

CREDEN

CAHIERS DE RECHERCHE

**LES TARIFS D'ACHAT STIMULENT-ILS LA
PRODUCTION D'ELECTRICITE RENOUVELABLE
EN FRANCE ? IDENTIFICATION DE L'EFFET DE
SEUIL DECOURAGEANT LA RENOVATION DES
PETITES CENTRALES HYDRAULIQUES**

Dorian LITVINE

Cahier N° 11.03.89

3 mars 2011

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie

CREDEN - Equipe ART Dev

Université de Montpellier I
Faculté d'Economie - C.S. 79606
34960 Montpellier Cedex 2, France

Tel. : 33 (0)4 67 15 83 60

Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04



Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie
(Université de Montpellier 1)

Les tarifs d'achat stimulent-ils la production d'électricité renouvelable en France ?

Identification de l'effet de seuil décourageant la rénovation des petites centrales hydrauliques

Dorian Litvine

Avril 2010

Remerciements

L'auteur de la présente étude est Dorian Litvine[†]. L'équipe du CREDEN tient à remercier Electricité Autonome Française (EAF) pour le financement de l'étude, ainsi que les personnalités qui ont su prendre le temps de fournir des informations nécessaires à sa réalisation ; notamment J. Cayrol, N. D'Orazio (service obligation d'achat d'EDF) et O. Rousse.

[†] *Dorian LITVINE est chercheur en Economie de l'Environnement au sein du laboratoire LASER-CREDEN (dorian.litvine@univ-montp1.fr ou dorian.litvine@gmail.com)*

Les opinions exprimées dans cette publication sont celles de l'auteur, et ne reflètent pas nécessairement celles du CREDEN ou de l'EAF.

Les conclusions de cette publication peuvent être reprises et utilisées sous réserve d'en notifier clairement la provenance à savoir (Litvine, 2010).

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN)

*UMR ART Dev
UFR d'Economie,
Rue Raymond Dugrand, CS 79606
34 960 MONTPELLIER Cedex 2
www.creden.univ-montp1.fr*

SOMMAIRE

Synthèse des résultats et schéma de réflexion.....	5
A. Contexte, objectif et méthodologie.....	7
B. L'incitation à rénover pour obtenir un contrat H07 concerne essentiellement les centrales ≤ 400kW	8
B.1 Hypothèses de base et éléments de méthodologie.....	8
B.1.1 Calcul du niveau de rémunération par kWh	8
B.1.2 Calcul du montant d'investissement par kW	10
B.1.3 Hypothèses concernant la durée moyenne de fonctionnement annuel.....	10
B.1.4 Hypothèses concernant l'augmentation de productible	11
B.1.5 Hypothèses concernant le taux d'actualisation.....	11
B.2 Calcul de la rentabilité financière des activités de rénovation par simulation.....	12
B.2.1 Notre démarche et méthode de calcul	12
B.2.2 Résultats de la simulation sous hypothèses moyennes	12
B.2.3 Résultats de la simulation sous différentes hypothèses : analyse de sensibilité.....	14
B.2.4 Synthèse des résultats.....	16
C. L'incitation des producteurs à sous-exploiter les centrales rénovées de puissance > 400kW	17
C.1 Eléments de méthodologie.....	17
C.2 Présentation et analyse des résultats de la simulation.....	18
D. Eléments de conclusion et recommandations.....	19
Bibliographie	24
Tables des tableaux.....	25
Annexes	26

Glossaire et abréviations

CSPE :	Contribution au Service Public de l'Electricité
DGEC :	Direction Générale de l'Energie et du Climat
DGEMP :	Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières
EAF :	Electricité Autonome Française
EDF :	Electricité de France
EnR :	Energies Renouvelables
kW :	Kilowatt
MQ :	Majoration de Qualité
MW :	Mégawatt
PCH :	Petite Centrale Hydraulique
PHE :	Petite Hydroélectricité
TRI :	Taux de Retour sur Investissement

Schéma de réflexion et synthèse des résultats

Certaines décisions des pouvoirs publics témoignent d'un intérêt à développer la production de petite hydroélectricité (PHE) ; souhait illustré par exemple au travers du discours de Jean-Louis Borloo (ministre de l'écologie et du développement durable à l'été 2008) annonçant la mise en œuvre d'un plan de relance de l'hydroélectricité, l'engagement des travaux de la convention tripartite ou encore certaines dispositions de la loi Grenelle 1 adoptée en juillet 2009. L'accent semble mis sur l'amélioration de l'existant, et notamment les activités de rénovation et d'augmentation de puissance. Ces activités contribuent en effet à atteindre un objectif de production donné au moindre coût financier et en respectant une réglementation environnementale de plus en plus exigeante. Parallèlement, elles permettent aux producteurs de prolonger leur contrat d'achat¹, la plupart bénéficiant à ce jour de contrats 97-07 (notés « 97 ») à échéance en 2012. La rénovation doit donc répondre aux intérêts à la fois du gouvernement et des producteurs. Or cette coordination semble compromise par un effet de seuil qui démotive les projets de rénovation des petites centrales hydrauliques (PCH) de plus de 400kW, et incite les producteurs à sous-exploiter ce type de centrales une fois rénovées. Or, pour être cohérentes avec les objectifs de production, les dispositions prises par le ministère devraient favoriser la rénovation des centrales les plus productives, ce qui ne semble pas être le cas sur le terrain. Cette constatation révèle une contradiction entre le discours du gouvernement, les moyens mis en œuvre et les objectifs nationaux à atteindre.

La présente étude vise à mettre en lumière cet effet de seuil, au travers d'une simulation en deux étapes se concentrant sur la rentabilité financière directe des projets. Dans un premier temps nous considérons un arbitrage auquel sont soumis la plupart des producteurs : *attendre un éventuel prolongement des contrats 97 en cours – à des conditions inconnues - ou bien effectuer aujourd'hui des travaux de rénovations pour bénéficier d'un nouveau contrat H07 avec un tarif plus élevé.* Cet arbitrage suppose des contrats 97 qui se prolongent au-delà de 2012, hypothèse forte mais envisageable si on se réfère à l'article 19 de la loi Grenelle 1. De plus, même si cette prolongation est abandonnée, elle demeure l'option de référence dans les décisions des producteurs sous contrat 97 (*statu quo*), dont l'importance a été renforcée par la simple annonce de son éventualité. Dans ce cadre de réflexion « 97 versus H07 », la décision du producteur est guidée avant tout par la rentabilité du projet de rénovation, puisque l'obtention d'un nouveau contrat d'achat n'est plus un critère de décision.

Nous considérons trois types de PCH qui turbinent en moyenne 3800h par an (hypothèse de référence DGEC). L'investissement en rénovation est pris à son niveau minimal, tel que le spécifie l'arrêté du 7 septembre 2005 (ou 3000 €/kW si la rénovation est combinée à une augmentation de puissance). Deux flux financiers sont alors calculés : (i) les recettes perçues annuellement avec un tarif 97, actualisé en janvier 2009 et appliqué à une production de base ; (ii) les recettes perçues annuellement grâce au nouveau tarif H07 (actualisé en janvier 2009) et un productible augmenté par la rénovation (+10% sans augmentation de puissance et +19% avec de tels travaux). L'écart de recettes généré par le tarif H07 est alors actualisé à 8% (référence DGEC) afin de déterminer le temps de retour sur investissement.

¹ Nous ne traitons pas des rénovations partielles qui consistent à conclure un nouveau contrat H07 uniquement pour la production supplémentaire générée par les travaux (art. 5 de l'arrêté du 1^{er} mars 2007).

Les simulations sous hypothèses de référence suggèrent que l'investissement en rénovation n'est rentable que pour les PCH $\leq 400\text{kW}$. Pour les PCH de puissance supérieure (à faibles économies d'échelle), l'investissement n'est jamais amorti par le surplus de recettes et le bilan du projet est très largement déficitaire à l'issue de la nouvelle période de contrat H07. En considérant le plafond de 20% fixé par la loi POPE, les travaux d'augmentation de puissance ne sont rentables pour aucune des PCH considérées.

Une analyse de sensibilité nous permet de tester la portée de ces résultats en faisant varier quatre paramètres, à savoir le taux d'actualisation (5% et 11%), l'augmentation de productible générée par la rénovation (+7% ou +15%), le montant d'investissement pour augmenter la puissance (2000€ ou 4000€ par kWh) et la durée annuelle de fonctionnement (2900h ou 4500h). Même si le surplus de recettes est significativement supérieur lorsque les conditions de production sont plus favorables, nos conclusions restent les mêmes : le projet de rénovation d'une PCH à fort potentiel productif ($> 400\text{ kW}$) ne peut jamais être amorti et se solde par un bilan très déficitaire dans tous les cas de figure, même si la centrale réunit simultanément plusieurs conditions de production favorables. Il faut en revanche plusieurs conditions défavorables pour que le projet de rénovation d'une PCH $\leq 400\text{kW}$ ne soit pas rentable, et notamment celui des PCH $\leq 100\text{kW}$. Les travaux d'augmentation de puissance ne sont rentables dans aucun des cas envisagés.

Dans une seconde étape nous intégrons le comportement d'optimisation des producteurs et mettons en lumière l'incitation de ces derniers à rénover leur PCH $>400\text{kW}$ pour ensuite sous-exploiter la puissance installée, et bénéficier ainsi d'un tarif d'achat « 400kW ». Pour cela, nous comparons le bilan financier actualisé (8%) d'une PCH de 600kW (ou plus) placée dans trois scénarios : une centrale sous contrat 97 non rénovée, une autre rénovée et exploitée au maximum sous contrat H07 (3800h/an) et la dernière rénovée mais exploitée à 400kW sous contrat H07 (6000h/an ou 5000h/an). Nous montrons que seul le schéma de sous-régime (6000h/an) rend la rénovation rentable avant l'échéance du nouveau contrat H07, en faisant passer le temps de retour sur investissement d'une période indéterminée à moins de 10 ans. Dans les autres cas, la rénovation n'est pas du tout rentable. Cependant, la sous-exploitation des PCH $>400\text{kW}$ rapporte toujours plus que le plein régime en H07 ou 97, et ce même sous hypothèse conservatrice de 5000h/an, et améliore ainsi significativement le bilan déficitaire du nouveau contrat.

Nous concluons enfin en relevant certains paramètres écartés de notre analyse. Notamment, la nouvelle visibilité de 20 ans offerte par la prolongation de contrat génère un bénéfice indirect important qui n'a pas été intégré dans notre approche. De même, la stratégie de marché n'a pas été considérée dans les options à disposition puisqu'elle est encore peu réaliste pour la grande majorité des petits producteurs. Cette alternative mérite néanmoins une réflexion approfondie. L'étude débouche sur quelques recommandations visant à améliorer la structure d'incitation liée aux activités de rénovation (cf. récapitulatif du Tableau 7, p.22).

L'objectif du gouvernement de ne pas écarter les PCH à faible capacité semble atteint. Mais la situation climatique, le nouveau cadre réglementaire imposé par l'Union Européenne et les objectifs de production d'énergie renouvelable soulignent l'importance des PCH de plus grande taille. Or, la structure d'incitation proposée par les instances publiques ne favorise pas l'exploitation de ce type de centrale, et paraît inadaptée au contexte écologique, économique et politique actuel.

