

### LES TARIFS D'ACHAT STIMULENT-ILS LA PRODUCTION D'ELECTRICITE 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** 

Cahier N° 11.02.88

27 février 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 ?

Critique du mode de fixation/indexation des tarifs H07 et impact sur l'installation de petites centrales hydrauliques

**Dorian Litvine** 

Janvier 2009

# Remerciements

L'auteur de la présente étude est Dorian Litvine<sup>†</sup>. 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 ; à savoir :

- W. Gauthier; J. Cayrol; C. Convert; B. Fechtig; P. Flipo; P. Grammont.
- M-A. Delannoy (DIDEME); F. Jacq (Cabinet du Premier Ministre) et J. Janes (CRE).
- Les nombreux conseillers et spécialistes à l'INSEE; au Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire; à la DGI; à l'International Energy Agency; ainsi qu'à l'ADEME.
- Les experts indépendants comme B. Chabot et Mr Gutshner (Nowak Netenergy).
- Les fédérations de professionnels (FFB, FFA, SYCABEL, FIEEC, SIFTA, FFSA, CDIA, etc.) et constructeurs/fournisseurs (Va Tech-Bouvier, Leroy Somer, Descours & Cabaud, etc.).

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, 2009).

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

Laboratoire LASER UFR d' Economie, Rue Raymond Dugrand, CS 79606 34 960 MONTPELLIER Cedex 2

www.creden.univ-montp1.fr

<sup>&</sup>lt;sup>†</sup> 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)

# **Table des matières**

Sy	nthèse des résultats et schéma de réflexion	3
Α.	Problématique, objectifs et méthodologie	6
	A.1 Problématique et mise en perspective	6
	A.2 Objectif de l'étude	8
	A.3 Méthodologie, hypothèses de travail et justifications	9
	A.3.1 Eléments généraux de méthodologie	9
	A.3.2 Points de méthodologie spécifiques aux coûts de production	10
	A.3.3 Tableau synthétisant la ventilation des postes et les indices/index utilisés	
	A.3.4 Un point sur les indices représentatifs des métaux : la corrélation entre les cours LME et les	
	de prix à la production	18
В.	La divergence entre les tarifs d'achat successifs et le coût de l'investissement : une approche en te	ndance
	sur la base des indices et index officiels	
	B.1 L'évolution rapide du coût de l'investissement depuis 1997	19
	B.2 Comparer l'évolution de l'indice pondéré du coût de l'investissement à celle des tarifs de base su	ccessifs
		23
C.	La divergence entre les tarifs d'achat successifs et le coût de l'investissement est supérieur	e à ce
	qu'indiquent index et indices : affinement des coûts écartés et/ou mal reflétés	
	C.1 Affinement des résultats sur la base des coûts mal représentés	25
	C.2 Les coûts écartés des calculs officiels pèsent sur les PCH, mais sont délicats à quantifier	29
	C.2.1 La question de la rentabilité : coût de financement et ressources du pré-projet	29
	C.2.2 Autres coûts difficiles à intégrer sans modifier la méthodologie officielle	31
D.	Evaluation de l'efficacité des coefficients d'indexation (K) et de réévaluation (L) dans les contrats H0	7 32
	D.1 Rappels sur le calcul de l'indexation et de la réévaluation des tarifs H07	32
	D.2 Le coefficient d'indexation (K) joue-t-il son rôle ?	34
	D.2.1 L'efficacité du coefficient K <sub>contrat</sub>	34
	D.2.2 Le manque à gagner pour les contrats signés en fin d'année	35
	D.2.3 La conjonction de K et L suffit-elle à couvrir l'évolution du coût d'investissement ?	36
	D.3 Critique du coefficient L : la question des coûts d'exploitation	38
	D.3.1 Approche méthodologique	38
	D.3.2 Analyse des résultats	40
	D.4 Critique des indices et pondérations utilisés dans le calcul de K et L	42
	D.4.1 Problèmes liés à l'utilisation de l'indice PPEI dans les contrats H07	43
	D.4.2 Critiques de la structure des coefficients K et L	44
Ε.	Conclusion, recommandations et extensions possibles	47
Bil	bliographie	53
Та	bles des tableaux et des figures	54
Ar	nnexes	55

# Glossaire et abréviations

CSPE : Contribution au Service Publique 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

ICHTTS: Indice de Coût Horaire du Travail pour Tous les Salariés

INSEE: Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques

kW: Kilowatt

MQ : Majoration de Qualité

MW: Mégawatt

PCH: Petite Centrale Hydraulique

PHE: Petite HydroElectricité

PPEI: Indice de Prix à la Production pour l'Ensemble de l'Industrie

PPI: Programmation Pluriannuelle des Investissements

TRI: Taux de Retour sur Investissement

TW: Térawatt

LITVINE- Janvier 2009 - 2 -

### 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. Parmi les mécanismes de soutien mis à disposition figurent les contrats d'obligation d'achat. En partant du constat d'une divergence entre les coûts de production de la PHE et la rémunération offerte dans ce type de contrat, la présente étude vise à discuter le mode de fixation des tarifs d'achat H07 (1er mars 2007)<sup>1</sup>.

Notre analyse respecte le cadre préconisé par le gouvernement et propose une méthodologie basée sur la structure générale de coût. A défaut de pouvoir établir un prix de revient du kWh² qui soit à la fois représentatif des différents types d'installation et non contestable (collecte de prix fournisseurs), nous optons pour une analyse en tendance (indices de prix). De plus, la confidentialité des informations concernant le calcul des tarifs de base concentre notre réflexion sur les mécanismes de réévaluation de ces tarifs. Ces deux contraintes nous suggèrent de décomposer l'analyse en plusieurs étapes, dont voici les principaux résultats.

Nous observons tout d'abord l'explosion des principaux coûts de la PHE ces dix dernières années : la croissance pondérée du coût de l'investissement oscille entre 9 et 7% de 1997 à 2001, entre 32% et 38% de 2001 à 2007, et entre 12% et 16% de janvier 2007 au 2<sup>nd</sup> semestre 2008 (resp. basses et hautes chutes). En se basant sur les indices/index officiels ainsi qu'une structure de coût moyenne, nous soulignons la divergence entre le coût de l'investissement et le montant de base des tarifs H07 (hors indexation et réévaluation, MQ=50%). Notre analyse descriptive révèle que la révision successive des tarifs de base semble couvrir les besoins des petites centrales hydrauliques (PCH) de faible puissance, si ce n'est la révision des tarifs d'hiver pour les hautes chutes. En revanche, pour les PCH plus puissantes (>600kW) mais néanmoins trop petites pour bénéficier d'économies d'échelle, la croissance du coût de l'investissement est en moyenne deux fois plus forte que l'augmentation des tarifs de base entre 2001 et 2007 (pour les basses et hautes chutes, été comme hiver).

Nous montrons que cette divergence entre coût et rémunération est encore plus marquée quand nous affinons les coûts mal représentés par les indices officiels de prix et de coût. La croissance du coût de l'investissement entre 2001 et 2007 est supérieure de 15% pour les basses chutes, et de +11% à +16% (resp. pour les basses et hautes chutes) entre janvier 2007 et le 2<sup>nd</sup> semestre 2008. Ces résultats constituent des données minimales puisque nous n'intégrons pas les coûts et contraintes majeurs qui apparaissent lorsque nous considérons le facteur temps dans les calculs, comme les coûts irrécupérables du pré-projet et ceux liés au financement de l'investissement. En observant l'évolution des coûts d'investissement 12 mois avant la mise en service, la divergence entre coût de production et rémunération apparaît encore plus évidente. En effet, si nous observons

LITVINE- Janvier 2009 - 3 -

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Bien que la plupart des installations soient sous contrat 1997, nous nous limitons aux contrats H07 puisque la question des projets récents ne se pose que dans le cadre de ces nouveaux contrats.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Il n'existe pas assez de projets récents pour effectuer une compilation rigoureuse. Le calcul d'un prix de revient du kWh par type de PCH aurait permis d'estimer la rentabilité moyenne des projets, une manière d'évaluer l'efficacité du tarif d'achat pour couvrir le coût de production à un instant t.

les coûts à partir de janvier 2006 au lieu de janvier 2007, le coût de l'investissement d'une PCH mise en service début 2007 est supérieur de 5% à 10% (selon la méthode de calcul et le type de chute). Notons qu'une partie de ces coûts sont récupérés par le producteur au titre de frais généraux.

