. Ainsi une ferme houlomotrice de 30 MW installée sur un site favorable occuperait au plus une surface de 1 km² en mer²⁷.

D'autres concepts sont en cours d'étude ou de développement. Faute d'expériences concrètes suffisantes, il n'y a pas encore de technologie de référence pour l'exploitation de l'énergie houlomotrice.

A puissance nominale donnée la durée équivalente de fonctionnement est typiquement de 3000 à 4000 h/an.

A l'horizon 2007, seuls des prototypes pré-industriels dans des gammes de puissance de l'ordre de 500 kW à 1 MW devraient être exploités. On se placera à l'horizon 2015 avec une installation de référence de 30 MW.

2. Energie hydrocinétique

Dans l'un des concepts les plus avancés actuellement, une installation hydrocinétique peut être assimilée à une éolienne sous-marine (hydrolienne). La puissance fournie par une hydrolienne est de l'ordre de 1,2 kW/m² pour un courant de 2m/s et 4 kW/m² pour un courant de 3m/s. Elle est proportionnelle au cube de la vitesse de l'eau.

Comme en un site donné les courants les plus forts sont exceptionnels (marées de vives-eaux), il est préférable de dimensionner électriquement les turbines pour une vitesse de courant revenant fréquemment. La durée équivalente de fonctionnement atteint alors de l'ordre de 4000 h/an.

Les hydroliennes doivent être prévues pour fonctionner en milieu sous-marin, de conception robuste et avec un minimum d'entretien. Les courants rapides n'existent que dans les profondeurs d'eau faible et à proximité des côtes. Les machines doivent donc être de taille modeste (rotors de 10 à 20 m de diamètre).

Les premiers prototypes sont déjà opérationnels en Norvège et au Royaume-Uni. Un projet est en cours de développement en France.

Il faut noter qu'une technologie de type «hydrofoil » associé à un moteur hydraulique est également en projet.

II. Coûts

Les efforts passés ont permis de diminuer fortement les coûts de l'énergie houlomotrice, avec une baisse des coûts des systèmes conçus d'un facteur 5 en 25 ans. Le prix de l'investissement estimé couvre une fourchette très large de l'ordre de 1000 à 3000 €/kW, selon la technologie et les conditions de ressource locales.

²⁷ Pour comparaison, la centrale éolienne offshore de Rodsand au Danemark occupe une surface de 24 km² pour une puissance totale de 150 MW. La densité surfacique de puissance est donc de l'ordre de 6 MW/km².

Mais il s'agit de coûts évalués théoriquement et trop peu de réalisations en taille réelle ont été effectuées pour qu'on ait mieux que des ordres de grandeur. Les réponses à une demande d'information récente de la part d'une institution intéressée par la construction d'une structure exploitant l'énergie des vagues aux Etats-Unis²⁸ permet cependant d'avoir une bonne idée de ce que pourraient être les prix de démonstrateurs en 2005-2006, soit de l'ordre de 2800 €/kW.

En accord avec les hypothèses prises pour 2010 et 2020 dans une étude pour le ministère de l'industrie britannique²⁹, on retiendra une hypothèse de coût d'exploitation annuel égale à 4% du coût d'investissement pour une durée de vie de l'équipement de 20 ans. On retiendra également l'hypothèse qui est faite de coût identique pour l'ensemble des énergies renouvelables marines, houlomotrice (wave) et hydrocinétique (tidal).

Pour des filières en émergence comme celles qui sont étudiées ici, une hypothèse de taux d'apprentissage de 10% ne semble pas excessive dans la phase de maturation de la technologie. D'ici à 2007, on restera sur un marché de prototype pré-industriel avec une hypothèse de marché de 2 MW/an. En cas de succès des premières démonstrations, des centrales plus importantes pourront être construites et les technologies les plus intéressantes seront naturellement sélectionnées. Mais il est probable que ce n'est qu'au-delà de 2015 qu'un développement commercial pourrait être envisagé.

Cela conduit à une hypothèse de coût d'investissement (construction) de 1400 €/kW en 2015, auquel s'ajoutent des frais de maîtrise d'œuvre de 4% tenant compte notamment des coûts de sélection du site.