A. Contexte, objectif et méthodologie

Une préférence manifeste pour l'amélioration de l'existant

Compte tenu des contraintes écologiques et économiques croissantes, le gouvernement cherche en priorité à maintenir la production actuelle et si possible l'augmenter, mais pas à n'importe quel coût. Les activités de rénovation sont ainsi favorisées puisqu'elles sont moins onéreuses et contribuent à atteindre un objectif de production donné au moindre coût écologique. Les instances publiques semblent inciter en priorité les projets de rénovation les plus productifs, notamment par un mécanisme d'appel d'offre visant à augmenter le rendement des grosses installations (cf. Dambrine, 2006 ; Conseil Général des Mines, 2006). Cette incitation est renforcée avec la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA) qui, en engageant la révision du classement des cours d'eau et en augmentant les débits réservés à l'horizon 2014, réduit la perspective d'installer de nouvelles centrales et d'augmenter le productible à partir de l'existant. Dans ce cadre réglementaire contraignant, et dans la perspective d'une réduction du débit due au changement climatique et à la modification des régimes hydrologiques, les améliorations de productivité semblent essentielles pour augmenter la production et contribuer à tenir les engagements européens en termes de production d'énergie renouvelable (EnR). De plus, l'amélioration de l'existant restreint le processus de décentralisation généré par l'installation de nouvelles centrales, et réduit ainsi le besoin en réseau supplémentaire. Dans cette optique, il apparaît efficient d'un point de vue écologique, économique et politique de se rapprocher des objectifs nationaux en optimisant la production des centrales existantes plutôt que d'en installer de nouvelles.

Parallèlement, les rénovations apportent une nouvelle visibilité aux producteurs sous contrat. L'arrêté du 7 septembre 2005 permet aux producteurs qui effectuent des activités de rénovation de bénéficier d'une prolongation de l'obligation d'achat sous contrat H07. Cette opportunité a été récemment complétée par la loi Grenelle 1 qui prévoit l'étude par l'Etat des conditions dans lesquelles les contrats actuels pourraient être renouvelés. La rénovation est également un moyen pour les producteurs de rendre leurs centrales conformes à la réglementation environnementale, qui s'intensifie progressivement dans la filière hydraulique (cf. annexe 2). Elle permet en outre d'améliorer l'image locale des PCH, ainsi que l'acceptabilité des projets (forte pression locale et des associations écologiques). Ces résultats sont obtenus tout en augmentant la productivité/production des PCH, et en évitant les difficultés rencontrées au cours des projets d'installation de nouvelles centrales (instruction du dossier, refus fréquent, risque financier, etc.). Les atouts de la rénovation sont donc mutuels, ce qui conduit les instances publiques à encourager ce type d'ouvrages.

L'objectif de l'étude : identifier l'effet de seuil pour les PCH de puissance > 400kW

L'arrêté du 7 septembre 2005 dresse une liste des travaux valides pour obtenir une prolongation de contrat dans le cadre H07. Cet arrêté spécifie également le montant d'investissement minimum à réaliser par kW afin de bénéficier de cette extension, montant qui dépend de la puissance installée :

- ✓ Les centrales de moins de 100kW doivent investir au moins 800 €/kW.
- ✓ Les centrales de plus de 300kW doivent investir au moins 1000 €/kW.
- ✓ Les valeurs intermédiaires sont obtenues par extrapolation linéaire.

L'extrapolation linéaire poursuit le même objectif ici que lors de la fixation des tarifs d'achat, à savoir éviter l'effet de seuil généré par les paliers de puissance. Malgré cet effort, la distinction par palier induit un effet de seuil autour des 400kW de capacité, qui dé motive les activités de rénovation et incite à installer/exploiter une puissance inférieure au potentiel des centrales afin de percevoir un gain supérieur (cf. annexe 1). **L'objectif de la présente note est d'identifier cet effet de seuil qui pénalise les PCH de capacité >400kW**, créant un différentiel d'incitation inefficace pour les objectifs de production du gouvernement.

Afin de répondre à cette problématique, nous examinons dans un premier temps l'amortissement de l'investissement en rénovation pour différents types de PCH et en faisant varier certaines hypothèses. Puis nous analysons l'arbitrage des producteurs qui conduit à sous-exploiter leur PCH > 400kW fraîchement rénovée afin de bénéficier d'un tarif d'achat plus intéressant.

B. L'incitation à rénover pour obtenir un contrat H07 concerne essentiellement les centrales $\leq 400\text{kW}$

Une grande majorité des producteurs possèdent des PCH sous contrats 97, qui arrivent à échéance en 2012 pour la plupart. Dans ce cadre, le renouvellement du contrat d'achat est la motivation première des activités de rénovation. Cette prolongation procure une nouvelle stabilité/visibilité de 20 ans au producteur, qui peut alors exploiter sa centrale sur une période de temps plus proche de la vie réelle des PCH. Même si cette motivation est forte, le producteur décide également d'investir si le projet de rénovation présente un bilan net positif, autrement dit si le fait d'investir et de bénéficier d'un tarif H07 (plus élevé) procure un gain supérieur au *statu quo*, autrement dit rester sur le contrat 97². A partir de cette problématique, nous simulons l'équilibre comptable d'un projet de rénovation effectué en janvier 2009. Nous mettons en perspective l'accroissement de recette issu du passage en contrat H07 avec l'investissement en rénovation nécessaire pour obtenir ce contrat. Même si les contrats 97 arrivent à échéance en 2012, nous procédons à un exercice de style en imaginant que ces contrats perdurent dans le temps³. Cette hypothèse forte est envisageable étant donné le projet de prolongation des contrats contenu dans la loi Grenelle 1 (conditions inconnues).

Délimitons tout d'abord notre cadre de réflexion ainsi que les hypothèses utilisées dans nos calculs, pour examiner ensuite la décision de rénover d'un producteur. Nous procédons enfin à une analyse de sensibilité, en faisant varier certaines de nos hypothèses.

B.1 Hypothèses de base et éléments de méthodologie

B.1.1 Calcul du niveau de rémunération par kWh

Nous cherchons à comparer le tarif d'achat appliqué à une PCH en service depuis janvier 1997 (contrat 97) au tarif d'achat H07 qui serait offert après rénovation. Calculons le tarif 97 actualisé en janvier 2009 et le tarif H07 d'un contrat signé en janvier 2009.

² Vu le faible nombre de PCH sous contrat H01, nous écartons ce cas afin d'en simplifier l'exposé.

³ Nous écartons l'option « jouer le marché » étant donné qu'elle est encore inadaptée à la situation de la plupart des petits producteurs.

► Calcul du tarif 97 actualisé en janvier 2009

Il n'existe pas officiellement de tarif 97 en ruban (une composante). Nous pouvons cependant le calculer grâce à une moyenne pondérée des tarifs été et hiver, donnée par la formule :
$$T_{97} = \frac{[5 * (T_{hiver} + \frac{MQ}{2}) + 7 * T_{été}]}{12}$$

Nous avons MQ la prime de qualité maximale (1,729c€) et (T_{hiver} , $T_{été}$) les deux composantes des tarifs 97. Nous obtenons un tarif $T_{97} = 4,536$ c€/kWh, auquel nous ajoutons une prime de qualité prudente égale à 50% de la majoration⁴ (0,865c€) et une rémunération complémentaire maximale⁵ (0,305c€). Nous réévaluons ensuite ce tarif de base total en appliquant le coefficient K tel qu'il est défini dans les contrats types d'EDF 97-07. En se basant sur les données fournies par EDF aux producteurs, nous obtenons $K_{09} = 1,34817$ au 1^{er} janvier 2009. Finalement, le tarif 97 en ruban vaut 7,6927c€/kWh en janvier 2009.

Tableau 1 - Données nécessaires au calcul de K dans un contrat H07 signé au 1^{er} janvier 2009⁶ (base 2005)

Libellé de l'indice	Valeur janvier 2007	Valeur août 2008
ICHTTS1	134,8	142,5
PPEI	111,3	122

► Calcul du tarif H07 en janvier 2009

Au tarif de base à une composante (6,07c€/kWh) nous ajoutons une majoration de qualité prudente de 50%⁴ (0,5*1,68= 0,84c€) et la prime « petite installation » (+2,5c€ ou +0,5c€). A ce tarif de base avec primes nous appliquons le coefficient d'indexation K calculé au 1^{er} janvier 2009, en suivant le mode de calcul de l'arrêté du 1^{er} mars 2007⁷. Les données résumées dans le Tableau 1 conduisent à $K_{09} = 1,07663$ (donnée EDF). Finalement nous obtenons un tarif de 7,9778 c€/kWh pour les centrales >400kW et 10,1311 c€/kWh pour les centrales ≤ 400kW. Nous confirmons ici que les contrats H07 rémunèrent mieux la production que les contrats 97.

Les tarifs 97 et H07 que nous venons de calculer seront utilisés tout au long de notre analyse puisque nous réfléchissons à tarif constant. En réalité, ces derniers sont réévalués chaque année en appliquant le coefficient L au tarif H07, ou en réduisant la rémunération complémentaire et en appliquant un coefficient K au tarif 97. Ils devraient donc augmenter significativement en 20 ans de contrat. Mais cette augmentation vise essentiellement à couvrir les coûts d'exploitation et leur évolution dans le temps. Ainsi, le producteur ne peut réellement utiliser

⁴ Nous appliquons la même prime de qualité aux tarifs 97 et H07, à savoir 50%, ce qui est une hypothèse réaliste en 2009. Cette prime dépend en grande partie de paramètres externes difficilement simplifiables, nous avons donc considéré un scénario moyen. Quelques années auparavant, la prime MQ la plus fréquente était de 60%. Cette prime illustre un scénario réaliste à climat inchangé, alors que la réglementation croissante et les bouleversements climatiques diminuent le débit disponible ainsi que sa régularité. Certains producteurs porteurs de nombreux projets estiment que dans le futur proche, valeurs climatiques prises en compte, MQ sera en moyenne inférieure à 40%. Dans le cadre de ces hypothèses, nous considérons une valeur pivot à 50%.

⁵ Etant donné que nous réfléchissons sur la base d'un contrat 97 qui se prolonge au-delà de 2012, nous devrions réduire la rémunération complémentaire. Afin de simplifier l'exposé et dans l'incertitude quant aux conditions de prolongation des anciens contrats dans le cadre Grenelle 1, nous supposons la rémunération complémentaire fixe.

⁶ En janvier 2009, les valeurs définitives pour ICHTTS1₀ et PPEI₀ étaient celles d'août 2008. Notons que l'indice PPEI est remplacé depuis janvier 2009 par l'indice « Ensemble de l'industrie - A10 BE - Marché français - Prix départ usine » (code FMOABE0000).

⁷ Nous n'appliquons pas L car nous observons la situation en janvier 2009 pour un contrat signé à cette date.

l'accroissement de rémunération pour amortir plus rapidement son investissement, et doit donc prendre une décision à tarif constant⁸. De ce fait, et étant donné l'incertitude sur les conditions de prolongation des anciens contrats, nous supposons que les tarifs 97 et H07 actualisés eu 1^{er} janvier 2009 sont fixes dans le temps.