L'étape suivante de notre étude considère les tarifs H07 dans leur intégralité, en appliquant aux tarifs de base les coefficients d'indexation (K) et de réévaluation (L). Nos calculs montrent que les dispositifs K et L ne permettent pas de remédier à l'insuffisance des tarifs de base successifs, et d'absorber une variation anormale des coûts d'investissement comme celle observée entre fin 2005 et fin 2008. En prenant deux cas théoriques de PCH sous contrat H07 (MQ=50%), les coefficients K et L augmentent le tarif de base d'environ 4% à 7%, toutes puissances confondues. Sur la même période, le coût de l'investissement croît de +12% à +32%, selon le type de chute et la méthode de calcul retenue (indices/index ou données ajustées). Notons que le mécanisme d'indexation (K) est moins efficace pour les hautes chutes que pour les basses chutes, ces dernières ayant un coût de l'investissement qui croit plus rapidement.

Le mécanisme de réévaluation annuelle (L) s'avère également insuffisant pour absorber correctement la hausse des coûts d'exploitation. En effet, la croissance moyenne de ces coûts a été supérieure à celle des tarifs d'achat, à savoir +50% entre 2001 et janvier 2007 et +100% entre janvier 2007 et le 2<sup>nd</sup> semestre 2008.

L'insuffisance des mécanismes d'indexation et de réévaluation est encore plus marquée quand nous considérons les coûts et contraintes liés au financement du projet et à la période précédant la mise en service de la PCH, éléments écartés du calcul officiel. L'indexation des tarifs prend comme référence le mois de janvier de l'année de mise en service, alors qu'environ 50% de l'investissement est effectué 12 à 14 mois avant cette mise en service (et 80% sur les 24 mois précédents), période non couverte par l'indexation. Etant donné que l'application du coefficient K au tarif est unique, cette sous-évaluation se répercute de manière définitive sur le tarif perçu, générant un manque à gagner irrécupérable pour le producteur. Notons que la perte est supérieure pour les centrales mises en service en fin d'année.

L'inefficacité de l'indexation/réévaluation s'observe également en période d'inflation stationnaire. En considérant une inflation moyenne constante (1%), l'écart entre l'évolution *effective* des tarifs de base H07 et leur évolution *efficace* se creuse de période en période, peu importe la date de mise en service de la PCH.

Les lacunes mises en lumière sont dues en grande partie à l'utilisation des indices PPEI et ICHTTS1 dans le calcul des coefficients K et L. Ces indices sont trop agrégés et imprécis pour refléter avec pertinence la structure et la variation des coûts de production de la PHE. Cependant, même si les deux indices visés reflétaient correctement la hausse des coûts, les coefficients K et L ne pourraient être suffisants de part leur construction. Sachant que les coûts supportés tout au long de la vie de la centrale sont plus importants que ne le suppose la méthodologie officielle, le poids de PPEI dans L devrait être supérieur afin de répercuter plus finement les coûts supportés. De plus, le terme constant dans L (0,4) réduit fortement la sensibilité des tarifs à l'augmentation des prix (biens, services et main d'œuvre). Enfin, les tarifs sont indexés à 50% par l'évolution de la main d'œuvre, alors qu'en période de forte inflation la structure du coût d'investissement peut être variable. Nous sommes donc face à deux inefficiences structurelles, qui font diverger K et L de l'évolution des prix, réduisant ainsi la capacité des tarifs à apporter une réelle stabilité financière au producteur.

L'intérêt de notre étude n'est pas de souligner la nécessité d'une simple régulation conjoncturelle, au travers la revalorisation des tarifs H07 par exemple. En effet, l'envolée des prix observée depuis 2005 s'est estompée

LITVINE- Janvier 2009 - 4 -

dès l'automne 2008 ; mais la forte volatilité du prix des matières premières pourrait, à moyen terme, aboutir au même schéma que celui observé ces dernières années<sup>3</sup>. Ainsi, la présente analyse porte avant tout une critique structurelle sur le mode de calcul des tarifs d'achat, inaptes à absorber une variation importante des prix comme celle observée entre fin 2005 et fin 2008, ni même une croissance stable des prix. En effet, notre analyse schématique montre que même en période d'inflation stationnaire (+1%), une situation courante et non risquée, la rémunération est trop faible pour couvrir correctement les coûts supportés par les producteurs. Pourtant la fonction majeure des tarifs est de procurer une stabilité à ces derniers. De plus, le capital investi ne pouvant être rémunéré convenablement dans tous les cas, les tarifs H07 se révèlent insuffisants pour stimuler de nouvelles installations, et notamment les PCH à fort potentiel productif (> 600 kWh et hautes chutes).

Nous concluons cette étude par quelques recommandations visant à accroître l'efficacité et la pertinence des tarifs d'achat, à savoir assurer la stabilité des projets en cas d'inflation forte ou stable tout en proposant une rémunération suffisante, même si « raisonnable » au sens du ministère. Dans le contexte actuel, une bonne partie des PCH n'est pas couverte efficacement par les contrats d'obligation d'achat, sans pouvoir pour autant écouler sa production sur le marché *spot* qui, depuis 2006, est pourtant souvent plus rentable. Notre étude montre que cette situation est principalement celle des PCH de puissance >600kW, mais trop petites pour bénéficier d'économies d'échelle. Ce constat souligne un des aspects contre-productifs de la politique de soutien au développement des PCH, qui demeure problématique dans le contexte actuel de crise puisque la taxation des particuliers via la CSPE pèse sur la dynamique économique du pays. L'incohérence entre le discours et les directives prises par le Ministère d'un coté, et le cadre incitatif proposé de l'autre, soulève la question des objectifs réels du gouvernement en terme de production de PHE, ainsi que celle de l'adéquation entre les moyens mis en œuvre et les objectifs poursuivis.

LITVINE- Janvier 2009 - 5 -

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Une forte augmentation des prix semble s'observer à nouveau depuis fin 2009.

### A. Problématique, objectifs et méthodologie

#### A.1 Problématique et mise en perspective

Que ce soit au travers d'arrêtés/décrets, de directives/lois (POPE, PPI, etc.) ou de discours/chartes, les instances publiques renforcent leur souhait de voir la production d'hydroélectricité augmenter à moyen terme. Cette ambition a été confirmée récemment lors du Grenelle de l'environnement (2007/2008) et au travers du projet de loi de programme relatif à sa mise en œuvre (Grenelle 1). Cette forme d'énergie présente en effet de nombreux atouts qui en font un outil puissant face aux enjeux énergétiques de la France, ainsi qu'à ses engagements internationaux : aucune émission de gaz à effet de serre, forte contribution à l'adéquation entre offre et demande d'électricité et à l'équilibre du réseau en temps réel, élément clé pour la stabilité du système économique français, etc.

L'hydraulique représente notamment un moyen viable pour augmenter rapidement la part d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie, objectif français étant fixé à 23% d'énergies renouvelables (EnR) d'ici 2020. La réponse à cet objectif exige des niveaux de développement différents pour les EnR de la filière électrique, fonction notamment de la part de chacune d'elle dans production et de leur potentiel technico-économique. Or les nouvelles EnR peuvent difficilement remplir à elles seules cette tâche. Le solaire par exemple représente un très faible pourcentage de la production actuelle d'électricité EnR, qui devrait pouvoir exploser afin de répondre aux objectifs ; de même pour l'éolien, dans une moindre mesure. Ce constat conduit le gouvernement à réaccorder une place croissante à l'hydroélectricité dans le portefeuille productif français en engageant un plan de relance ; en témoignent le projet de réévaluation des objectifs de production dans la PPI d'ici 2009, la convention tripartite devant être signée fin 2008 ou encore le projet de loi Grenelle 1.

Divers rapports soulignent le potentiel de production en France, donnant lieu d'un coté à une estimation technico-économique de 1 à 7 TWh/an (cf. Dambrine, 2006) et de l'autre à un objectif réel minimum de 2 TWh/an annoncé par Mr Borloo dans le plan de relance de l'hydroélectricité (juillet 2008). Pour atteindre cette ambition, le gouvernement semble vouloir favoriser la petite hydraulique<sup>4</sup>, tant sous la forme de nouvelles centrales<sup>5</sup> que d'améliorations de l'existant. Or, dans le contexte d'augmentation des prix observé entre 2005 et fin 2008, la structure d'incitation proposée dans les contrats d'obligation d'achat H07 stimule un très faible nombre de projets, conduisant même certains producteurs à limiter leur capacité installée et leur production afin d'obtenir une plus forte rentabilité (cf. annexe 5). Ces résultats sont en contradiction avec les objectifs quantitatifs, et illustre l'incohérence régnant entre les objectifs européens, les moyens mis en œuvre par le gouvernement et la réalité de la filière hydraulique.