Dans les calculs qui suivent, et en l'absence de législation fiscale clairement établie sur les types d'installations considérées, dans ou en dehors du domaine public maritime, on ne prend en compte dans les taxes que les charges centrales applicables à toutes les filières.

III. Résultats

Le coût de production en 2015 d'une centrale houlomotrice ou hydrocinétique serait de l'ordre de 59 €/MWh pour une durée annuelle de fonctionnement de 4000 h.

€/MWh	3000 h	4000 h
actualisation à 5%	66,7	50,4
actualisation à 8%	77,9	58,8
actualisation à 11%	90,0	67,9

Tableau 59 – Coût de production d'une centrale houlomotrice

²⁸ E2I EPRI, « offshore wave energy conversion devices », mai 2004

²⁹ OXERA, « results of renewable market modelling », février 2004

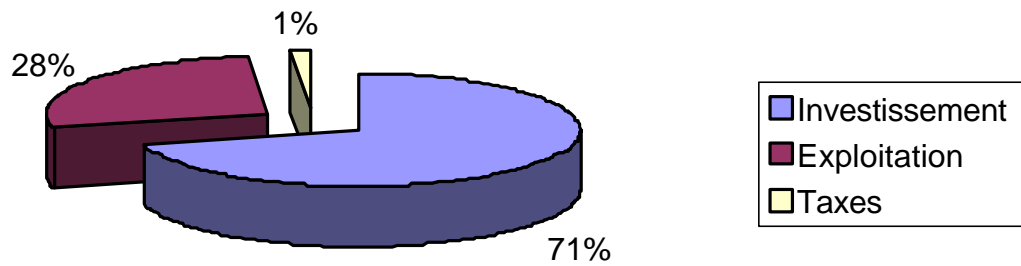


Figure 28 – Décomposition du coût de production d’une centrale houlomotrice (2015 ; actualisation = 8% ; durée de fonctionnement = 4000 h)

IV. Analyses de sensibilité

Comme l’investissement représente plus de 70% du coût de production et que le coût d’exploitation est supposé proportionnel au coût d’investissement, le paramètre le plus déterminant est la baisse de coût d’investissement qui pourrait être atteinte d’ici à 2015 : de 50 % dans notre hypothèse de référence relativement prudente en termes de taux d’apprentissage et de croissance du marché, jusqu’à 70 % pour un taux d’apprentissage de 15% et un développement plus rapide du marché mondial au-delà de 2010.

Dans ce dernier cas de développement rapide de la filière, le coût de production pourrait approcher 36 €/MWh en 2015 pour de bonnes conditions de ressource.

La fourchette de coûts envisageables en 2015 est donc importante et il semble difficile d’estimer un coût de production pour cette filière avant que davantage d’installations soient réalisées dans des conditions réelles d’exploitation.

ANNEXE : résultats détaillés

1. Cogénération : moteurs

a) Mise en service en 2007

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour les moteurs en fonctionnement en cogénération au gaz naturel pour une mise en service en 2007. On indique en dessous une évaluation des externalités de CO₂.