Tableau 2 - Récapitulatif des données du calcul des tarifs 97 et H07 en janvier 2009 (1 composante, c€/kWh)

Contrat	Tarif de base	Majoration qualité (60%)	Rémunération comp. (97) et prime MP ¹ (H07)	Coefficient K en janvier 2009	Tarifs totaux
97-07	4,536	0,865	0,305	$K_{09}=1,34817$	7,6927
H07	6,070	0,840	2,5 (<400kW) <u>ou</u> 0,5 (entre 600kW et 3MW)	$K_{09}=1,07663$	10,1311 <u>ou</u> 7,9778

B.1.2 Calcul du montant d'investissement par kW

Le niveau d'investissement minimum par kW spécifié par l'arrêté du 7 septembre 2005 est indexé chaque année (au 1^{er} janvier) par l'application d'un coefficient K', dont la formule est donnée dans le modèle de contrat EDF⁹ (article XI-1, p.8) et qui se trouve être la même que pour le coefficient K des tarifs H07. Ainsi, pour une demande effectuée au 1^{er} janvier 2009, nous obtenons $K'=1,07663$. En appliquant ce coefficient, un producteur effectuant une rénovation en janvier 2009 doit investir environ 861 € pour une centrale <100kW et 1076 € pour une centrale >300kW (nous supposons que la période de rénovation et la demande de contrat se superposent).

B.1.3 Hypothèses concernant la durée moyenne de fonctionnement annuel

Un autre paramètre à considérer dans le calcul de la rémunération est la durée moyenne de fonctionnement des PCH. Dans son rapport récemment actualisé, la DGEC (2008) utilise un niveau de référence de 3500h/an pour les hautes chutes et un autre de 4000h/an pour les basses chutes. Etant donné que nous n'affinons pas nos résultats selon la hauteur de chute, nous retenons comme base de réflexion une moyenne de 3800h annuelles; qui correspond au niveau utilisé par la DIDEME en 2003¹⁰. D'autres durées seront considérées dans l'analyse de sensibilité : certaines installations ont une durée de 4500h/an, une hypothèse moins conservatrice que la référence officielle. En revanche, 2900h/an est une durée plus conservatrice qui concerne certaines PCH à bas

⁸ Supposons que les tarifs H07 aient été proposés depuis 1999, un calcul fictif du coefficient L montre que le tarif de base aurait alors augmenté d'environ 20% entre 1999 et 2009. A évolution équivalente des prix sur les 20 prochaines années, ce calcul suggère une augmentation fictive du tarif d'environ +40% sur la durée du contrat considéré dans l'étude (2009 à 2029). Le tarif 97 a quant lui augmenté d'environ 35% entre sa création et janvier 2009 (coef K), soit un accroissement d'environ 60% en 20 ans de contrat. La révision du tarif 97 semble donc plus rapide que celle du tarif H07, ce qui accentue les conclusions que nous portons dans les parties suivantes. De surcroît, le coefficient L (H07) semble inapte à couvrir efficacement l'évolution des coûts d'exploitation (Litvine, 2009).

⁹ Il y a une contradiction dans le calcul de K' entre l'arrêté d'avril 2007 et les contrats-type dressés par EDF. Les indices de prix calculés à partir de dates différentes : dans l'arrêté de 2007 les indices $PPEI_0$ et $ICHTTS1_0$ sont les dernières valeurs définitives connues en septembre 2005, alors que dans les contrats EDF cette date est avril 2007. Ce changement résulte de discussions avec les parties prenantes, et a été approuvé par la DGEC conformément au décret du 10 mai 2001 modifié.

¹⁰ 3800h/an correspond également à la durée moyenne de fonctionnement des PCH des adhérents de l'EAF.

régime¹¹, comme celles soumises à des restrictions de production (ex : Ardèche) ou dépendantes de débits très variables (haute montagne).

B.1.4 Hypothèses concernant l'augmentation de productible

Les activités de rénovation sans augmentation de puissance permettent d'accroître le productible d'environ 7 à 15% selon le cas, soit 10% en moyenne (toutes hauteurs de chute confondues, et à débit et chute constants). Cette hypothèse moyenne est recevable dès lors que nous manquons de recul pour produire une statistique fiable sur l'augmentation de productible par rénovation.

Mais la rénovation des installations va très souvent de paire avec des travaux visant à augmenter la puissance de la PCH, et ce pour deux raisons majeures : a) les producteurs profitent de la rénovation pour effectuer des tels travaux ; b) l'investissement nécessaire à ces travaux (souvent entre 2000 et 4000 €/kW) dépasse régulièrement le montant minimum en rénovation ouvrant droit à une prolongation de contrat. Les travaux d'augmentation de puissance sont donc liés à la rénovation dans de nombreux cas, et une analyse réaliste de la décision des producteurs doit les prendre en compte. Notons que pour les mêmes raisons, une augmentation de puissance sans rénovation est de nos jours très rare : nous ne considérerons pas ce cas dans notre réflexion. La loi POPE (juillet 2005) limite les augmentations à 20% de la puissance initiale¹², donnant ainsi lieu à un accroissement de production d'environ 9% sous l'hypothèse de 3800h de fonctionnement annuel (le rapport « puissance/production » est d'environ ½).

Nous retiendrons donc essentiellement deux hypothèses liées à l'augmentation de productible :

- **Scénario R1** - rénovation uniquement : +10% de productible en moyenne (entre 7 et 15%)
- **Scénario R2** - rénovation et augmentation de puissance : un maximum de +19% de productible.

B.1.5 Hypothèses concernant le taux d'actualisation

Dès lors que notre analyse intègre le facteur temps, nous devons actualiser les flux financiers. Nous retenons l'hypothèse de base de la DGEC (2008), à savoir un coût moyen pondéré du capital de 8% (hors inflation). Cette valeur est en effet cohérente avec le coût du capital utilisé par les entreprises de production électrique. Mais nous examinons également deux variantes proposées par la DGEC : (1) une hypothèse basse à 5% permettant d'effectuer des comparaisons avec les investissements publics et de nombreuses études internationales ; et (2) une hypothèse haute à 11 % correspondant à la rémunération du capital recherchée par certains investisseurs privés. Cette hypothèse permet donc d'introduire des arbitrages susceptibles d'être effectués entre différentes filières, notamment les filières énergie renouvelable.

¹¹ 2900h/an est également la durée utilisée par la CRE pour calculer les prévisions de charge de la CSPE en 2009 (cf. annexe 1 de la communication du 11 février 2009, p.5). C'est donc une donnée pragmatique puisqu'elle représente la moyenne des heures turbinées réellement par toutes les centrales soumises à l'obligation d'achat (production soutenue via la CSPE / total des CODOA émis). Même si la durée CRE englobe également les grosses PCH (<12MW) et les centrales du parc EDF (qui turbinent souvent dans une optique de *dispatching*), elle reste néanmoins représentative des petites PCH, essentiellement au fil de l'eau et en débit réservé.

¹² Cette amélioration peut ouvrir droit à une prolongation de contrat pour la tranche de puissance nouvellement installée. Ceci pose un problème aux producteurs qui procèdent à une telle amélioration sans rénovation, car ils se trouvent avec des tranches de puissance qui sont sous des contrats arrivant à différentes échéances. Un producteur sous contrat 97 verra la production de puissance initiale couverte par un contrat arrivant à échéance en 2012 alors que la production issue de la nouvelle tranche de puissance est couverte pour 20 ans. L'EAF travaille à réduire ce cas de figure, en demandant notamment de faire coïncider les dates de contrat.

B.2 Calcul de la rentabilité financière des activités de rénovation par simulation

B.2.1 Notre démarche et méthode de calcul

Nous cherchons à estimer, du point de vue de la stricte rentabilité financière, s'il serait préférable pour un producteur de conserver virtuellement son contrat 97 ou de rénover pour bénéficier d'un nouveau contrat H07. Considérons une centrale PCH₁ de 1MW de puissance, une PCH₂ de 400kW et une PCH₃ de 100kW. Calculons les recettes annuelles que ces trois centrales génèrent avec un tarif 97 actualisé en janvier 2009, en considérant une durée de fonctionnement de 3800h par an et sans rénovation. Calculons ensuite les recettes annuelles de ces trois PHC avec un tarif H07 actualisé en janvier 2009¹³. Pour obtenir ce tarif, les trois centrales subissent une rénovation mobilisant le niveau minimum requis d'investissement par kW installé. En cas d'augmentation de puissance (scénario R2) l'investissement est de 3000 € par kW en moyenne. Le calcul de recettes s'effectue ici à partir d'un productible augmenté par l'activité de rénovation, à savoir +10% sans augmentation de puissance et +19% avec une telle transformation. L'écart de recette généré par le tarif H07 est alors actualisé à 8% (hors inflation) et mis en perspective avec l'investissement en rénovation afin de déterminer le temps nécessaire pour amortir cet investissement, et justifier ainsi la décision de passer du contrat 97 à H07.

- (1) Nous faisons coïncider la période de rénovation avec la demande de prolongation de contrat et rappelons que les tarifs d'achat sont supposés constants dans le temps.
- (2) Nous supposons ici que le producteur demande un contrat pour la puissance maximale de la PCH, et notamment après l'augmentation de puissance (scénario R2). Après de tels travaux, les PCH₁ (1MW) et PCH₃ (100kW) ne changent pas de tarif, alors que la PCH₂ se retrouve à environ 500kW de puissance et sa prime petite installation passe donc à 1,5c€/kWh (extrapolation linéaire).

B.2.2 Résultats de la simulation sous hypothèses moyennes

Nous remarquons avec les Tableau 3 et Tableau 4 que la situation des petites PCH est indiscutablement plus favorable que celle des PCH plus puissantes. Dans le scénario sans augmentation de puissance, l'investissement effectué en rénovation sur les centrales de 400kW et 100kW est en effet amorti assez rapidement par le surplus de recettes perçu sous contrat H07, à savoir 13 ans et 9 ans. Le temps restant sous contrat octroie au producteur un bénéfice supplémentaire. Le bilan est en revanche très négatif pour la centrale de 1MW : l'investissement ne sera jamais amorti par l'écart de recettes généré sous contrat H07 ; et au terme des 20 ans du nouveau contrat le bilan reste déficitaire d'environ 650k€ (actualisation à 8%).

Dans le cas où la rénovation est associée à une augmentation de puissance, avec un plafond à +20% (loi POPE) et un investissement moyen de 3000€/kW, le bilan financier des projets est encore plus négatif. L'investissement pour obtenir le contrat H07 n'est en effet rentable pour aucune des PCH et n'est d'ailleurs jamais amorti par

¹³ La date de signature du contrat modifie nos résultats. En effet, les indices de prix utilisés pour calculer les coefficients K et K' varient sensiblement dans le temps. Or, si le coefficient K influence fortement le tarif servant à calculer la rémunération tout au long du contrat, K' fixe définitivement le niveau d'investissement. Par exemple, un contrat signé en avril 2009 dépend des indices de novembre 2008, inférieurs aux indices d'août 2008 utilisés pour un contrat signé en janvier 2009. Les recettes annuelles du 1^{er} contrat sont donc sensiblement inférieures alors que l'investissement est à peine plus faible (2000€ de moins sur 1,07M€ pour la PCH₁) ; ceci peut rallonger le temps d'amortissement pour les trois projets

l'apport de recette H07. Notons cependant qu'à échéance de la prolongation de contrat, le bilan actualisé est largement plus déficitaire pour la PCH₁ (-2300 k€) que pour les autres projets (-750k€ et -150k€).