Pour se lancer dans un projet d'installation hydraulique, les entrepreneurs doivent être confiants sur au moins deux points : (a) la stabilité/visibilité et (b) la rentabilité. Concernant le premier point, la perspective de pouvoir prolonger le contrat d'obligation d'achat est offerte au moyen d'activités de rénovation (obtention d'un contrat H07) ou éventuellement la loi Grenelle 1 (extension des contrats 97). Cette étude traite simultanément les deux

LITVINE- Janvier 2009 - 6 -

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Cf. la prime MP par tranche dans le décret 2007, ou le tarif réversible pour les installations de puissance inférieure à 36 kVA (arrêté de 2002). Dans ce cadre, le tarif d'achat est égal au tarif de vente du courant au « tarif bleu » appliqué au site, pour une durée de 20 ans.

Dans l'avant-projet de loi Grenelle I, l'augmentation de la production de PHE avait été fixée à + 3 TWh/an d'ici 2020, ce qui correspond à la construction d'environ 400 PCH. Le projet de convention s'orienterait vers un objectif plus ambitieux de 7 TWh.

paramètres : les contrats d'achat ne semblent pas procurer une stabilité suffisante en période d'inflation pour une large tranche de PCH. De plus, de très nombreux producteurs ont la sensation que les tarifs proposés dans les contrats H07 ne sont pas assez incitatifs et ne reflètent plus la réalité de la profession depuis 2006. La première raison est que les données qui ont servi de base à la détermination des tarifs ne sont plus pertinentes de nos jours, débouchant sur un tarif d'achat bien inférieur au prix du marché. En effet, les négociations sur les tarifs H07 ont commencé en 2004 sur la base de projets de centrales achevés autour de 2002/2003. Ainsi, les tarifs H07 auraient permis de rémunérer correctement des projets générés entre 2002 et 2006, et inciter de nouvelles capacités de production, mais ce n'est pas le cas depuis 2006. En plus de ce retard, le mode de calcul des tarifs est soumis à de nombreuses critiques, notamment son inaptitude structurelle à faire face à des conjonctures difficiles comme celle observée entre 2006 et 2008.

Divers éléments soutiennent le constat d'une sous-rémunération et d'un manque de visibilité :

- (1) De nombreux coûts supportés par les producteurs explosent depuis 2005, notamment les métaux bruts et le génie civil.
- (2) La réglementation croissante réduit la production et génère de nouveaux coûts : débit réservés plus importants, taxes, travaux, technologies à installer, études plus fréquentes à effectuer, etc.
- (3) Le facteur temps est mal intégré dans le calcul des tarifs d'achat. Les instances publiques supposent en effet que la totalité de l'investissement est effectuée à la mise en service de la centrale, alors que les producteurs engagent une partie des fonds longtemps avant, et environ 80% dans les 24 mois qui précèdent. De plus, les coûts d'investissement, très imposants, sont amortis sur une longue période (environ 20 ans). Enfin, le coût du financement (emprunt ou autofinancement) n'est pas intégré dans les calculs.
- (4) Deux rapports EAF (2005, 2006) soulignent des éléments importants, que nous allons renforcer pour certains. (a) La méthode officielle utilisée pour actualiser l'investissement décrit mal la réalité : les cashflows sont équilibrés au moment de la mise en service de la PCH alors que l'investissement s'étale en réalité sur plusieurs années. Nous aboutissons ainsi à un taux d'actualisation et un rendement du capital trop faibles. (b) La durée contractuelle devrait être allongée à 30 ans vu le temps d'amortissement des investissements. (c) La formule d'indexation des tarifs d'achat n'est pas adaptée à la réalité.
- (5) Les tarifs d'achat ne prennent pas en compte la dérive climatique, qui rend la production irrégulière et entaille par conséquent la prime de qualité. Cette baisse est accentuée par le renforcement de la réglementation, puisque l'augmentation des débits réservés réduit la bande la plus régulière.

Ces contraintes pesant sur les décisions de la filière viennent s'ajouter au changement observé dans les coûts. Or parmi les producteurs, nombreux sont ceux qui ne peuvent « jouer le marché », restant assignés aux tarifs d'achat et aux conditions imposées. Pourtant depuis 2006 environ, les perspectives de rentabilité sont souvent supérieures sur le marché spot. Même si l'indexation des tarifs a été conçue pour refléter l'évolution de l'investissement et non celle du marché, comment les tarifs d'achat peuvent-il être à ce point déconnectés des marchés (prix spot de l'électricité et prix à la production) ? A ce propos, les expériences observées à l'étranger auraient pu servir d'exemple et laisser présager un glissement du marché et une augmentation des prix spot de l'électricité. Finalement, la visibilité et la rentabilité fournies par les contrats d'achat restent insuffisantes, au

-

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Mais une forte augmentation des prix s'observe aussi depuis fin 2009 (nda).

point qu'il n'est souvent pas rentable de réhabiliter les seuils à l'abandon, alors qu'une partie des coûts est évitée et que ces seuils représentent un potentiel non négligeable (Dambrine, 2006).

<u>Au final, nous sommes confrontés à un paradoxe de taille</u>: dés leur mise en vigueur les tarifs H07, fixés dans le but de soutenir la filière des conditions de marché trop agressives, proposent une rémunération insuffisante pour stimuler la production, principalement celle des centrales à fort potentiel productif. Or les nouvelles centrales installées devraient être les plus productives possibles vu les restrictions concernant les nouveaux projets. De surcroit, ces tarifs sont fixés à un niveau qui est, depuis 2006, souvent inférieur au prix pratiqué sur le marché spot, sans que les petits producteurs puissent basculer aisément vers ce dernier afin d'y chercher une rentabilité supérieure à celle proposée par la politique de soutien (sauf en se regroupant). Ce paradoxe s'intensifie dès lors que les tarifs d'achat sont financés par les consommateurs, alors que certains producteurs pourraient écouler leur production sur le marché et augmenter leur rémunération, tout en allégeant le budget de l'Etat ou le poids pesant sur les consommateurs<sup>7</sup>.

#### A.2 Objectif de l'étude

Etant donné le cadre que nous venons de poser, notre étude vise à mettre en lumière certaines faiblesses dans la structure d'incitation proposée par le gouvernement aux producteurs de PHE. Plus précisément, l'information compilée dans ce document a pour ambition de compléter deux rapports EAF (2005, 2006) en montrant que les tarifs d'achat fixés dans l'arrêté du 1er mars 2007 ne peuvent absorber efficacement l'évolution des coûts de production. La confidentialité de certaines informations ne nous permettant pas de travailler sur le calcul des tarifs d'achat de base<sup>8</sup> (hors primes et revalorisation), nous partons du principe que ces derniers ont été calculés en assurant une rémunération juste, et cherchons à répondre à la question suivante : *même si le potentiel français est en partie exploité, comment expliquer qu'un si faible nombre de PCH voient le jour ?* 

Notre réflexion part de l'observation d'une déconnexion entre les coûts supportés par les producteurs de PHE et la rémunération du courant depuis 2005. Nous adoptons une analyse descriptive allant du plus général au plus précis, en se basant sur les principaux coûts de la PHE et une structure de coût moyenne, la plus représentative possible. Le but est d'offrir une vision en tendance des coûts et tarifs d'achat grâce aux indices et index publiés par les organismes officiels, puis de compléter cette démarche par des données plus précises collectées auprès de fournisseurs. Dans la lignée du document de travail de P. Flipo (EAF, 2006), nous examinons tout d'abord la divergence en tendance depuis 1997 à partir des tarifs de base hors indexation. Puis nous montrons que cette approche par indices/index est trop générale et fournit des résultats approximatifs, nécessitant l'apport de données plus fines. Notre analyse montre ensuite que le problème de divergence provient en grande partie des mécanismes d'indexation (K) et de réévaluation (L) des tarifs H07. La critique de K et L constitue le cœur de notre analyse, la divergence entre coûts et tarifs servant essentiellement à illustrer empiriquement un problème structurel plus important.

LITVINE- Janvier 2009 - 8 -

Malgré cette situation paradoxale, il semble exister une volonté réelle de réalisation de projets chez les producteurs. Un sondage EAF (33% de réponses chez les adhérents) montre que de 40 à 60% de ses adhérents sont prêts à réfléchir à un projet sur seuils au fil de l'eau laissés à l'abandon (il semble exister de 30000 à 40000 seuils).

Nous laissons ainsi en suspend certaines questions comme : Tous les coûts de la production ont-ils été pris en compte ? Quelle structure de coût a été utilisée pour définir les tarifs ? Le chiffre d'affaire estimé pour une centrale type est-il réaliste étant donné les aléas climatiques, les pannes, etc. ?