Coût de production des moteurs au gaz, MSI 2007

MWh TTC			dollar	actu										
Puissance (MW)	Durée d'appel	Scénario	dollar 0,8 €				dollar 1 €				dollar 1,2 €			
			3%	5%	8%	11%	3%	5%	8%	11%	3%	5%	8%	11%
0,5	3624	gaz 2,4	65,5	70,1	77,7	85,8	68,2	72,8	80,4	88,5	70,9	75,5	83,1	91,2
		gaz 3,3	69,5	74,2	81,7	89,9	73,2	77,9	85,4	93,6	76,9	81,6	89,1	97,3
		gaz 3,6	70,9	75,5	83,1	91,2	74,9	79,5	87,1	95,2	78,9	83,6	91,1	99,3
		gaz 4,7	75,8	80,4	88,0	96,1	81,1	85,7	93,3	101,4	86,3	91,0	98,5	106,7
	8760	gaz 2,4	42,7	44,7	47,9	51,5	45,4	47,4	50,6	54,1	48,1	50,1	53,3	56,8
		gaz 3,3	46,7	48,7	52,0	55,5	50,4	52,4	55,7	59,2	54,1	56,1	59,4	62,9
		gaz 3,6	48,1	50,1	53,3	56,8	52,1	54,1	57,4	60,9	56,1	58,1	61,4	64,9
		gaz 4,7	53,0	55,0	58,3	61,8	58,3	60,3	63,5	67,0	63,5	65,5	68,8	72,3
1	3624	gaz 2,4	54,5	57,5	62,6	68,0	57,0	60,1	65,1	70,5	59,5	62,6	67,6	73,0
		gaz 3,3	58,3	61,3	66,3	71,8	61,7	64,8	69,8	75,2	65,2	68,3	73,3	78,7
		gaz 3,6	59,5	62,6	67,6	73,0	63,3	66,4	71,4	76,8	67,1	70,2	75,2	80,6
		gaz 4,7	64,1	67,2	72,2	77,6	69,1	72,2	77,2	82,6	74,0	77,1	82,1	87,5
	8760	gaz 2,4	37,0	38,3	40,5	42,8	39,5	40,8	43,0	45,3	42,0	43,3	45,5	47,9
		gaz 3,3	40,8	42,1	44,3	46,6	44,2	45,6	47,7	50,1	47,7	49,0	51,2	53,5
		gaz 3,6	42,0	43,3	45,5	47,9	45,8	47,1	49,3	51,6	49,6	50,9	53,1	55,4
		gaz 4,7	46,6	48,0	50,1	52,5	51,6	52,9	55,1	57,4	56,5	57,9	60,0	62,4
5	3624	gaz 2,4	47,8	50,4	54,6	59,1	50,3	52,9	57,1	61,6	52,8	55,4	59,6	64,1
		gaz 3,3	51,6	54,1	58,3	62,9	55,0	57,6	61,8	66,3	58,5	61,1	65,3	69,8
		gaz 3,6	52,8	55,4	59,6	64,1	56,6	59,2	63,4	67,9	60,4	63,0	67,2	71,7
		gaz 4,7	57,4	60,0	64,2	68,7	62,4	64,9	69,2	73,7	67,3	69,9	74,1	78,6
	8760	gaz 2,4	32,9	34,1	35,9	37,8	35,5	36,6	38,4	40,3	38,0	39,1	40,9	42,9
		gaz 3,3	36,7	37,8	39,7	41,6	40,2	41,3	43,1	45,1	43,6	44,8	46,6	48,5
		gaz 3,6	38,0	39,1	40,9	42,9	41,8	42,9	44,7	46,6	45,5	46,7	48,5	50,4
		gaz 4,7	42,60	43,71	45,53	47,48	47,53	48,64	50,46	52,41	52,46	53,58	55,39	57,35

€/MWh 1 \$/€ 3,3 MBtu, 8%	0,5 MW	1 MW	5 MW
TICGN	3,74	3,48	3,43
CO2 - Evaluation basse ³⁰	1,22	1,15	1,15
CO2 - Evaluation médiane	6,12	5,74	5,73
CO2 - Evaluation haute	15,29	14,35	14,32

³⁰ Coût calculé pour les émissions nettes

b) Mise en service en 2015

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour les moteurs en fonctionnement en cogénération au gaz naturel pour une mise en service en 2015. On indique en dessous une évaluation des externalités de CO₂.