Tableau 3 – Bilan de l'investissement en rénovation sans augmentation de puissance (taux 8%)

		PCH ₁	PCH ₂	PCH ₃
Contrat 97-07 sans rénovation	Puissance installée (kW)	1000	400	100
	Production annuelle sans travaux (MWh)	3800	1520	380
	Tarif 97 ^a (janv 2009) (c€/kWh)	7,6927	7,6927	7,6927
	Recettes annuelles (k€) (A)	292,3	117,0	29,2
Contrat H07 avec rénovation (sans augmentation de puissance)	Augmentation de productible (+10%) (kW)	100	40	10
	Production annuelle totale max (MWh)	4180	1672	4180
	Tarif H07 ^a (janv 2009) (c€/kWh)	7,9778	10,1310	10,1310
	Recettes annuelles (k€) (B)	333,5	169,4	42,3
	Ecart annuel de recettes grâce à H07 (k€) (B)-(A)	41,1	52,4	13,1
	Coût d'investissement (k€)	1076,3	430,5	86,1
	Temps de retour sur investissement (années)	∞	13	9
	Bilan actualisé à l'échéance du nx contrat (k€)	-670	+ 85	+40
Surplus annuel par kW installé (€)	41	131	131	

^a Cf. Tableau 2 (p.10).

Tableau 4 - Bilan de l'investissement en rénovation avec augmentation de puissance (taux 8%)

		PCH ₁	PCH ₂	PCH ₃
Contrat 97-07 sans rénovation	Puissance installée (kW)	1000	400	100
	Production annuelle sans travaux (MWh)	3800	1520	380
	Tarif 97 ^a (janv 2009) (c€/kWh)	7,6927	7,6927	7,6927
	Recettes annuelles (k€) (A)	292,3	117,0	29,2
Contrat H07 avec rénovation (avec augmentation de puissance)	Augmentation de productible (+19%) (kW)	190	76	19
	Production annuelle totale max (MWh)	4522	1809	452
	Tarif H07 ^a (janv 2009) (c€/kWh)	7,9778	8,9756 ^b	10,1310
	Recettes annuelles (k€) (B)	360,7	162,3	45,8
	Ecart annuel de recettes grâce à H07 (k€) (B)-(A)	68,4	45,4	16,6
	Coût d'investissement (k€)	3000	1200	300
	Temps de retour sur investissement (années)	∞	∞	∞
	Bilan actualisé à l'échéance du nx contrat (k€)	-2330	-750	-140
Surplus annuel par kW installé (€)	68	114	166	

^a Cf. Tableau 2 (p.10).

^b Le tarif est celui des PCH de 500kW, dû au 20% d'augmentation de puissance (1,5c€/kWh de prime au lieu de 2,5).

Plusieurs remarques importantes complètent nos propos :

- (1) **Les conclusions concernant la PCH de 1MW sont applicables à une centrale de 600kW**, avec un déficit néanmoins inférieur à échéance des 20 ans de contrat (-400k€, ou -1400k€ avec augmentation de puissance).
- (2) Notre bilan reste valable si nous n'appliquons pas de taux d'actualisation : sans augmentation de puissance, l'investissement requiert 26 ans pour être amorti dans le projet PCH₁ de 1MW, et seulement 7 ou 8 ans dans les deux autres projets. Avec augmentation de puissance, seule le projet PCH₃ est rentable (18 ans).
- (3) Nos conclusions devraient être encore plus prononcées en relâchant l'hypothèse de fixité des tarifs d'achat dans le temps. En effet, si nous supposons un contrat 97 prolongé à l'identique et comparons les coefficients de révision de la rémunération (coefficient L pour H07 et K pour 97), le tarif 97 devrait augmenter plus rapidement que le tarif H07¹⁴ (cf. note 8 p.10). Le surplus de recettes généré par le contrat H07 devrait donc s'amoinrir dans le temps, ce qui augmente la durée de retour sur investissement¹⁵, *toutes choses égales par ailleurs*.
- (4) En revanche, nos résultats sont fondamentalement différents si, au lieu de raisonner sur l'écart de recettes entre contrat H07 et 97, nous nous limitons aux flux de recettes H07. Dans ce cas, et à un taux d'actualisation de 8%, le temps d'amortissement serait très court, et quasi identique pour les trois projets, à savoir 3 ans pour la PCH₁ et 2 ans pour les PCH₂ et PCH₃. Mais ce cadre de réflexion n'est pertinent que si le producteur n'a pas d'autre choix que de rénover. Dès lors que nous envisageons l'existence de plusieurs options, nous devons considérer la décision du producteur comme résultant d'un arbitrage. Et dans le cas où les contrats 97 seraient prolongés, ces derniers constitueraient l'option de référence dans cet arbitrage (*statu quo*)¹⁶.
- (5) Nos conclusions sont accentuées par le fait que l'investissement/kW est considéré ici à son niveau minimum, alors qu'il est en réalité souvent supérieur. L'augmentation de puissance, et la rémunération du producteur par conséquent, est en revanche fixée au maximum autorisé dans la loi POPE (20%), ce qui n'est pas le cas de tous les projets. Nos hypothèses peuvent donc influencer fortement le bilan obtenu, ce que nous allons voir avec l'analyse de sensibilité.

B.2.3 Résultats de la simulation sous différentes hypothèses : analyse de sensibilité

Nos hypothèses moyennes ne pouvant couvrir tous les cas de figure, observons maintenant comment la variation de quatre facteurs impacte le bilan des projets considérés (cf. p.8). Notons que nous ne faisons varier qu'un seul paramètre à la fois.

- (a) Augmentation du productible consécutive à une rénovation : au lieu de considérer une moyenne de 10%, nous intégrons une valeur basse de 7% et haute de 15%. Cette fourchette permet d'appréhender de nombreuses conditions de production (hauteur de chute, hydrométrie, etc.).
- (b) Variation du coût d'investissement pour les travaux d'augmentation de puissance : au lieu de considérer une moyenne de 3000 €/kW, nous intégrons une valeur basse de 2000 € et une valeur haute de 4000 €.

¹⁴ Rappelons que la révision du tarif est prévue avant tout pour couvrir les coûts d'exploitation et leur évolution dans le temps.

¹⁵ Le bilan de la PCH 1MW n'est pas modifié fondamentalement puisque l'amortissement est dans tous les cas impossible.

¹⁶ Vendre sa production sur le marché constitue une autre option possible, mais néanmoins (encore) impossible pour la quasi-totalité des petits producteurs, même regroupés.

(c) Durée moyenne de fonctionnement annuel : au lieu de considérer la référence officielle de 3800h/an, nous faisons varier cette durée de 2900h à 4500h¹⁷.

(d) Taux d'actualisation : au lieu de considérer le taux officiel à 8% (hors inflation), nous le faisons varier de 5% à 11%, à l'instar de la DGEC (2008). Cette analyse permet de comparer le coût moyen du capital à des niveaux de rémunération courants dans le secteur public ou privé.

Tableau 5 – Analyse de sensibilité du bilan de l'investissement en rénovation

Facteur modulé	Variable impactée	Scénario	Projet					
			PCH ₁ 1MW		PCH ₂ 400kW		PCH ₃ 100kW	
Augmentation du productible^a (-30% / +50%)	Années d'amortissement	Sans aug.	∞	∞	<u>16(+3)</u>	<u>11(-2)</u>	<u>11(+2)</u>	<u>7(-2)</u>
		Avec aug.	∞	∞	∞	∞	∞	∞
	Bilan du projet à échéance du nouveau contrat (k€)	Sans aug.	-760	-520	+39	+160	+30	+60
		Avec aug.	-2420	-2270	-790	-725	-150	-130
Variation de l'investissement par kW pour augmenter la puissance (scénario R2) (+30% / -30%)	Années d'amortissement	Avec aug.	4000 €	2000 €	4000 €	2000 €	4000 €	2000 €
	Bilan du projet à échéance du nouveau contrat (k€)	Avec aug.	-3330	-1330	-1150	-353	-237	-37
Variation de la durée annuelle de fonctionnement (-25% / +18%)	Années d'amortissement	Sans aug.	2900h	4500h	2900h	4500h	2900h	4500h
		Avec aug.	∞	∞	∞	∞	∞	∞
	Bilan du projet à échéance du nouveau contrat (k€)	Sans aug.	-770	-600	-37	+180	+10	+65
		Avec aug.	-2500	-2200	-860	-670	-170	-110
Variation du taux d'actualisation (37,5%/+37,5%)	Années d'amortissement	Sans aug.	∞	∞	<u>10(-3)</u>	22(+9)	<u>8(-1)</u>	<u>12(+3)</u>
		Avec aug.	∞	∞	∞	∞	48(?)	∞
	Bilan du projet à échéance du nouveau contrat (k€)	Sans aug.	-560	-750	+230	-130	+80	+20
		Avec aug.	-2150	-2500	-630	-840	-95	-180

^a Dans le scénario *avec augmentation de puissance*, l'accroissement total du productible varie entre +16% à +24%, puisque l'augmentation de puissance entraîne +9% de production (20% d'augmentation maximale divisés par le ratio « 8760h/3800h »). Notons que le tarif perçu pour la PCH₂ est celui d'une centrale de 500kW (8,6046c€).

¹⁷ Notons qu'au lieu de générer +9% de production par an, une augmentation de puissance de 20% ne génère que +6% de production sous l'hypothèse de 2900h/an et +10,5% sous l'hypothèse de 4500h/an.

Le Tableau 5 résume comment la variation des quatre facteurs présentés modifie le bilan financier à l'issue de la prolongation du contrat, ainsi que le temps de retour sur investissement (*entre parenthèses figure la variation absolue par rapport aux hypothèses moyennes*). Nous voyons que la prise en compte d'hypothèses positives n'améliore pas la situation de la PCH₁ de 1MW, que ce soit avec ou sans augmentation de puissance : l'investissement en rénovation n'est jamais amorti et le bilan reste dans tous les cas déficitaire à l'échéance du nouveau contrat¹⁸. Les conditions favorables améliorent en revanche la situation des centrales moins puissantes (PCH₂ et PCH₃), avec un temps de retour légèrement plus court mais un bénéfice pouvant tripler à l'échéance du nouveau contrat. De plus, ces deux projets deviennent très rarement non-rentables en présence de conditions de production défavorables ; seule la rénovation de la PCH₂ de 400kW n'est plus rentable si sa durée de fonctionnement est de 2900h ou si le taux d'actualisation est pris à 11%.

Lorsque la rénovation est associée à des travaux d'augmentation de puissance, le bilan reste négatif pour tous les projets traités et l'investissement n'est jamais amorti¹⁹, même lorsque son coût est plutôt faible (2000€/kW). Notons que certaines centrales en très mauvais état peuvent présenter un bilan positif, puisque le moindre investissement améliore alors fortement le rendement. Mais ces cas sont exceptionnels et la grande majorité des projets est représentée par notre analyse.