# A.3 Méthodologie, hypothèses de travail et justifications<sup>9</sup>

#### A.3.1 Eléments généraux de méthodologie

- Afin d'être aisément exploitée et mise en perspective, la présente analyse respecte la méthodologie recommandée par la DGEMP<sup>10</sup>, ce qui nous oblige parallèlement à réduire l'éventail des éléments critiqués. Nous ne cherchons pas à proposer de nouveaux outils.
- Concernant l'évolution du coût de l'investissement, nous avons effectué un choix entre l'utilisation d'indices/index officiels et la collecte des prix proposés par les fournisseurs/prestataires de services existants (forte concentration du marché en France). Un arbitrage a donc été effectué entre (a) l'utilisation de séries longues : pérennes au niveau statistique et solides au niveau méthodologique, et de ce fait peu contestables ; mais très agrégées et parfois éloignées de la réalité de la filière¹¹; et (b) l'utilisation exclusive de prix négociés, données reflétant ce que payent réellement les producteurs, mais pour lesquels il est pratiquement impossible d'obtenir des séries longues. Ces données sont donc variables et subjectives (prix négociés), et finalement plus contestables étant donné le faible nombre de projets de nouvelles PCH.

La méthodologie finalement choisie constitue un compromis entre l'aspect « *général mais solide* » et « *précis mais contestable* ». Les indices/index officiels utilisés en première étape sont ensuite critiqués quant à leur degré de pertinence, et complétés en seconde étape grâce à des données collectées auprès de fournisseurs, qui permettent d'affiner les résultats.

- Comme nous l'avons fait remarquer, les tarifs H07 ont été construits en grande partie sur la base de projets de PCH achevés autour de 2003<sup>12</sup>. La structure de coût servant de base aux tarifs est donc représentative de la réalité de la période 2002/2006. Notre analyse des tarifs H07 intègre donc parfois cette période.
- Etant donné qu'il existe une large palette de centrales, nous occultons la distinction heures pleines/creuses dont la précision s'avère peu pertinente pour la problématique qui nous occupe. Au final, nous considérons les tarifs à une ou deux composantes<sup>13</sup>. Le tarif à une composante est souvent utilisé par les décideurs publics et se trouve être proche de la réalité des PCH, qui sont souvent placées dans des conditions hydrographiques assez similaires.
- Le calcul d'un intervalle pour la majoration de qualité (MQ) est impossible étant donné que cette prime dépend en grande partie de paramètres externes difficilement simplifiables. Nous considérons cependant un scénario moyen offrant une vision réaliste de la situation actuelle. Il y a quelques années, la prime MQ la plus fréquente était de 60%. Cette prime représente un scénario réaliste à climat inchangé, alors que la

LITVINE- Janvier 2009 - 9 -

De nombreux choix méthodologiques ont été effectués à l'issue de discussions avec l'EAF, comme par exemple le fait de considérer que tous les producteurs paient à peu près le même prix pour chaque élément de coût engagé dans la production.

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Notamment Dambrine (2006), DGEMP (2004), DGEC (2008), PPI (2006), Loi POPE (2005), etc.

Les indices de prix à la production de l'INSEE compilent les prix payés par toutes les entreprises et industries en France, et pas seulement par les hydrauliciens.

Les tarifs d'achat spécifiés dans l'arrêté de mars 2007 ont été calculés à l'issu de négociations et sur la base d'un prix de revient de la PHE aux environs de 2004, en prenant comme données principales celles fournies par les syndicats de professionnels et l'analyse des coûts de référence de la production publiée en 2004 par la DGEMP. Cependant, ces données sont rétrospectives et se basent sur des projets de PCH achevés quelques années auparavant, principalement entre 2002 et 2004.

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> En effet, le tarif à une composante équivaut à un tarif à deux composantes avec un calcul en ruban ramené à l'échelle mensuelle. Ce calcul ne tient pas compte des particularités saisonnières du cours d'eau. Le calcul s'effectue en divisant la production annuelle de la centrale par 8760 heures (annuelles). Une production mensuelle lissée est calculée à partir de cette production annuelle moyenne.

réglementation croissante et les bouleversements climatiques diminuent le débit disponible et sa régularité<sup>14</sup>. Certains producteurs porteurs de nombreux projets estiment que dans le futur proche, valeurs climatiques prises en compte, MQ sera en moyenne inférieure à 40 %<sup>15</sup>. Dans le cadre de ces hypothèses, nous considérons pour la prime de qualité une valeur pivot à 50%<sup>16</sup>.

#### A.3.2 Points de méthodologie spécifiques aux coûts de production

#### a) Coûts d'investissement et coûts d'exploitation

Le coût de fonctionnement d'une PCH correspond à la charge annuelle, soit l'ensemble des charges d'investissement et d'exploitation prévues sur la durée de fonctionnement de l'ouvrage<sup>17.</sup> Il est égal à la somme des annuités induites par l'investissement et des charges annuelles fixes d'exploitation. D'après Dambrine (2006), ceci revient à un coût de production moyen compris entre 33 et 53€/Mwh, ou une valeur moyenne de 2000€/kWh pour une durée annuelle moyenne de 4000h (cf. DGEC, 2008). Ce chiffre varie néanmoins en grande proportion selon la source d'information (*International Energy Agency, CRE, DGEMP, etc.*).

- Les coûts d'investissement représentent environ 80% du coût total. Selon la DGEC (2008), l'investissement non actualisé varie entre 3500€ et 1900€/kWh pour la petite hydraulique (entre 50kW et 3MW).
- Les coûts d'exploitation d'une PCH varient entre 10 et 30% des recettes brutes et représentent par an de 5,5% à 6,5% de l'investissement (entre 2 et 3% selon la DGEC [2008]). Ces coûts dépendent de la production horaire annuelle, fonction elle-même des conditions locales.

Jusqu'à la partie C.2 de notre rapport, l'analyse se focalise sur les coûts d'investissement. En revanche, l'étude de la réévaluation annuelle (partie D.3) se base en grande partie sur les coûts d'exploitation.

LITVINE—Janvier 2009 - 10 -

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Un producteur expérimenté déclare qu'avec le changement climatique, les centrales ont un déficit de production de plus de 50% sur les 3 dernières années dans certaines régions (Pyrénées par exemple). Ce dernier dispose d'une PCH qui était très régulière ces dernières années mais qui a connu récemment 105 jours d'étiage complet.

Le calcul de la prime MQ perçue pendant les 5 premières années de fonctionnement de la PCH se base sur une estimation effectuée par le producteur quant à la régularité de sa production en hiver (cf. arrêté de mars 2007). Ainsi, les données collectées par EDF sur les primes MQ reçues depuis avril 2007 se basent sur ces estimatifs, qui tendent à se rapprocher de la réalité puisque ceci est dans l'intérêt du producteur. En effet, si ce dernier estime une qualité inférieure à la réalité, la régularisation opérée au bout de 5 ans sera à son désavantage et il devra rembourser une somme à EDF. A moins de considérer des stratégies de préférence pour le présent et de gestion singulière de la trésorerie, le producteur a intérêt à estimer correctement la régularité de sa production en hiver.

Dans un avenir proche il serait utile d'étudier plus finement le montant de cette majoration moyenne afin d'appréhender l'incidence du changement climatique sur le prix de revient du kWh.

En plus de s'influencer mutuellement, il existe une relation inverse entre coût d'investissement et coût d'exploitation. Une installation à fort dénivelé a tendance à induire un coût d'investissement inférieur aux centrales à faible dénivelé : turbines moins larges et moins puissantes, mouvement plus rapide et plus constant car moins besoin d'eau pour générer une quantité donnée d'énergie, et donc connexion directe au générateur. Mais en contre partie, les hautes chutes génèrent un coût d'exploitation supérieur car souvent implantées sur des sites à faible densité de population, d'où une faible demande locale d'électricité et un surcoût afin de se raccorder au réseau et satisfaire la demande de zones démographiquement plus denses.

#### b) La structure du coût de l'investissement et ses principaux postes

A l'inverse de l'éolien par exemple, il est complexe et contestable de définir une structure de coût par type de PCH étant donné le nombre de cas possibles (hydrologie, topographie, financement, etc.). De plus, deux installations ayant les mêmes caractéristiques initiales peuvent avoir un coût d'investissement très différent. Il est donc aisé de critiquer le bien fondé d'une approche exhaustive par type de centrale, à savoir lister tous les coûts intervenant dans le prix de revient et ce pour chaque type de centrales (hauteur de chute et puissance installée). Surtout qu'il n'existe pas suffisamment de projets PCH récents pour adopter une telle démarche.