Coût de production des moteurs au gaz, MSI 2015

MWh TTC			dollar	actu										
			dollar 0,8 €				dollar 1 €				dollar 1,2 €			
Puissance (MW)	Durée d'appel	Scénario	3%	5%	8%	11%	3%	5%	8%	11%	3%	5%	8%	11%
0,5	3624	gaz 2,4	65,2	69,8	77,4	85,6	67,9	72,5	80,1	88,2	70,5	75,1	82,7	90,9
		gaz 3,3	69,2	73,8	81,4	89,5	72,8	77,5	85,0	93,2	76,5	81,1	88,7	96,8
		gaz 3,6	70,5	75,1	82,7	90,9	74,5	79,1	86,7	94,9	78,5	83,1	90,7	98,8
		gaz 4,7	75,4	80,0	87,6	95,7	80,6	85,2	92,8	100,9	85,8	90,4	98,0	106,1
	8760	gaz 2,4	42,5	44,5	47,8	51,3	45,1	47,1	50,4	53,9	47,8	49,8	53,1	56,6
		gaz 3,3	46,5	48,5	51,7	55,3	50,1	52,1	55,4	58,9	53,8	55,8	59,0	62,5
		gaz 3,6	47,8	49,8	53,1	56,6	51,8	53,8	57,0	60,6	55,7	57,7	61,0	64,5
		gaz 4,7	52,6	54,7	57,9	61,4	57,8	59,8	63,1	66,6	63,0	65,0	68,3	71,8
1	3624	gaz 2,4	54,3	57,4	62,4	67,8	56,8	59,9	64,9	70,3	59,3	62,4	67,4	72,8
		gaz 3,3	58,0	61,1	66,1	71,6	61,5	64,5	69,6	75,0	64,9	68,0	73,0	78,4
		gaz 3,6	59,3	62,4	67,4	72,8	63,0	66,1	71,1	76,6	66,8	69,9	74,9	80,3
		gaz 4,7	63,9	66,9	72,0	77,4	68,7	71,8	76,9	82,3	73,6	76,7	81,8	87,2
	8760	gaz 2,4	36,8	38,2	40,3	42,7	39,3	40,7	42,8	45,2	41,8	43,2	45,3	47,7
		gaz 3,3	40,6	41,9	44,1	46,4	44,0	45,3	47,5	49,9	47,5	48,8	51,0	53,3
		gaz 3,6	41,8	43,2	45,3	47,7	45,6	46,9	49,1	51,4	49,3	50,7	52,8	55,2
		gaz 4,7	46,4	47,7	49,9	52,3	51,3	52,6	54,8	57,2	56,2	57,5	59,7	62,0
5	3624	gaz 2,4	44,5	47,1	51,4	55,9	47,0	49,6	53,8	58,4	49,5	52,1	56,3	60,9
		gaz 3,3	48,3	50,9	55,1	59,6	51,7	54,3	58,5	63,1	55,1	57,7	61,9	66,5
		gaz 3,6	49,5	52,1	56,3	60,9	53,3	55,9	60,1	64,6	57,0	59,6	63,8	68,4
		gaz 4,7	54,1	56,7	60,9	65,5	59,0	61,6	65,8	70,3	63,9	66,5	70,7	75,2
	8760	gaz 2,4	31,1	32,2	34,0	36,0	33,5	34,7	36,5	38,5	36,0	37,2	39,0	40,9
		gaz 3,3	34,8	35,9	37,7	39,7	38,2	39,3	41,2	43,1	41,7	42,8	44,6	46,6
		gaz 3,6	36,0	37,2	39,0	40,9	39,8	40,9	42,7	44,7	43,5	44,6	46,5	48,4
		gaz 4,7	40,6	41,7	43,6	45,5	45,5	46,6	48,4	50,4	50,4	51,5	53,3	55,3

€/MWh 1 \$/€ 3,3 MBtu, 8%	0,5 MW	1 MW	5 MW
TICGN	3,54	3,30	3,26
CO2 - Evaluation basse	1,21	1,14	1,13
CO2 - Evaluation médiane	6,03	5,68	5,67
CO2 - Evaluation haute	15,08	14,21	14,18

2. Cogénération : TAC

a) Mise en service en 2007

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour les TAC en fonctionnement en cogénération au gaz naturel pour une mise en service en 2007. On indique en dessous une évaluation des externalités de CO₂.