B.2.4 Synthèse des résultats

En limitant notre analyse à la rentabilité financière générée par l'écart de recettes entre contrat 97 et H07, nous montrons que **les variations de durée, d'investissement, de productible et de coût du capital modifient le gain à investir pour passer en H07, mais n'altèrent pas les conclusions dégagées sous hypothèses de référence** :

- (1) Le projet de rénovation n'est rentable que pour les PCH ≤ 400kW, même sous des conditions de production très favorables et avec un taux d'actualisation faible (5%). En effet, l'investissement est amorti assez rapidement par le surplus de recettes généré sous contrat H07 et le projet permet ainsi de dégager un bénéfice à l'issue des 20 ans de contrat. De plus, les conditions de production défavorables n'altèrent l'avantage des petites centrales dans aucun des cas considérés.
- (2) Etant donné le plafond fixé à +20%, les projets d'augmentation de puissance ne semblent pas rentables pour les trois centrales considérées, et ce peu importe le schéma de production.

Notre analyse de sensibilité indique que le projet de rénovation d'une PCH >400 kW présente un bilan très négatif, même si la centrale réunit simultanément plusieurs conditions de production favorables. Il faut en revanche plusieurs conditions défavorables pour que le projet de rénovation d'une PCH ≤ 400kW ne soit pas rentable, et notamment celui des PCH de 100kW. Ce résultat est confirmé empiriquement, puisque la plupart des producteurs disposant de PCH ≤ 400 kW semblent satisfaits par la structure d'incitation (information recueillie par l'EAF auprès de ses adhérents).

¹⁸ Cette conclusion est identique pour une PCH de 600kW : aucune condition optimiste ne rend le projet de rénovation rentable.

¹⁹ Hormis pour la PCH₃, qui requiert au moins 40 exercices si le taux d'actualisation est fixé à 5% ou l'investissement à 2000€/kW.

Notons que ces conclusions peuvent être accentuées par divers facteurs, comme le coût de l'emprunt ou la réduction de la régularité de la production (augmentation du débit réservé par la loi LEMA²⁰ et/ou changement climatique). A contrario, **nous n'avons pas considéré dans notre étude la visibilité/stabilité octroyée par l'extension de l'obligation d'achat**, qui constitue un bénéfice indirect très important à prendre en compte dans la décision de rénover. En effet, l'extension de contrat permet d'annuler l'essentiel de l'incertitude propre aux petites EnR puisque le producteur pourra écouler toute sa production à un tarif fixe. Cependant, nous venons de voir que le bilan de la rénovation des PCH > 400kW est trop déficitaire pour que cet argument pèse réellement sur la décision d'investir. Nous approfondirons l'ensemble de ces éléments dans notre conclusion générale.

Complétons désormais notre analyse en intégrant le comportement d'optimisation des producteurs. En plus de dissuader les activités de rénovation des PCH>400kW, la structure d'incitation proposée encourage la sous-exploitation de ces centrales. Si cette opportunité motive les travaux de rénovation, elle a également pour effet de sous-exploiter le potentiel existant et de réduire ainsi la production d'EnR sur le territoire français.

C. L'incitation des producteurs à sous-exploiter les centrales rénovées de puissance > 400kW

C.1 Eléments de méthodologie

Considérons à nouveau le cas d'un producteur possédant une PCH de 600kW sous contrat 97, qu'il peut rénover afin d'obtenir une prolongation de contrat dans le cadre H07. En supposant une extension des contrats 97, nous avons vu que la rénovation ne semble jamais favorable pour les centrales à fort potentiel productif. Intégrons maintenant dans l'arbitrage du producteur la possibilité d'optimiser la puissance déclarée dans le nouveau contrat H07. Dans ce cadre plus réaliste que le précédent, le producteur peut signer un contrat pour un potentiel inférieur à la puissance maximale (avec ou sans augmentation de puissance). En sous-exploitant ainsi sa PCH le producteur cherche à bénéficier d'une prime petite installation plus importante dans son contrat H07, ce qui motive les travaux de rénovation.

Le choix du producteur est à nouveau simulé à partir du bénéfice financier net actualisé. Nous écartons le coût de l'investissement initial puisqu'il est le même pour la PCH entièrement exploitée ou pour celle qui ne l'est que partiellement. Nous considérons trois projets de PCH de 600kW. Deux centrales sont exploitées au maximum de leur puissance : une centrale de 600kW sous contrat 97 non rénovée (A) et une centrale de 600kW sous contrat H07 rénovée (B). La troisième centrale (C) de 600kW est rénovée, sous contrat H07 mais n'est exploitée qu'à 400kW. Les PCH rénovées ont un productible augmenté de 10% en moyenne sur une base de 600kW. La centrale (C) a donc une production annuelle calculée sur 400kW à laquelle nous ajoutons ces 10% de productible.

²⁰ La loi LEMA prévoit de multiplier par 4 le débit réservé d'ici 2014, par un processus graduel. Au lieu d'une réserve de 1/40 du module, les producteurs devront laisser passer une part croissante de ce débit jusqu'à 1/10. Notons que certains producteurs sont déjà tenus de respecter les 1/10 du module, et notamment ceux ayant demandé un renouvellement d'autorisation préfectorale.

Nous appliquons sur ces trois configurations la démarche décrite en partie B.2.1 (p.12) : comparer les recettes annuelles de la centrale sous contrat 97 (cas A) avec les recettes des centrales sous H07 (cas B et C) en tenant compte de l'investissement en rénovation effectué pour passer sur ce contrat et bénéficier d'un tarif plus avantageux. Nous obtenons alors le temps de retour sur investissement pour les projets (B) et (C), et comparons également le bilan net du projet de rénovation à l'issue de la période de contrat.

Notons que les flux financiers sont actualisés au taux de référence, à savoir 8% (DGEC 2008). Le scénario d'augmentation de puissance est écarté de l'analyse et la durée de service considérée est celle de la DGEC/DIDEM, à savoir 3800h/an. Etant sous-exploitée, la centrale (C) a une durée moyenne de fonctionnement plus importante : 6000h par an est une valeur relativement courante pour une PCH qui turbine 3800h par an en plein régime. Nous prendrons également une hypothèse plus pessimiste de 5000h/an afin d'enrichir nos conclusions.

C.2 Présentation et analyse des résultats de la simulation

Tableau 6 – Bilan des projets de rénovation pour une centrale de 600kW (avec et sans sous-exploitation)

	600kW à 100% - contrat 97 (A)	600kW à 100% - contrat H07 (B)	600 kW sous-exploités à 400kW - contrat H07 (C)	
Fonctionnement annuel moyen (h)	3800	3800	5000	6000
Production (MWh)	2280	2508	2300	2760
Tarif 97 ou H ₀₇ ^a (€/MWh)	76,93	79,78	101,31	
Recettes annuelles (k€)	175,4 (i)	200,1 (ii)	233,0 (ii)	279,6 (ii)
Ecart de recettes avec le contrat 97 (k€)	-	24,7 (ii)-(i)	57,6 (ii)-(i)	104,2 (ii)-(i)
Coût de l'investissement (k€)	-	646	646	646
Temps de retour sur inv. pour passer de 97-07 à H07 (taux 8%)^b	-	∞	29	8
Bilan du projet à l'échéance du nouveau contrat (k€)	-	-400	-80	+370

^a Cf. Tableau 2 (p.10) ^b Cf. Tableau 3 (p. 13)

Le Tableau 6 nous révèle que l'écart de recettes généré par le tarif H07 est positif dans tous les cas de figure. Il n'est cependant pas rentable de rénover si la puissance de la centrale est exploitée entièrement (projet B), puisque l'investissement ne peut être amorti par le flux de recettes (écart entre H07 et 97). De plus, le bilan actualisé du projet est fortement déficitaire à l'issue des 20 ans de contrat (-400k€).

La rénovation devient en revanche rentable lorsque la centrale est sous-exploitée à 400kW et turbine 6000h/an (projet C), puisque l'investissement est alors amorti en 8 ans et le bilan actualisé largement excédentaire (+370k€). Si cette centrale ne turbine que 5000h/an, la rénovation avec sous-exploitation n'est pas avantageuse sur le plan de la rentabilité financière directe puisque 29 années sont nécessaires pour amortir l'investissement, ce qui dépasse la période de contrat d'achat. Mais si le producteur exploite pleinement sa centrale (projet B), ce temps est alors infini et le bilan largement plus déficitaire (-400k€ au lieu de -80k€). En tenant compte de la visibilité octroyée par le nouveau contrat (écoulement de la production), la rénovation peut finalement devenir intéressante pour une PCH de 600kW turbinant 5000h/an.

La centrale de 600kW rénovée et exploitée à 400kW sous H07 rapporte donc toujours plus qu'à plein régime en H07 ou 97, et ce même sous hypothèse conservatrice de 5000h/an. La sous-exploitation permet notamment de faire passer le temps d'amortissement de l'investissement d'une période indéterminée (3800h/an) à 8 ans dans le cas d'une rénovation sans augmentation de puissance et à 6000h/an. **Notons que cette conclusion reste valable pour les centrales de plus de 600kW** (résultat non reporté ici). Nous supposons que la sous-exploitation des grosses PCH peut perdre son intérêt à partir du moment où la production est trop faible pour rentabiliser le capital initial non amorti lors du premier contrat, ou quand la puissance installée est assez importante pour bénéficier d'économies d'échelle.

Dans un cadre de réflexion réaliste, nous voyons que le producteur peut maximiser le bénéfice de sa PCH de 600kW ou plus en réduisant la puissance déclarée dans son nouveau contrat, et en sous-exploitant le potentiel de la centrale. **Et la perspective d'amortir plus rapidement son investissement incite la rénovation alors que ce projet n'est pas réellement rentable en plein régime.** Mais le bénéfice financier direct n'est pas la seule motivation à adopter une stratégie de sous-exploitation. Cette dernière présente d'autres avantages significatifs, comme de ménager la centrale et d'utiliser une part moins importante du débit. Ceci induit d'importants bénéfices économiques, administratifs et environnementaux (moindre usure du matériel, respect plus aisé du débit réservé au 1/10, etc.), ainsi que la jouissance d'une meilleure image au niveau local. La prolongation de contrat quant à elle confère une visibilité et sécurité financière cruciale, qui peut même rendre le projet « rénovation+sous-exploitation » viable dans le cas d'un turbinage à 5000h/an.

La stratégie de sous-exploitation de puissance que nous venons de mettre en lumière par simulation s'observe fréquemment sur le terrain (cf. annexe 1). Elle est issue de l'effet de seuil généré par les paliers de puissance, mécanisme que le ministère souhaitait écarter en proposant l'extrapolation linéaire des tarifs. Malgré cet effort, la distinction par palier induit une rupture autour des 400kW de capacité, qui s'illustre par une faible incitation aux activités de rénovation ainsi que par la tendance à installer/exploiter une puissance inférieure au potentiel des centrales afin de percevoir un bénéfice direct supérieur.

D. Eléments de conclusion et recommandations

En se concentrant sur le critère de rentabilité financière directe, la présente étude identifie un puissant effet de seuil dans la structure d'incitation propre aux activités de rénovation (arrêté du 7 septembre 2005 et du 1^{er} mars 2007). L'investissement minimum requis pour ces travaux et les niveaux de rémunération H07 sont déterminés selon des paliers de puissance qui, en se superposant, offrent un net avantage aux PCH à faible potentiel productif. En effet, nous montrons par simulation que le bilan financier actualisé du projet de rénovation n'est équilibré que pour les centrales de puissance $\leq 400\text{kW}$. Le différentiel de rémunération généré par le contrat H07 ne permet pas, en revanche, d'amortir la rénovation des PCH $>400\text{ kW}$ et conduit à un bilan trop déficitaire, si ce n'est en sous-exploitant la puissance installée afin de bénéficier de la prime maximale « petites installations » ($\leq 400\text{kW}$). En effet, cette stratégie de production génère un flux de recettes annuelles supérieur à celui du plein régime, avec un investissement par kW identique. Sans oublier l'économie de matériel et la

conservation d'un plus gros débit, à l'origine d'importants bénéfices économiques et environnementaux, ainsi que la jouissance d'une meilleure image locale. Nous observons parallèlement que la rénovation associée aux travaux d'augmentation de puissance n'est rentable pour aucune des centrales et conditions de production examinées.