Si les PCH ont des structures d'investissement très différentes, certains coûts s'imposent à la majorité des installations et ne peuvent être évités : la quantité d'acier; les turbine/génératrice/ transformateur; l'appareillage électrique, électronique et de contrôle; le prix du bâtiment et du béton armé, le génie civil, etc. Il se trouve que la plupart de ces coûts majeurs évoluent très vite depuis quelques années. Ainsi, à l'issu d'un arbitrage entre complexité et solidité des résultats, et afin d'offrir une image simplifiée mais toutefois réaliste de la situation, nous avons jugé plus pertinent de fournir une analyse en tendance qui se focalise sur ces principaux postes de coût.

Dans ce cadre, un devis type de PCH distingue en général sept grands lots :

- <u>Le génie civil et bâtiment</u> comprend l'ensemble des coûts de construction, barrage, prise d'eau, etc. Les coûts de construction concernent surtout le local de la centrale, composé essentiellement de béton armé et d'une partie variable de poutrelles en acier. Nous devons considérer également le transport de matière et le coût des travaux qui sont très imposants (notamment le terrassement en milieu aquatique).
- Conduite forcée/canal: la conduite forcée (hautes chutes) est composée de tubes en acier et d'un massif d'ancrage en béton armé<sup>18</sup>. Le canal quant à lui est revêtu de béton ou de terre.
- <u>Le lot électromécanique</u> inclut le groupe turbine/génératrice, voire multiplicateur de vitesse.
- <u>Le lot mécanique</u>, notamment le pont roulant, vantellerie/chaudronnerie, grilles, etc.
- <u>L'équipement électrique</u> comprend le transformateur, le poste haute/moyenne tension et l'appareillage contrôle commande.
- <u>Le raccordement réseau</u> inclut les lignes, compteurs, protection et travaux d'enfouissement.
- L'assistance maitrise d'œuvre/coordination, à savoir les études et le suivi chantier.

A partir de ce devis type, il est possible d'effectuer un classement transversal qui consiste à isoler les types de coûts de sorte à ce qu'un même poste se retrouve à minima dans diverses catégories de coût. En recoupant l'information fournie par la littérature (textes, rapports, etc.), et notamment le dernier rapport DGEC (2008), ainsi que par divers producteurs de PHE porteurs de projets en cours et enfin par quelques bureaux d'études techniques spécialisés <sup>19</sup>, nous proposons une <u>pondération générale</u> des différents postes au sein des catégories de coûts dégagées (en distinguant basses chutes et hautes chutes). Notons que chaque projet de PCH est

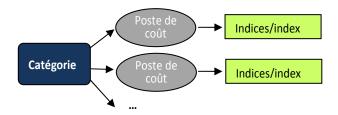
LITVINE- Janvier 2009 - 11 -

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> Le massif d'ancrage tend à être de moins en moins utilisé.

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> Le cabinet Beteru notamment (www.beteru.free.fr).

unique, et présente des caractéristiques qui peuvent modifier sensiblement ces pondérations<sup>20</sup>. De plus, certains coûts moins significatifs sont écartés afin de simplifier la réalité. <u>La ventilation proposée est donc volontairement généraliste, tout en offrant une information représentative basée sur des données prudentes</u>. Cette ventilation sera résumée dans le Tableau 1 (p. 17), mais détaillons tout d'abord la méthode employée.

#### c) Méthode employée pour définir une structure de coût (ventilation et principaux coûts)



- Les séries chronologiques de coût sont appréhendées grâce à deux outils : les indices de prix à la production et les index. Les index, et certains indices, sont des objets statistiques composites<sup>21</sup>, calculés par pondération des éléments de coût incorporés dans la production du bien ou du service (main d'œuvre, matériaux, transport, etc.; cf. annexe 2). Chacun de ces coûts peut être représenté lui-même par un ou plusieurs indices selon une formule paramétrique, et ainsi de suite (calcul en chaîne).

  Les indices de prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises fournissent une bonne approximation de ce que payent les producteurs de PHE pour se fournir en biens et services. Ces indices sont calculés à partir des prix de vente déclarés par un certain nombre d'entreprises représentatives du secteur et reflète ainsi l'évolution des prix de la consommation intermédiaire des entreprises de l'industrie française. Afin de considérer le marché intérieur dans sa totalité, nous sélectionnons en priorité les données portant sur l'offre intérieure (production française + importations).
- Chaque catégorie de coût est composée à partir des postes qui interviennent de manière significative dans l'investissement d'une PCH. Comme nous l'avons déjà remarqué, nous établissons une pondération pour les différents postes en recoupant diverses sources d'information. En sommant ces pondérations nous obtenons une ventilation agrégée par catégorie de coût.
- <u>Puis chaque poste de coût est représenté par plusieurs indices/index officiels,</u> publiés principalement par l'INSEE et le « *Moniteur des travaux publics et du bâtiment* » et sélectionnés pour leur aptitude à refléter au mieux la réalité des PCH.

LITVINE- Janvier 2009 - 12 -

Les coûts d'une PCH sont totalement différents selon sa hauteur de chute (basse, moyenne ou haute), son emplacement topographique, l'hydrologie, le schéma financier du projet, les caractéristiques locales (éléments administratifs, acceptation sociale, etc.), etc. Deux PCH identiques peuvent donc présenter des coûts totaux totalement différents (cf. IEA, 2003).

Les index nationaux BT (bâtiment) et TP (travaux publics) sont utilisés pour les révisions de prix et sont calculés à partir de formules préétablies qui intègrent un certain nombre de paramètres fixés après consultation de la Fédération Française du Bâtiment (F.F.B.) et de la Fédération Nationale des Travaux Publics (F.N.T.P.), en accord avec les unions et syndicats nationaux. D'autres index sont construits en suivant la même démarche, comme l'ICC (indice du coût de la construction), l'indice INSEE du Transport « TR », etc.

Deux raisons nous amènent à recouper plusieurs sources pour le même poste de coût. Tout d'abord les indices officiels sont fortement agrégés et restituent l'évolution des prix payés par toute l'industrie, et pas seulement par les hydrauliciens: le croisement de plusieurs indices permet d'augmenter les chances de « viser juste ». Ensuite, certains index/indices de prix n'appréhendent pas le coût visé. Dès lors, lorsque la ventilation d'un poste est communément approuvée (main d'œuvre, matériaux, etc.), nous appliquons cette pondération aux différents indices du poste. Mais lorsque nous n'avons pas d'informations suffisamment représentatives de la composition du poste, ce dernier est représenté par une moyenne non pondérée d'indices/index. En effet, vu les différences phénoménales entre installations de PCH, nous ne pouvons prétendre à trop de détail dans la pondération sans augmenter la probabilité d'erreur. Ainsi, le fait d'opérer une moyenne des indices/index pour un poste en particulier permet de lisser l'évolution du coût et de réduire la marge d'erreur, même si nous perdons en précision.

Par conséquent, les différents postes de coût sont décomposés de manière simple et générale. Certains éléments présents dans la composition des index officiels ne seront pas appréhendés ici (les frais divers, l'énergie, etc.), mis à part dans les index composites que nous utilisons. Parallèlement, puisque aucun index/ indice composite n'est spécifique à la PCH mais qu'il en existe certains qui sont approximatifs, nous rectifions en général les index en les associant à un ou plusieurs indices de matériaux et/ou de main d'œuvre. En revanche, quand la main d'œuvre n'influence pas trop le coût total d'un poste, nous pouvons l'écarter afin de simplifier la présentation, ou ne l'intégrer qu'au travers des index composites (cf. partie C). Dans ce cadre, certains index/indices composites reflètent difficilement l'évolution récente des coûts. Les indices de prix à la production ne posent pas ce problème car ils reflètent directement les prix pratiqués sur le marché. En contrepartie, ils doivent être adaptés au poste que nous souhaitons observer, au risque d'être inefficients.

■ Lorsque plusieurs indices/index du même type de coût ont une évolution très similaire, nous conservons celui qui présente la structure la plus adaptée au coût visé. Par exemple, les index du BTP *Tous corps d'état* (BT01) et *Index général tous travaux* (TP01) ont une évolution fortement similaire, or le second est plus approprié eu égard sa composition : le premier concerne la petite maçonnerie, et les matériaux y occupent une place plus importante (32%) que dans l'index TP01 (22%) (cf. annexe 2), ce qui génère un doublon avec les indices de matériaux que nous intégrons en parallèle.

#### d) Précisions sur les indices/index sélectionnés et la ventilation utilisée

Les indices/index ont été sélectionnés grâce à de nombreux échanges avec les conseillers de l'INSEE, de la DGCCRF et des syndicats de professionnels (FFB, FNTP, FFA, etc.). Ces échanges nous ont permis de définir les outils les plus proches de la réalité et les plus adaptés à notre problématique. Nous avons sélectionné les indices de main d'œuvre avec charges quand cela était possible.