Coût de production des TAC au gaz, MSI 2007

MWh TTC			dollar	actu											
Puissance (MW)	Durée d'appel	Scénario	dollar 0,8 €				dollar 1 €				dollar 1,2 €				
			3%	5%	8%	11%	3%	5%	8%	11%	3%	5%	8%	11%	
5	3624	gaz 2,4	60,0	62,8	67,4	72,3	63,2	66,0	70,6	75,6	66,4	69,3	73,8	78,8	
		gaz 3,3	64,8	67,6	72,2	77,2	69,3	72,1	76,7	81,6	73,7	76,5	81,1	86,1	
		gaz 3,6	66,4	69,3	73,8	78,8	71,3	74,1	78,7	83,6	76,1	79,0	83,5	88,5	
		gaz 4,7	72,4	75,2	79,8	84,7	78,7	81,5	86,1	91,0	85,0	87,8	92,4	97,4	
	8760	gaz 2,4	35,3	36,5	38,4	40,5	38,5	39,7	41,6	43,7	41,7	42,9	44,9	46,9	
		gaz 3,3	40,1	41,3	43,2	45,3	44,6	45,8	47,7	49,8	49,0	50,2	52,1	54,2	
		gaz 3,6	41,7	42,9	44,9	46,9	46,6	47,8	49,7	51,8	51,4	52,6	54,6	56,6	
		gaz 4,7	47,7	48,9	50,8	52,9	54,0	55,2	57,1	59,2	60,3	61,5	63,4	65,5	
11	3624	gaz 2,4	57,9	60,6	65,1	69,8	61,2	63,9	68,3	73,0	64,4	67,1	71,5	76,3	
		gaz 3,3	62,8	65,5	69,9	74,7	67,2	69,9	74,3	79,1	71,7	74,4	78,8	83,5	
		gaz 3,6	64,4	67,1	71,5	76,3	69,2	72,0	76,4	81,1	74,1	76,8	81,2	86,0	
		gaz 4,7	70,3	73,0	77,4	82,2	76,7	79,4	83,8	88,5	83,0	85,7	90,1	94,9	
	8760	gaz 2,4	34,4	35,6	37,4	39,4	37,7	38,8	40,6	42,6	40,9	42,0	43,9	45,9	
		gaz 3,3	39,3	40,4	42,3	44,3	43,7	44,8	46,7	48,7	48,2	49,3	51,2	53,1	
		gaz 3,6	40,9	42,0	43,9	45,9	45,7	46,9	48,7	50,7	50,6	51,7	53,6	55,6	
		gaz 4,7	46,8	47,9	49,8	51,8	53,1	54,3	56,1	58,1	59,5	60,6	62,5	64,5	
40	3624	gaz 2,4	45,3	47,6	51,3	55,3	48,1	50,4	54,1	58,1	50,9	53,2	56,9	60,9	
		gaz 3,3	49,5	51,8	55,5	59,5	53,4	55,7	59,4	63,4	57,3	59,5	63,2	67,2	
		gaz 3,6	50,9	53,2	56,9	60,9	55,2	57,4	61,1	65,1	59,4	61,6	65,3	69,3	
		gaz 4,7	56,1	58,4	62,1	66,1	61,6	63,8	67,6	71,6	67,1	69,3	73,1	77,0	
	8760	gaz 2,4	27,2	28,2	29,8	31,4	30,1	31,0	32,6	34,3	32,9	33,8	35,4	37,1	
		gaz 3,3	31,5	32,4	34,0	35,7	35,3	36,3	37,8	39,5	39,2	40,1	41,7	43,4	
		gaz 3,6	32,9	33,8	35,4	37,1	37,1	38,0	39,6	41,3	41,3	42,2	43,8	45,5	
		gaz 4,7	38,00	38,96	40,52	42,20	43,50	44,45	46,01	47,69	48,99	49,95	51,51	53,19	

€/MWh 1 \$/€ 3,3 MBtu, 8%	5 MW	11 MW	40 MW
TICGN	4,40	4,40	3,67
CO2 - Evaluation basse	1,47	1,47	1,28
CO2 - Evaluation médiane	7,35	7,35	6,38
CO2 - Evaluation haute	18,37	18,37	15,95

b) Mise en service en 2015

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour les TAC en fonctionnement en cogénération au gaz naturel pour une mise en service en 2015. On indique en dessous une évaluation des externalités de CO₂.