Ces conclusions, générées sur la base d'hypothèses officielles et prudentes (*taux d'actualisation de 8%, durée de 3800h/an, investissement minimum pour la rénovation, et accroissement du productible de 10%*), ont été validées sous des hypothèses plus larges, permettant ainsi d'appréhender de nombreux schémas de production. Nous sommes donc face à un problème courant, ayant pour conséquence majeure la réduction des travaux de rénovation des centrales les plus puissantes, ainsi qu'une diminution globale de la production et de la productivité. **Mais d'autres facteurs non incorporés accentuent encore plus le bilan de l'étude.**

- (1) La régularité de la production tend à diminuer pour trois raisons qui, combinées, réduisent fortement la rémunération du producteur : (a) les augmentations de puissance, qui accroissent le volume d'eau turbiné ; (b) le changement climatique ; et (c) l'augmentation du débit réservé à l'horizon 2014 (loi LEMA). La contrainte du débit réservé se traduit par une réduction de la prime de qualité ainsi que par une baisse du productible parfois plus que proportionnelle à la réduction de débit. Le débit réservé peut également annuler la production de certaines centrales²¹. Même si certains producteurs répondent déjà à cette nouvelle contrainte, elle implique une importante perte de rémunération.
- (2) Nous n'avons pas intégré dans notre simulation le coût du financement de l'investissement en rénovation (emprunt ou autofinancement actualisé), et avons plutôt supposé que ce dernier était réalisé grâce à des ressources propres mobilisées au moment des travaux.
- (3) Le bilan souligné dans l'étude est encore plus problématique si l'on tient compte du fait que les contrats H07 ne peuvent pas amortir une augmentation stable ou positive des coûts de production, notamment pour les installations à fort potentiel productif (>600kW et hautes chutes) (cf. Litvine, 2009). Ainsi, le projet « rénovation + nouveau contrat H07 » est encore moins rentable si le producteur doit utiliser une partie du surplus de recettes pour couvrir annuellement la croissance des coûts d'exploitation. Dès lors, si la réévaluation annuelle (L) accroît la rémunération H07²², et offre ainsi une opportunité de réduire le temps de retour sur investissement en rénovation, cette augmentation est trop faible et entièrement absorbée par la charge des coûts d'exploitation. Cet argument plaide en faveur du prolongement de contrat d'achat, même dans l'hypothèse où le capital initial est complètement amorti au cours du contrat initial. Notons enfin qu'à l'instabilité offerte par les tarifs H07 s'ajoute parfois une faible rémunération du capital investi initialement, même pour une technologie mature comme l'hydraulique (cf. Litvine, 2009).

A l'inverse, un **élément important qui modère nos propos n'a pas été intégré dans nos calculs, à savoir la visibilité/stabilité octroyée par l'extension de contrat**. Le but premier des projets de rénovation est en effet

²¹ L'augmentation du débit réservé peut poser un problème d'envergure (seuil). En effet, certaines centrales disposent déjà d'un module limite, et l'augmentation du débit de réserve peut les faire basculer en-dessous du seuil minimum permettant la production.

²² Etant donné que l'augmentation de rémunération annuelle générée par L est entièrement utilisée pour couvrir l'évolution des coûts d'exploitation dans le temps, c'est uniquement le coefficient K qui fixe la rémunération qui sera perçue tout au long du contrat. Le producteur a donc intérêt à attendre une période d'inflation forte pour effectuer les travaux de rénovation, car il obtiendra alors un tarif fixe plus élevé. En période de désinflation il pourra utiliser l'augmentation de rémunération générée par L pour générer plus de recettes (et amortir plus rapidement le capital investi).

d'obtenir un nouveau contrat d'obligation d'achat afin d'annuler l'essentiel de l'incertitude inhérente à l'activité de production. Dans un contexte de libéralisation croissante du secteur électrique (concurrence, volatilité des prix sur le marché spot, etc.), la certitude de pouvoir écouler toute sa production à un tarif fixe permet d'éviter de nombreuses pertes comme les couvertures sur risque, la rémunération incertaine, la sous-exploitation des centrales, l'intermittence, etc. L'extension de contrat constitue donc un avantage considérable à prendre en compte dans la décision de rénover²³. Ainsi, sachant que les contrats 97 arrivent à échéance en 2012 et que les petits producteurs peuvent difficilement quitter les tarifs d'achat pour "jouer le marché", la possibilité de prolonger le contrat d'achat est de nature à modérer les conclusions que nous avons formulées²⁴.

Mais ceci est sans compter avec la prolongation des contrats 97 prévue par la loi Grenelle 1 : si le projet de loi est maintenu, les producteurs pourront étendre leur contrat d'obligation d'achat dans tous les cas. La prolongation ne serait alors plus le critère déterminant mais plutôt les conditions de cette prolongation²⁵ (*est-il plus intéressant de prolonger son contrat sous les conditions imposées par la loi Grenelle 1, ou de rénover et passer sur un tarif H07 conformément à l'arrêté de septembre 2005?*). Dans ce contexte, le bilan financier pur est un critère central pour analyser la décision du producteur, et notre approche reste valide.

De plus, nous avons pu observer avec nos simulations que le bilan de la rénovation des PCH > 400kW est trop déficitaire pour que l'argument de la prolongation pèse réellement sur la décision d'investir en rénovation. Enfin, en offrant une « *rémunération normale des capitaux* » (article 36 de la loi POPE du 13 juillet 2005), les contrats H07 ont tendance à sous-rémunérer le capital initial (cf. Litvine, 2009). Cette conclusion devrait être valable pour les contrats 97 également (et H01), puisque la rémunération offerte est encore plus faible que celle des contrats H07. Si cette hypothèse est vérifiée, l'extension de contrat permettrait d'achever l'amortissement du capital initial pour les PCH concernées. Néanmoins, afin d'éviter un avantage déloyal envers les nouvelles PCH et autres projets EnR, le contrat H07 octroyé après rénovation devrait pouvoir tenir compte du temps restant pour amortir correctement le capital initial²⁶.

De l'avis des producteurs eux-mêmes, le bilan est très souvent positif pour les centrales ≤ 400 kW : les activités de rénovation semblent rentables, elles fournissent une nouvelle stabilité/visibilité, et réduisent l'incertitude de 2012 tout en améliorant l'image, la productivité et la production des installations. Pour les autres centrales, les conditions proposées ne semblent pas assez rentables et les petits producteurs ont alors quatre alternatives : (a)

²³ Il serait intéressant d'analyser la décision des producteurs en tenant compte de la stabilité/visibilité générée par le contrat d'achat. Cette étude nécessiterait d'intégrer l'aversion au risque du producteur, les particularités des PCH et la situation du marché. Nous devrions également comparer les pertes nettes des projets de rénovation que nous avons calculées dans la présente note avec les pertes évitées grâce aux contrats d'obligation d'achat. Nous pourrions alors estimer l'écart moyen entre le prix spot sur le marché du gros et les tarifs d'achat ces dernières années, ainsi que la différence du coût de financement en situation de certitude (tarifs d'achat) et d'incertitude (ventes sur marché).

²⁴ Selon la CRE, l'investissement minimum en rénovation serait plus de deux fois inférieur à l'investissement initial : « *Dès lors, la rentabilité des capitaux employés pour les installations rénovées pourrait atteindre un niveau trois fois supérieur au seuil minimal défini et la rentabilité des fonds propres un niveau quatre fois supérieur* » (p.1, CRE 2007). La proposition de rénovation serait donc injustifiée, car au final ce sont les consommateurs qui payent via la CSPE. Cette solution serait d'autant moins justifiée que les prix de marchés devraient permettre une exploitation rentable des PCH. La CRE demande donc que les tarifs appliqués aux centrales rénovées soient inférieurs aux tarifs H07 proposés, ou de remplacer la prolongation d'achat par un dispositif aidant les petits producteurs à accéder efficacement au marché.

²⁵ Les conditions de la prolongation des anciens contrats devraient être négociées et différer des clauses des anciens contrats. Si la rémunération diminue (ce qui est probable), alors investissement en rénovation pour passer en H07 sera relativement plus rentable

²⁶ Pour de nombreux acteurs, l'hydroélectricité est une technologie mature et le capital investi est largement amorti au cours du premier contrat. Dans ce cas, rien ne justifie une extension de contrat.

geler leur décision jusqu'à l'application de l'article 19 de la loi Grenelle 1 ; (b) attendre l'échéance de 2012 (échéance des contrats 97) et les directives prises par le gouvernement ; (c) rénover pour ensuite sous-produire ; ou enfin (d) se limiter aux travaux ordinaires de maintenance afin d'augmenter la rentabilité²⁷. Si du côté du producteur, les alternatives (c) et (d) peuvent être exploitées à profit, elles sont inefficaces sur le plan productif, économique et écologique. En effet, nous avons pu observer que la rénovation des PCH de plus grande taille n'est pas rentable, alors que ces centrales permettent d'augmenter significativement la production sans avoir à construire de nouvelles centrales et tout en respectant les contraintes réglementaires croissantes (loi cadre sur l'eau, coût et durée d'instruction du dossier, refus préfectoraux, etc.).

L'objectif du gouvernement de ne pas écarter les PCH à faible capacité semble donc atteint, mais la situation écologique et le nouveau cadre réglementaire imposé par l'Union Européenne augmente considérablement l'importance des PCH de plus grande taille. **La structure d'incitation proposée par les instances publiques paraît donc inadaptée aux objectifs fixés en termes de production et de performance du parc hydraulique.**

Enseignements et recommandations

L'hétérogénéité des installations (montage financier, coût de production, hydrométrie) et la complexité du problème soulevé rendent l'équation difficile à résoudre. Dans ce cadre, les conditions proposées par les instances publiques (montant d'investissement en rénovation et tarifs H07) forment un compromis correct entre efficacité et simplicité. Néanmoins, plusieurs enseignements et recommandations peuvent être formulés à partir de notre étude afin de réduire l'effet de seuil observé.