■ Le béton armé est utilisé en très grande quantité dans les installations PCH. Il représente l'essentiel des ouvrages spécifiques (canaux, massif d'ancrage, prise d'eau, barrage, etc.), ainsi qu'une grande partie du bâtiment (local, etc.). Afin de refléter le coût du béton armé dans le poste *Ouvrages spécifiques* nous avons choisi l'index *Ossature*, *ouvrages en béton armé* (BTO6), qui concerne les grosses structures en béton armé, et

LITVINE- Janvier 2009 - 13 -

dont la composition est proche de la réalité des PCH<sup>22</sup>. Cet index n'est composé qu'à 28% de matériaux, parmi lesquels 18% de béton armé en tant que tel (cf. annexe 2). Or, la part du béton armé est supérieure dans la construction des PCH, avoisinant les 1/3 en moyenne du coût total des ouvrages spécifiques. Afin d'augmenter la part de matériaux dans ce poste, nous combinons l'index BT06 (2/3) à un indice de prix du matériau béton armé (1/3)<sup>23</sup>. Notons que l'index BT06 est associé à l'index *Ouvrages d'art en site terrestre, fluvial, ou maritime* (TP02) qui permet d'appréhender les interventions spécifiques en milieu aquatique. Le coût des terrassements en milieu aquatique est saisi en augmentant la part de gazole dans le poste *Transport*.

Les types de béton armé étant très différents, il n'existe pas d'indice unique pour ce matériau. Nous avons donc créé un outil combinant l'indice *Barres crénelées ou nervurées pour béton armé* (fer TOR) et l'indice *Béton prêt à l'emploi rendu chantier - France* (livré sur chantier, moyenne en France). Afin de déterminer le poids respectif de ces deux indices, nous nous sommes basés sur la composition de l'index BT06, en confirmant l'information auprès de producteurs<sup>24</sup>. Au final, l'évolution du coût du béton armé est représentée par la formule synthétique d'indices suivante : (0,45 \* indice de fer à béton) + (0,55 \* indice de béton).

- Le reste des travaux, à savoir le poste *Bâtiment/maçonnerie*, concerne des œuvres classiques en bâtiment (petit et gros œuvres), avec une partie importante de béton armé. A défaut de disposer d'un index qui reflète exactement les interventions propres aux PCH, nous avons constitué une moyenne d'indices qui se complètent et couvrent ensemble une large palette de travaux (cf. annexe 2): *Index général tous travaux* (TP01) pour l'aspect général, *Ossature, ouvrages en béton armé* (BT06) pour la dominance de béton armé et *Indice du coût de la construction* (ICC)<sup>25</sup> pour son aspect synthétique et propre au bâtiment neuf.
- Le poste Acier TOR et poutrelles en acier complète la grande catégorie Ouvrages spécifiques et maçonnerie/bâtiment, et illustre le reste de la construction à base d'acier (local, pont roulant, etc.). Ce poste est représenté par l'index Charpentes et ouvrages d'arts métalliques (TP13), qui intègre 34% de matériaux pour 45% de main d'œuvre. Afin de se rapprocher de la réalité, nous combinons l'index TP13 (2/3) par l'indice Poutrelles en aciers non alliés de qualité (1/3).
- Le poste *Transport* est transversal, mais il pèse surtout dans le BTP, d'où sa présence systématique dans la composition de tous les index BTP. Cependant, étant donné son importance particulière dans la construction des PCH, nous souhaitons isoler un indice spécifique pour le transport. De plus, il est important d'augmenter la part de carburant afin d'affiner le coût de certains travaux qui ne peuvent être saisis par les index BTP, comme les terrassements en milieu aquatique par exemple. A cela, nous devons ajouter la forte variabilité du coût du carburant amorcée en 2006. Ainsi, à défaut d'un indice de prix propre au transport des matériaux de

LITVINE- Janvier 2009 - 14 -

-

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Choix effectué grâce notamment aux informations fournies par l'Union de la Maçonnerie et du Gros-Œuvre (www.umgo.ffbatiment.fr).

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Ce type de calcul est souvent effectué pour adapter les index généraux aux spécificités des filières (confirmation INSEE). Une manière plus rigoureuse mais très fastidieuse consiste à reconstituer l'index à partir de la structure désirée.

Pour construire un indice à partir de plusieurs séries, nous pouvons utiliser la part de chaque composante dans le coût total du béton armé. L'index BT06 (travaux en béton armé) présente une composition proche de celle des producteurs, à savoir 45%/55%. En effet, 1m³ de béton armé coûte actuellement 900 € : 400 € de fer à béton (400 kg) contre 500 € de béton (2,8 tonnes).

L'indice du coût de la construction (ICC) fourni par l'INSEE est souvent apprécié pour ses qualités synthétiques mais également critiqué pour son aspect politique et donc le biais dans l'information qu'il fournit. A ce titre, un nouvel indice de révision des loyers devrait remplacer l'ICC, accusé d'avoir accéléré la hausse des loyers ces dernières années.

construction, l'évolution de ce coût est appréhendée par deux indices de prix : le *Prix du gazole* (2/3) et l'indice du *Prix de revient synthétique du transport routier* 26 (1/3).

- Le poste conduite forcée (hautes chutes) est appréhendé par la pondération suivante : (a) 2/3 de fourniture, à savoir l'indice Larges bandes laminées à chaud d'épaisseur ≥ 3mm en aciers non alliés de qualité<sup>27</sup>; (b) 1/3 de main d'œuvre, à savoir une moyenne de l'indice du Coût de travail dans la construction et de l'indice de Salaire horaire de base des ouvriers dans la métallurgie et transformation des métaux. Cette pondération en faveur des fournitures est due au fait que la pose des conduites est effectuée soit par le producteur soit en sollicitant une importante main d'œuvre externe, qui représente alors entre 30% et 50% du coût total. De ce fait, et afin de produire une moyenne la plus représentative possible (cas avec et sans main d'œuvre externe), nous proposons une pondération moyenne de 1/3 pour la main d'œuvre.
- Le poste Vantellerie et chaudronnerie comprend également de l'acier non allié en grande quantité, avec un coût important pour la main d'œuvre en mécano-soudure. Ainsi, nous considérons 50% de fourniture au travers l'indice de prix Produits sidérurgiques en acier non allié <sup>28</sup> et 50% de main d'œuvre. N'ayant pas d'indices qui puissent représenter correctement le coût de l'intervention technique, très complexe, nous faisons une moyenne de l'indice du coût de travail dans l'industrie et de l'indice de salaire horaire de base des ouvriers dans la métallurgie et transformation des métaux.
- Au total, nous utilisons cinq indices de prix pour l'acier : Larges bandes laminées à chaud d'épaisseur ≥ 3mm en aciers non alliés de qualité; Barres crénelées ou nervurées; Poutrelles en aciers non alliés de qualité; Produits en aciers inoxydables NI≥2,5; Produits sidérurgiques en acier non allié. Les quatre premiers indices ne sont produits qu'à partir de décembre 2003, qui est prise comme base pour l'analyse 2001/2007 au lieu de la moyenne sur 2001. Ceci fragilise fortement l'utilisation de ces indices sur la période 2001/2007, qui ont une autre base que tous les indices de l'étude.
  - Pour la période 1997/2001 nous utilisons les indices COCIM qui ont précédé les indices ci-dessus. Ainsi, l'évolution 1997/2001 de l'indice Poutrelles en aciers non alliés de qualité est prise sur l'indice COCIM<sup>29</sup> Petit profilé laminé à chaud S 235 JR. Pour l'indice Barres crénelées ou nervurées, nous comblons la période 1997/2001 par l'indice Rond à béton en barre Fe E500 S. L'indice Larges bandes laminées à chaud d'épaisseur ≥ 3mm en aciers non alliés de qualité est complété par l'indice Tôle à chaud en bobine S 235 JR. Enfin, la période 1997/2001 de l'indice Produits en aciers inoxydables NI≥2,5 est comblée par l'indice Barre ronde acier inoxydable X5 CrNi 18-10. L'indice Fils et câbles d'énergie n'est produit qu'à partir de 2002, ce qui rend son utilisation délicate.
- Il n'existe pas d'indice INSEE qui illustre l'évolution du prix des turbines hydrauliques et des génératrices, alors que ces équipements sont imposants. Afin de conserver la ligne méthodologique de notre première

LITVINE- Janvier 2009 - 15 -

-

<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> Cet indice composite résume les indices de prix élémentaires dans le champ des transports routiers. Elaboré par la D.A.E.I. en concertation avec les représentants des professionnels du secteur du Bâtiment et des Travaux Publics, cet indice est calculé à partir de la formule paramétrique suivante : TR = 40 % ICHT-TS (Coût de la main d'œuvre) + 35 % MAT (Véhicules utilitaires) + 20 % CARB (Gazole) + 5 % PN (Pneus neufs).