Coût de production des TAC au gaz, MSI 2015

MWh TTC			dollar	actu										
			dollar 0,8 €				dollar 1 €				dollar 1,2 €			
Puissance (MW)	Durée d'appel	Scénario	3%	5%	8%	11%	3%	5%	8%	11%	3%	5%	8%	11%
			5	3624	gaz 2,4	59,5	62,3	66,9	71,9	62,6	65,4	70,1	75,0	65,8
gaz 3,3	64,2	67,0			71,6	76,6	68,5	71,4	76,0	81,0	72,9	75,7	80,3	85,3
gaz 3,6	65,8	68,6			73,2	78,2	70,5	73,3	78,0	82,9	75,2	78,1	82,7	87,7
gaz 4,7	71,6	74,4			79,0	84,0	77,7	80,6	85,2	90,2	83,9	86,7	91,4	96,3
8760	gaz 2,4	34,9		36,1	38,0	40,1	38,1	39,3	41,2	43,3	41,2	42,4	44,4	46,5
	gaz 3,3	39,6		40,8	42,8	44,9	44,0	45,2	47,1	49,2	48,3	49,5	51,5	53,6
	gaz 3,6	41,2		42,4	44,4	46,5	46,0	47,2	49,1	51,2	50,7	51,9	53,8	55,9
	gaz 4,7	47,0		48,2	50,1	52,2	53,2	54,4	56,3	58,4	59,4	60,6	62,5	64,6
11	3624	gaz 2,4	57,4	60,1	64,6	69,4	60,6	63,3	67,7	72,5	63,7	66,4	70,9	75,7
		gaz 3,3	62,1	64,9	69,3	74,1	66,5	69,2	73,7	78,4	70,8	73,5	78,0	82,8
		gaz 3,6	63,7	66,4	70,9	75,7	68,5	71,2	75,6	80,4	73,2	75,9	80,4	85,1
		gaz 4,7	69,5	72,2	76,7	81,5	75,7	78,4	82,9	87,6	81,9	84,6	89,0	93,8
	8760	gaz 2,4	34,0	35,2	37,1	39,1	37,2	38,4	40,2	42,2	40,4	41,5	43,4	45,4
		gaz 3,3	38,8	39,9	41,8	43,8	43,1	44,3	46,1	48,2	47,5	48,6	50,5	52,5
		gaz 3,6	40,4	41,5	43,4	45,4	45,1	46,2	48,1	50,1	49,8	51,0	52,8	54,9
		gaz 4,7	46,1	47,3	49,2	51,2	52,3	53,5	55,3	57,4	58,5	59,7	61,5	63,5
40	3624	gaz 2,4	45,1	47,4	51,1	55,1	47,8	50,1	53,9	57,9	50,6	52,9	56,6	60,6
		gaz 3,3	49,2	51,5	55,2	59,3	53,0	55,3	59,0	63,1	56,8	59,1	62,8	66,9
		gaz 3,6	50,6	52,9	56,6	60,6	54,8	57,0	60,8	64,8	58,9	61,2	64,9	68,9
		gaz 4,7	55,7	58,0	61,7	65,7	61,1	63,4	67,1	71,1	66,5	68,8	72,5	76,5
	8760	gaz 2,4	27,1	28,0	29,6	31,3	29,8	30,8	32,4	34,1	32,6	33,6	35,1	36,8
		gaz 3,3	31,2	32,2	33,7	35,4	35,0	36,0	37,5	39,2	38,8	39,8	41,3	43,0
		gaz 3,6	32,6	33,6	35,1	36,8	36,7	37,7	39,3	41,0	40,9	41,8	43,4	45,1
		gaz 4,7	37,7	38,6	40,2	41,9	43,1	44,0	45,6	47,3	48,5	49,4	51,0	52,7

€/MWh 1 \$/€ 3,3 MBtu, 8%	5 MW	11 MW	40 MW
TICGN	4,13	4,13	3,48
CO2 - Evaluation basse	1,44	1,44	1,26
CO2 - Evaluation médiane	7,18	7,18	6,29
CO2 - Evaluation haute	17,94	17,94	15,71