Tableau 7 - Enseignements et recommandations à l'issue de l'étude

Enseignements	Recommandations
<p>1) En supposant une prolongation des contrats 97 à l'identique, l'activité de rénovation pour obtenir un contrat H07 est rentable pour la plupart des PCH ≤400 kW, même en réunissant plusieurs conditions défavorables. En revanche la rénovation des PCH >400kW ne peut être amortie, même en croisant plusieurs conditions favorables, et le bilan financier du projet est largement déficitaire à échéance du nouveau contrat. Cette conclusion générée sous hypothèses officielles de la DGEC (2008) reste valide avec de multiples conditions de production.</p> <p>2) L'investissement en rénovation est néanmoins</p>	<p>1) La recommandation basique mais coûteuse consiste à aligner le montant de l'investissement par kW des PCH >300kW sur celui des PCH <100kW ou à augmenter le tarif d'achat H07 pour les PCH > 400kW afin de rendre l'investissement rentable.</p> <p>2) Evincer l'effet de seuil qui incite la sous-exploitation des PCH >400kW fraîchement rénovées. Si cette recommandation doit induire un changement de contrat, il est alors inéquitable de demander aux producteurs concernés de réinvestir (laisser la possibilité de rétablir leur contrat sur la totalité de la puissance installée).</p> <p>3) A puissance égale, il existe une très grande disparité entre une PCH turbinant 6000 h/an et 3000h/an. Le critère de la puissance souscrite dans le contrat d'achat est peu fiable, voire injustifié. Une solution serait de considérer une puissance calculée en divisant la production annuelle moyenne de la PCH visée par la durée moyenne de service des PCH (3800 h par ex).</p> <p>4) Il serait intéressant de créer un mécanisme liant le montant à investir en rénovation (et/ou le tarif H07 perçu) à l'investissement initial. En effet, s'il ne discrimine pas les installations</p>

²⁷ En effet, ces travaux sont généralement effectués avec ou sans la perspective de renouvellement du contrat d'achat, non seulement afin d'assurer une durée de vie optimale à la centrale (investissement très conséquent), mais aussi parce que les producteurs voient souvent leur centrale comme « leur bébé » plutôt que comme un simple projet lucratif.

rentable à moyen terme pour les centrales > 400kW dont la puissance n'est exploitée qu'à 400kW ; réduisant ainsi la production globale.

- 3) Associée à des travaux d'augmentation de puissance, la rénovation n'est financièrement rentable dans aucun des 42 cas considérés.
- 4) Nos conclusions sont renforcées par certains facteurs écartés volontairement de l'analyse, comme l'irrégularité croissante de la production ou le coût de l'emprunt.
- 5) La comparaison entre les contrats 97 et H07 est acceptable sur le plan méthodologique étant donné le projet de prolongation des contrats 97 (loi Grenelle 1) ; élément que les producteurs anticipent et intègrent d'office dans leur décision. Dans ce cadre, la visibilité offerte par le nouveau contrat H07 perd de l'importance en faveur de la rentabilité directe. Notre approche reste donc valide, mais la précision de notre simulation dépend des conditions qui seront offertes dans l'application de l'article 19 de la loi Grenelle 1.

selon la qualité et/ou le montant de l'investissement initial, le système n'incite pas l'adoption de technologies efficaces, et défavorise les PCH les plus efficaces. Ceci va à l'encontre des objectifs de production sous contraintes réglementaires. Les producteurs ayant déjà investi en du matériel de qualité, de fait plus cher, devraient bénéficier d'un traitement différent. De même, le mécanisme pourrait favoriser les PCH qui, à puissance et investissement initial égal, sont les plus productives.

- 5) A défaut de modifier le montant d'investissement et/ou le tarif H07 perçu, nous pouvons: (a) élargir la liste des travaux validés et accepter ceux effectués par le producteur lui-même ; (b) inclure de manière rétroactive les travaux effectués avant 2005 sur des organes lourds (turbine, etc.) ; (c) intégrer les investissements qui n'atteignent pas le montant minimum (hors décret rénovation), afin d'éviter le vieillissement des centrales ainsi que les stratégies consistant à rénover des éléments inutiles afin d'atteindre le montant d'investissement requis pour le prolongement de contrat.
- 6) Afin d'éviter un avantage déloyal envers les nouvelles PCH et autres EnR, le contrat H07 octroyé après rénovation devrait tenir compte du temps déjà écoulé sur l'ancien contrat et du temps restant pour amortir correctement le capital initial.
- 7) Le contrôle de la production s'effectue grâce à des compteurs à courbe de charge : l'information est saisie toutes les 10min sur la base de la puissance maximale de la PCH. Il suffit donc que le producteur dépasse la production maximale quelques fois dans l'année pour que son contrat soit remis en cause. Ce risque pousse les producteurs à rester environ 10% en dessous du contrat, ce qui est contre-productif. Il est cependant normal d'enregistrer de telles hausses épisodiques étant donné les aspects physiques de la production hydraulique. Il serait donc utile d'octroyer une flexibilité plus forte vis-à-vis des dépassements de charge (10% par exemple).

La présente étude pourrait être complétée et étendue :

- (1) Appuyer l'analyse de la rentabilité des projets « rénovation + tarif H07 » et l'identification de l'effet de seuil grâce à la collecte de *business plans* de projets concrets (par type de centrale).
- (2) Approfondir le travail de simulation des projets d'investissement (par type de centrale) en calibrant les paramètres grâce à un sondage mené auprès d'un échantillon représentatif de petits producteurs : hydrométrie, augmentation du productible, niveau moyen d'investissement pour une rénovation et des travaux d'augmentation de puissance déjà effectués, durée moyenne de fonctionnement annuel, etc.
- (3) Pour les grosses PCH, comparer les pertes nettes dues aux projets de rénovation que nous avons calculées dans la présente note avec les pertes évitées grâce à la visibilité du contrat d'achat. Nous pourrions estimer et/ou observer :
 - l'écart moyen (et écart-type) entre le prix spot de l'électricité sur le marché de gros et les tarifs d'achat.
 - tous les coûts induits par les prises de décision en incertitude, et comparer le coût du financement de la rénovation en situation de certitude (contrat d'obligation d'achat) et d'incertitude (ventes sur le marché).

Bibliographie

Arrêtés du 25 juin 2001, du 7 septembre 2005 et du 1^{er} mars 2007 fixant les conditions d'achat de l'électricité hydraulique (www.legifrance.gouv.fr)

Conseil Général des Mines (2006), *Rapport sur le renouvellement des concessions hydroélectriques*, <http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/res-rap-cgm-concession-hydrau.pdf>

Commission de Régulation de l'Energie (2007), *Avis du 10 janvier 2007 sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des mers, telles que visées par l'article 2 (1°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000*, <http://admi.net/jo/20070422/INDI0709634V.html>

Dambrine (2006), *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France*, Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie.

DGEC (2008), *Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique*, Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire.

DGEMP-DIDEME (2003), *Coûts de référence de la production électrique : moyens de production décentralisés*, Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie.

Litvine D. (2009), Les tarifs d'achat de la petite hydroélectricité stimulent-ils la production de renouvelable en France ? Etude CREDEN - EAF

Sites Internet utilisés en priorité

<http://www.insee.fr>

<http://indicespro.insee.fr>

<http://www.developpement-durable.gouv.fr>

<http://www.impots.gouv.fr>

<http://www.legifrance.gouv.fr>

<http://www.iea.org>

<http://base.d-p-h.info/fr/fiches/dph/fiche-dph-7396.html>

http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/websfp/Hydraulique.htm

Tables des figures et des tableaux

TABLEAU 1 - DONNEES NECESSAIRES AU CALCUL DE K DANS UN CONTRAT H07 SIGNE AU 1 ^{ER} JANVIER 2009 (BASE 2005)	9
TABLEAU 2 - RECAPITULATIF DES DONNEES DU CALCUL DES TARIFS 97 ET H07 EN JANVIER 2009 (1 COMPOSANTE, c€/kWh)	10
TABLEAU 3 – BILAN DE L'INVESTISSEMENT EN RENOVATION SANS AUGMENTATION DE PUISSANCE (TAUX 8%)	13
TABLEAU 4 - BILAN DE L'INVESTISSEMENT EN RENOVATION AVEC AUGMENTATION DE PUISSANCE (TAUX 8%)	13
TABLEAU 5 – ANALYSE DE SENSIBILITE DU BILAN DE L'INVESTISSEMENT EN RENOVATION	15
TABLEAU 6 – BILAN DES PROJETS DE RENOVATION POUR UNE CENTRALE DE 600kW (AVEC ET SANS SOUS-EXPLOITATION)	18
TABLEAU 7 - ENSEIGNEMENTS ET RECOMMANDATIONS A L'ISSUE DE L'ETUDE	22

Annexe 1 -

Note d'un producteur : installer une puissance inférieure peut être plus rentable

BERNARD FECHTIG
B F . INVEST Sarl
1, Allée REMY RAYMOND
31840 SEILH

Toulouse, le 25 MAI 2008

Objet : Réflexion relative à l'analyse comparative entre 2 options dans le cadre d'un projet de création d'une unité de production hydroélectrique

Un site existant équipé d'un ensemble de quatre turbines alimentées par un canal d'aménée d'un débit de 25 m³/s a la particularité d'être sous-exploité. En effet, après contrôles et études diverses (optimisation énergétique, modélisation hydraulique, suivi hydrobio, etc.), le constat est le suivant : ce canal avait une pente trop forte et avait un potentiel de valorisation sous la forme de la création à mi-parcours dudit canal, d'une unité de production qui bénéficierait d'une hauteur de chute d'environ 3m.

Certes, d'importants travaux de restructuration du canal et des berges – et la construction du barrage – s'avèrent nécessaires. La conjoncture administrative, en l'occurrence, les lois relatives à la création de centrales sur site n'ayant jamais bénéficié de l'obligation d'achat ; la remise en question suite à une bonne ingénierie industrielle et financière des coûts de travaux, les nouveaux tarifs assortis des primes spéciales liées au développement des énergies renouvelables et autres et divers paramètres, ont guidé une réflexion pertinente dans l'élaboration du projet.

Mais, ce site pouvant être équipé de deux turbines du nouveau type VLH (société MJ2 Technologies à Millau/Aveyron), d'une puissance de 2 x 400 kW, ne verra le jour qu'avec malheureusement – sauf modification de la Loi et des tarifs dans un délai que personne à ce jour n'est capable de prévoir – un seul groupe de 400 kW.

En effet, il est paradoxal de constater que l'aide aux producteurs autonomes se concrétise par, à la lecture des tarifs, une prime de 3,54 centime d'euro en hiver et de 1,87 en été pour une puissance déclarée de à 0 à 400 kW alors que si la puissance de cette centrale dépasse le seuil des 400 kW, la prime tombe, tarif hiver à 0,708 et pour ce qui concerne l'été, le nouveau chiffre est de 0,37.

A titre d'exemple, un tableau comparatif nous permet de voir dans ce cas précis lié à une exploitation antérieure du site existant basée sur plus de 25 ans d'activité, que le chiffre d'affaires relatif à 400 kW se situe à environ 284000 € HT alors que, si les deux turbines sont installées, sur la même base de production, le montant potentiel à encaisser ne serait que de 314000 €.

Annexe 2 -

Synthèse de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA)

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA, loi n°2006-1772 du 30 décembre 2006) est issue de la transposition en droit français de la directive cadre européenne (DCE/ décembre 2000) par de la loi du 21 avril 2004. Elle réforme plusieurs codes (environnement, collectivités territoriales, santé, construction et habitat, rural, propriétés publiques...). Parmi les multiples axes abordés, la LEMA définit une hiérarchie des cours d'eau de laquelle découle une augmentation des rivières réservées (aucune installation possible) et du débit réservé imposé. La loi prévoit de multiplier par 4 le débit réservé d'ici 2014, par un processus graduel. Au lieu d'une réserve de 1/40 du module, les producteurs devront laisser passer une part croissante de ce débit jusqu'à 1/10²⁸. Ce point se traduit non seulement par une baisse non négligeable de la production, mais peut poser un autre problème d'envergure. En effet, certaines centrales disposent déjà d'un module limite, et l'augmentation du débit réservé peut les faire basculer en-dessous du seuil minimum permettant toute production.