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> Cet indice concerne des bandes de 1,5 mètre de large et 100 m de long, laminé à chaud en continu (« bobine ») et d'épaisseur < 15mm. Ces bandes sont utilisées en hélicoïde pour fabriquer les tubes utilisés pour la conduite forcée.

Le terme « non allié » indique que les autres métaux ne sont pas présents en quantité suffisante pour mériter le terme d'alliage. L'acier en possède néanmoins toujours une petite quantité, par nécessité ou par défaut lors du processus de transformation.

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Cf. le site www10.finances.gouv.fr/fonds documentaire/dgccrf/03 publications/indices matiere/index-d.htm

étape, nous considérons le seul indice de prix qui se rapproche de ce poste, à savoir *Moteurs, génératrices et transformateurs* (1/3). Nous combinons cependant cet indice à une part de main d'œuvre (1/3) (moyenne *Coût horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques* et *Salaire de base des ouvriers dans la métallurgie et la transformation des métaux*) et à une part de fourniture (1/3) (moyenne *Produits sidérurgiques en acier non allié* et *Produits en aciers inoxydables avec NI*  $\geq$  2,5 %). Dans l'étape suivante, nous rectifierons le biais dû à ces pondérations en faveur de la main d'œuvre grâce à des données collectées auprès de constructeurs turbiniers et de cabinets d'études spécialisés.

- Le poste Electricité de puissance, transformateurs et poste haute/moyenne tension pose le même problème que le poste de coût précédent, avec une main d'œuvre très spécifique. Nous le représentons à 50% par une moyenne de l'indice Moteurs, génératrices et transformateurs et de l'indice Matériel de distribution et de commande électrique à usage industriel et à 50% par la main d'œuvre, à savoir une moyenne de l'indice de Coût horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques et de l'indice de Salaires horaires de base des ouvrier dans les Industries des équipements électriques et électroniques.
- Le poste Appareillage contrôle commande est délicat puisque composé d'éléments pour lesquels il n'existe aucun indice représentatif : les automates ont des modèles variables et les régulateurs/systèmes/tableaux de commande sont trop spécifiques à la production d'hydroélectricité, ne pouvant de ce fait être représentés par des indices de matériel électronique et informatique grand public. Afin de respecter la méthodologie de cette première étape, nous représentons ce poste à 50% par l'indice de salaires horaires de base des ouvriers dans les Industries des équipements électriques et électroniques et à 50% par l'indice Matériel de distribution et de commande électrique à usage industriel, même s'il est relativement éloigné de la réalité.
- L'index *Réseaux d'électrification avec fournitures* (TP12) offre une première idée de la composition du poste *Coût de raccordement au réseau EDF*<sup>30</sup> : 50% de main d'œuvre, 33% de matériaux/matériel et 18% pour les frais divers. Or, étant tout de même éloigné du type de raccordement propre à la PHE, nous complétons cet index TP12 (2/3) par l'indice de prix *Fils en cuivre et alliage* (1/6) qui représente le matériau utilisé dans le câblage<sup>31</sup>. Nous devons également considérer les barres en cuivre sans isolant utilisées dans les armoires à puissance, ainsi que la forte consommation de câbles petite section, notamment dans le poste contrôle commande (température, niveau, ordre à passer, sécurité, alimentations fin course). Ces éléments représentent 1/6 du poste total à travers l'indice de prix *Fils et câbles d'énergie*.
- La catégorie *Etudes et suivi chantier* est illustrée essentiellement par l'augmentation du coût du travail du tertiaire (ingénieurs salariés) et des honoraires d'ingénieurs, à savoir l'index Honoraires d'ingénierie etc. et l'indice *Coût du travail dans le tertiaire*. Le premier index est utilisé pour les honoraires dans le cadre des missions d'ingénierie et d'architecture, et principalement dans les bureaux d'études et sociétés de conseils puisqu'il est composé à 70% par l'indice SYNTEC<sup>32</sup> (cf. annexe 2).

LITVINE- Janvier 2009 - 16 -

<sup>&</sup>lt;sup>30</sup> Cette composition intègre notamment les travaux d'enfouissement. Dans certains cas les producteurs doivent renforcer les lignes aériennes du réseau EDF. Mais la plupart du temps le câblage est enfoui, soit par le producteur soit par EDF (puis facturé).

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> L'aluminium (allié) est consommé surtout pour les renforts de lignes aériennes, qui ne représentent qu'une faible part des travaux de raccordement (20% au maximum). Les nouveaux raccordements par ligne aérienne n'existent pratiquement plus.

<sup>32</sup> Cf. le site http://www.syntec.fr

#### A.3.3 Tableau synthétisant la ventilation des postes et les indices/index utilisés

Le Tableau 1 résume l'ensemble des points méthodologiques que nous venons de présenter. Ce tableau fait le lien entre les grandes catégories de coûts, les postes constitutifs de ces catégories, les pondérations moyennes proposées pour ces postes dans le coût total d'investissement, les indices/index sélectionnés pour représenter ces postes et enfin les sous-pondérations attribuées à ces indices/index au sein d'un même poste (moyenne simple ou pondérée selon la finesse et la robustesse de l'information disponible).

Tableau 1 – Pondération détaillée des principaux coûts d'investissement avec indices

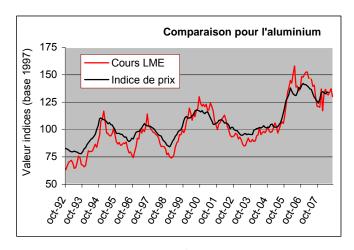
Catégorie	Principaux postes	Indices et composition	Pondération Basse chute	Pondération Haute chute
Ouvrages spécifiques et Bâtiment	<ul> <li>Ouvrages spécifiques (barrage, prise d'eau, massif d'ancrage)</li> </ul>	■Moyenne (Ossature, ouvrages en béton armé +Ouvrages d'art en site terrestre, etc.) (2/3) ■Barres crénelées ou nervurées (45%) + Béton prêt à l'emploi rendu chantier- France (55%) (1/3)	0,30	0,10
	■ Bâtiment/maçonnerie	■Moyenne (Index général tous travaux + Ossature, ouvrages en béton armé + Coût de la construction)	0,10	0,04 0,15
	■ Transport	•Prix du gazole toutes ventes (2/3) + Prix de revient synthétique du transport routier (1/3)		
	■ Acier TOR et profilés en acier	<ul> <li>Charpentes et ouvrages d'arts métalliques (2/3)</li> <li>Poutrelles en aciers non alliés de qualité (1/3)</li> </ul>	0,05	0,01
Conduite forcée (hors massif) et vantellerie	■ Tubes en acier	<ul> <li>Bandes d'acier laminées à chaud ≥ 3mm (2/3)</li> <li>Moyenne (Coût du travail dans la construction + Salaire horaire dans la métallurgie et transf. des métaux) (1/3)</li> </ul>	- )	0,38
	■ Vantellerie et chaudronnerie	<ul> <li>Produits sidérurgiques en acier non allié (1/2)</li> <li>Moyenne (Coût du travail dans l'industrie + Salaire horaire dans la métallurgie et transf. des métaux) (1/2)</li> </ul>	0,05	0,02
Biens d'équipement EoMéca, Electricité & Appareillage contrôle commande	■ Turbine, génératrice, multiplicateur vitesse	<ul> <li>Moteurs, génératrices et transfo. électriques (1/3)</li> <li>Moyenne (Coût travail dans les industries méca. et élec.</li> <li>+ Salaire horaire dans métallurgie et transf. des métaux) (1/3)</li> <li>Moyenne (Produits sidérurgiques en acier non allié + Produits en aciers inoxydables NI ≥ 2,5 %) (1/3)</li> </ul>	0,25	0,20
	■ Electricité de puissance, transfo. et poste de tension	<ul> <li>Moyenne (Moteurs, génératrices et transfo. élec. + Matériel de distrib. et de commande élec. à usage industriel) (1/2)</li> <li>Moyenne (Coût travail indus. méca. et élec. + Salaire h. dans industries équipements élec. et électro.) (1/2)</li> </ul>	0,10	0,10
	<ul> <li>Automates, régulateurs, tableaux de commande</li> </ul>	<ul> <li>Moyenne (Matériel de distrib. et de commande élec. à usage indus +Salaire horaire industries équipements élec. et électro.)</li> </ul>	0,05	0,05
	<ul> <li>Raccordement réseau : ligne, compteurs, enfouissement, etc.</li> </ul>	■Réseaux d'électrification avec fournitures (2/3) + Fils en cuivre et alliage (1/6) + Fils et câbles d'énergie (1/6)	0,05	0,05
Etudes et suivi chantier	Etudes de faisabilité et d'impact, maitrise d'œuvre,etc.	<ul> <li>Moyenne (coût du travail dans le secteur tertiaire + honoraires ingénierie, etc.)</li> </ul>	0,05	0,05