La loi poursuit deux objectifs fondamentaux :

- ▶ Donner les outils à l'administration, aux collectivités territoriales et aux acteurs de l'eau en général pour reconquérir la qualité des eaux et atteindre en 2015 les objectifs de bon état écologique fixés par la directive cadre européenne (DCE/ décembre 2000), et retrouver une meilleure adéquation entre ressources en eau et besoins dans une perspective de développement durable des activités économiques utilisatrices d'eau et en favorisant le dialogue au plus près du terrain ;
- ▶ Donner aux collectivités territoriales les moyens d'adapter les services publics d'eau potable et d'assainissement aux nouveaux enjeux en termes de transparence vis à vis des usagers, de solidarité en faveur des plus démunis et d'efficacité environnementale.

Parallèlement cette loi permet d'atteindre d'autres objectifs et notamment moderniser l'organisation des structures fédératives de la pêche en eau douce.

²⁸ Notons que certains producteurs sont déjà tenus de respecter les 1/10 du module, par exemple s'ils ont demandé un renouvellement d'autorisation préfectorale.

LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN*

95.01.01	<i>Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis</i> Corazón M. SIDDAYAO
96.01.02	<i>Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique : l'Aspect International</i> Bernard SANCHEZ
96.02.03	<i>R&D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une Ressource Non Renouvelable</i> Jean-Christophe POUDOU
96.03.04	<i>Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France</i> Henri PIATIER
97.01.05	<i>Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?</i> Corazón M. SIDDAYAO
97.02.06	<i>Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»</i> François MIRABEL
97.03.07	<i>Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can U.S. Issues Be Generalized for Developing Countries</i> Corazón M. SIDDAYAO
97.04.08	<i>La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition</i> Jacques PERCEBOIS
97.05.09	<i>Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de l'Exploration Pétrolière</i> Evariste NYOUKI
97.06.10	<i>Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire "Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF</i> Jérôme BEZZINA
98.01.11	<i>Substitution entre Capital, Travail et Produits Energétiques : Tentative d'application dans un cadre international</i> Bachir EL MURR
98.02.12	<i>L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des Biocarburants</i> Alain MATHIEU
98.03.13	<i>Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de Manœuvre de l'État Régulateur</i> Agnès d'ARTIGUES
99.09.14	<i>La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni</i> Laurent DAVID
99.11.15	<i>L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS
99.12.16	<i>Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau</i> Alain MATHIEU
00.05.17	<i>Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau</i> Laurent DAVID et François MIRABEL
00.09.18	<i>Corporate Realignment in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union ?</i> Ian RUTLEDGE et Philip WRIGHT
00.10.19	<i>La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle</i> Marie-Laure GUILLERMINET

* L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

01.01.20	<i>The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research policies and industrial strategies</i> Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
01.02.21	<i>Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès</i> Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID
01.06.22	<i>Les comportements de fraude fiscale : le face-à-face contribuables – Administration fiscale</i> Cécile BAZART
01.06.23	<i>La complexité du processus institutionnel de décision fiscale : causes et conséquences</i> Cécile BAZART
01.09.24	<i>Droits de l'homme et justice sociale. Une mise en perspective des apports de John Rawls et d'Amartya Sen</i> David KOLACINSKI
01.10.25	<i>Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque</i> Pierre TAILLANT
02.01.26	<i>Harmonisation fiscale et politiques monétaires au sein d'une intégration économique</i> Bachir EL MURR
02.06.27	<i>De la connaissance académique à l'innovation industrielle dans les sciences du vivant : essai d'une typologie organisationnelle dans le processus d'industrialisation des connaissances</i> Christian PONCET
02.06.28	<i>Efforts d'innovations technologiques dans l'oligopole minier</i> Jean-Christophe POUDOU
02.06.29	<i>Why are technological spillovers spatially bounded ? A market orientated approach</i> Edmond BARANES et Jean-Philippe TROPEANO
02.07.30	<i>Will broadband lead to a more competitive access market ?</i> Edmond BARANES et Yves GASSOT
02.07.31	<i>De l'échange entre salaire et liberté chez Adam Smith au « salaire équitable » d'Akerlof</i> David KOLACINSKI
02.07.32	<i>Intégration du marché Nord-Américain de l'énergie</i> Alain LAPOINTE
02.07.33	<i>Funding for Universal Service Obligations in Electricity Sector : the case of green power development</i> Pascal FAVARD, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
02.09.34	<i>Démocratie, croissance et répartition des libertés entre riches et pauvres</i> David KOLACINSKI
02.09.35	<i>La décision d'investissement et son financement dans un environnement institutionnel en mutation : le cas d'un équipement électronucléaire</i> Marie-Laure GUILLERMINET
02.09.36	<i>Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum : the case of natural gas</i> Laurent DAVID et Jacques PERCEBOIS
03.10.37	<i>Competition And Mergers In Networks With Call Externalities</i> Edmond BARANES et Laurent FLOCHEL
03.10.38	<i>Mining and Incentive Concession Contracts</i> Nguyen Mahn HUNG, Jean-Christophe POUDOU et Lionel THOMAS
03.11.39	<i>Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.40	<i>Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne</i> Jacques PERCEBOIS
03.11.41	<i>Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: the Electricity Case</i> François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.42	<i>Stockage et Concurrence dans le secteur gazier</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU

03.11.43	<i>Cross Hedging and Liquidity: A Note</i> Benoît SEVI
04.01.44	<i>The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures Markets and Basis risk</i> Benoît SEVI
04.05.45	<i>Competition in health care markets and vertical restraints</i> Edmond BARANES et David BARDEY
04.06.46	<i>La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence Imparfaites</i> Olivier ROUSSE
04.07.47	<i>Funding Universal Service Obligations with an Essential Facility: Charges vs. Taxes and subsidies</i> , Charles MADET, Michel ROLAND, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.07.48	<i>Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique</i> , Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.08.49	<i>Horizontal Mergers In Internet</i> Edmond BARANES et Thomas CORTADE
04.10.50	<i>La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?</i> Jacques PERCEBOIS
04.10.51	<i>Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité (La Stratégie de Rétention de Capacité</i> Olivier ROUSSE
04.11.52	<i>Consequences of electricity restructuring on the environment: A survey</i> Benoît SEVI
04.12.53	<i>On the Exact Minimum Variance Hedge of an Uncertain Quantity with Flexibility</i> Benoît SEVI
05.01.54	<i>Les biocarburants face aux objectifs et aux contraintes des politiques énergétiques et agricoles</i> Alain MATHIEU
05.01.55	<i>Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen</i> Vincent GIRAULT
05.04.56	<i>L'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : une analyse par la théorie économique</i> Vincent GIRAULT
05.04.57	<i>Les péages urbains pour une meilleure organisation des déplacements</i> François MIRABEL
05.04.58	<i>Les biocombustibles en France : des produits fatals aux cultures dédiées</i> Alain MATHIEU
05.07.59	<i>Dérégulation et R&D dans le secteur énergétique européen</i> Olivier GROSSE, Benoît SEVI
05.09.60	<i>Strategies of an incumbent constrained to supply entrants: the case of European gas release program</i> Cédric CLASTRES et Laurent DAVID
06.01.61	<i>Hydroélectricité : des mini-centrales aux barrages pharaoniques</i> Alain MATHIEU
06.02.62	<i>L'internalisation de la congestion urbaine avec les instruments tarifaires : Acceptabilité et Décision</i> Mathias REYMOND
06.02.63	<i>Banking behavior under uncertainty: Evidence from the US Sulfur Dioxide Emissions Allowance Trading Program</i> Olivier ROUSSE et Benoît SEVI
06.03.64	<i>Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS
06.05.65	<i>Energies Renouvelables et Economie Solidaire</i> Alain MATHIEU

06.10.66	<i>Ventes Liées et Concurrence sur les Marchés Energétiques</i> Marion PODESTA
07.01.67	<i>Universal Service Obligations: The Role of Subsidization Schemes and the Consequences of Accounting Separation</i> François MIRABEL, Jean-Christophe POUDOU et Michel ROLAND
07.01.68	<i>Concentration des Marchés et Comportements Collusifs : des Conflits entre HHI et Seuils de Collusion</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
07.03.69	<i>Certificats noirs, verts et blancs : Effets croisés et impacts potentiels dans les marchés de l'électricité ?</i> Jacques PERCEBOIS
07.06.70	<i>Les vertus environnementales et économiques de la participation des citoyens au marché de permis d'émission</i> Olivier ROUSSE
07.06.71	<i>Les biocarburants : d'une génération à l'autre</i> Alain MATHIEU
08.01.72	<i>Les concessions de distribution d'énergie électrique en France se justifient-elles encore aujourd'hui ?</i> Henri COURIVAUD
08.02.73	<i>Capital budgeting with an efficient yield-based method: the real rate of return technique</i> Olivier ROUSSE
08.03.74	<i>Strategic aspects of bundling</i> Marion PODESTA
08.03.75	<i>Should the regulator allow citizens to participate in tradable permits markets?</i> Olivier ROUSSE
08.04.76	<i>Optimal nonlinear pricing, bundling commodities and contingent services</i> Marion PODESTA et Jean-Christophe POUDOU
08.09.77	<i>Volatility transmission and volatility impulse response functions in European electricity forward markets</i> Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
08.09.78	<i>Accroissement de la capacité de transport électrique : investissement stratégique ?</i> Renaud MENARD
08.12.79	<i>On the non-convergence of energy intensities: evidence from a pair-wise econometric approach</i> Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
09.01.80	<i>Minimum Operating Level Investissement dans le réseau électrique : une conciliation difficile</i> Renaud MENARD
09.02.81	<i>Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie économique nous aide t-elle à comprendre les évolutions ?</i> Jacques PERCEBOIS
09.02.82	<i>Cooperation among liquefied natural gas suppliers: is rationalization the sole objective?</i> Olivier MASSOL et Stéphane TCHUNG-MING
09.04.83	<i>Investissement dans le réseau électrique : un moyen de lutte efficace contre les pouvoirs de marché des producteurs ?</i> Renaud MENARD
09.05.84	<i>On the realized volatility of the ECX CO₂ emissions 2008 futures contract: distribution, dynamics and forecasting</i> Julien CHEVALLIER et Benoît SEVI
09.07.85	<i>Options introduction and volatility in the EU ETS</i> Julien CHEVALLIER, Yannick LE PEN et Benoît SEVI
09.09.86	<i>Cost function for the natural gas transmission industry: further considerations</i> Olivier MASSOL
10.07.87	<i>La participation volontaire des citoyens sur le marché européen des permis d'émission de CO₂ : une évaluation contingente élargie à la psychologie environnementale</i> Dorian LITVINE

-
- 11.02.88** *Les tarifs d'achat stimulent-ils la production d'électricité renouvelable en France ?
Critique du mode de fixation/indexation des tarifs H07 et de son impact sur l'installation
de petites centrales hydrauliques*
Dorian LITVINE
-
- 11.03.89** *Les tarifs d'achat stimulent-ils la production d'électricité renouvelable en France ?
Identification de l'effet de seuil décourageant la rénovation des petites centrales
hydrauliques*
Dorian LITVINE