LITVINE- Janvier 2009 - 17 -

# A.3.4 Un point sur les indices représentatifs des métaux : la corrélation entre les cours LME et les indices de prix à la production

La construction d'une PCH implique d'imposants produits manufacturés (turbine, génératrice, etc.) ainsi qu'une grande quantité de matériaux moins transformés (béton, profilés en acier, etc.), voire de métaux bruts et alliages (cuivre, aluminium, acier). La question de savoir si nous pouvons utiliser le cours des matières brutes pour représenter les coûts supportés par les producteurs est délicate. En effet, il existe un écart fréquent entre le cours des matières premières et le prix des produits manufacturés qui intègrent ces matières, et l'équilibre main d'œuvre/matière première est complexe. Nous verrons notamment dans la partie C que la variation du prix de certains produits hautement manufacturés (turbines, etc.) suit une logique économique disjointe des règles qui régissent l'évolution du prix des éléments impliqués dans la construction de ces biens (manufacture, main d'œuvre et matière). En revanche, nous avons vu que d'autres biens peuvent être correctement représentés par une ventilation donnée du couple « fourniture/main d'œuvre ».

Parallèlement, dans le cas de producteurs qui administrent eux-mêmes la construction de leurs centrales, l'importance du matériau brut est bien supérieure au coût nécessaire pour transformer ce matériau; même si la main d'œuvre employée par le producteur lui-même doit être comptabilisée dans tous les cas. En effet, certaines installations ont un aspect clef-en-main (manufacture et main d'œuvre plus représentatives) plus prononcé que d'autres, plus « artisanales » (matières premières davantage représentatives). Nous pouvons donc nous baser sur l'évolution des cours des métaux dans certains cas, et dans d'autres uniquement sur les indices de prix de produits manufacturés.



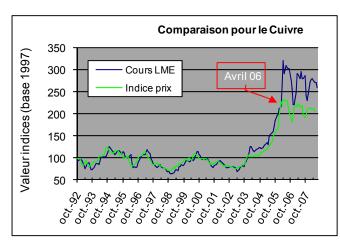


Figure 1 - Corrélation entre les cours LME et les indices de prix à la production INSEE

Dans le cas des métaux, les indices de prix à la production portant sur l'offre intérieure (à savoir *les biens et services issus de la production nationale et des importations, vendus sur le marché intérieur*) offrent une bonne approximation de ce que payent les producteurs pour se fournir en matériel<sup>33</sup>. De plus, nous voyons avec la Figure 1 (page précédente) que ces indices de prix à la production suivent de près les cours LME (*London Metal* 

LITVINE- Janvier 2009 - 18 -

-

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> Ce que précise l'INSEE, ainsi que le fournisseur Descours et Cabaud (grand négociant de matériaux du groupe Prolians). La principale raison est qu'une grande partie des matériaux est importée.

*Exchange*)<sup>34</sup>. Ce point est confirmé par les coefficients de corrélation<sup>35</sup> : pour les deux métaux analysés, les séries des deux types d'indice sont fortement corrélées deux à deux, ce qui soutient l'idée d'une relation étroite entre les cours LME et les indices de prix à la production, et réconforte la fiabilité de ces derniers.

Trois points nuancent néanmoins ce résultat. Pour être rigoureuse d'un point de vue statistique, cette conclusion devrait faire l'objet d'une analyse économétrique plus approfondie, les coefficients de corrélation ne fournissant qu'une première information. Puis, les indices de prix de l'aluminium sont plus lissés que les cours LME, et en général plus élevés (sauf depuis 2006). Pour le cuivre enfin, nous voyons un décrochage en avril 2006, qui est dû à la forte divergence du cours €/US\$ (les indices sont calculés à partir des prix LME en US\$, puis convertis en €). Pour ces raisons nous choisissons de prendre les indices de prix à la production, qui sont moins dépendants de la variation des taux de change.

Les indices de prix à la production des matières premières (INSEE) suivent de très près les indices des cours LME. Nous retiendrons cependant les premiers pour réduire le biais dû à la variabilité du taux de change €/US\$.

# B. La divergence entre les tarifs d'achat successifs et le coût de l'investissement : une approche en tendance sur la base des indices et index officiels

Cette première étape vise à mettre en lumière la divergence entre les coûts supportés par les producteurs et les tarifs de base successifs (hors indexation et réévaluation), grâce à une analyse en tendance basée sur les indices/index officiels uniquement. L'objectif est de produire une première série de résultats par une approche globale de la problématique.

# B.1 L'évolution rapide du coût de l'investissement depuis 1997

Observons l'évolution des principaux coûts d'investissement en trois instants du temps. Pour cela, nous utilisons trois types d'indices officiels : (a) INSEE (indices de prix à la production de l'industrie et des services aux

LITVINE- Janvier 2009 - 19 -

-

Pour les indices à la production, se rendre sur le site <a href="http://indicespro.insee.fr">http://indicespro.insee.fr</a> et choisir la page « Indices détaillés en CPF ». Pour les cours LME, se rendre sur la page « Cours internationaux des matières premières » du même site.

<sup>&</sup>lt;sup>35</sup> Vu la forme des courbes et le niveau d'exigence pour cette comparaison, nous avons estimé suffisant d'utiliser le coefficient de corrélation de Pearson, qui est une mesure de la relation linéaire entre deux variables. Ce coefficient est compris entre 0 et 1 : plus il est proche de 1, plus la relation entre les deux variable est forte. S'il est positif, les deux variables évoluent dans le même sens. Dans notre cas nous obtenons un coefficient de Pearson de 0,997 pour les séries « cuivre » et de 0,958 pour les séries « aluminium », ce qui suggère, à priori, une très forte relation linéaire entre les indices LME et les indices de prix INSEE. Ce résultat est confirmé par les coefficients de Spearman (ρ=0,964 pour le cuivre et ρ = 0,946 pour l'aluminium). De plus, le résultat est relativement solide étant donné la valeur p (degré de significativité) qui représente la probabilité d'obtenir la relation décrite. Or ici p<0,001 pour les deux métaux, d'où une forte probabilité d'observer cette relation.

entreprises, indices de prix relatifs au BTP et indices de main d'œuvre); (b) Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment; et (c) Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire.

La Figure 2 nous permet d'observer un changement radical en 2003/2004 dans l'évolution de la grande majorité des postes de coûts. D'une croissance faible (tendance stationnaire) autour des valeurs de 1997, la plupart des coûts amorcent une explosion dans la période 2003/2004<sup>36</sup>, qui s'accentue très clairement et pour tous les coûts à partir de la fin l'année 2005.

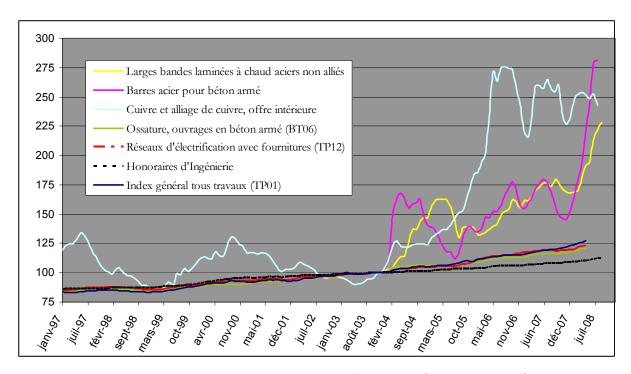


Figure 2 – Evolution de certains postes de coûts de la PHE (indices base 2003)

Le Tableau 2 résume l'évolution des coûts entre 1997 et 2008 à partir des indices listés dans le Tableau 1 (les index/indices composites sont en italique). Dans la première colonne d'indices est reportée la moyenne en 2001 des différents indices de coût en base 1997, permettant de calculer l'évolution des coûts de 1997 à 2001 (colonne variation 97/01). Dans la deuxième colonne d'indices est reportée la moyenne sur 2007 des différents indices de coût en base 2001<sup>37</sup>, permettant de calculer l'évolution des coûts de 2001 à 2007 (colonne variation 01/07). La troisième colonne d'indices indique le dernier indice mensuel disponible en 2008 pour chaque coût (en base janvier 2007), à savoir juin/septembre pour l'essentiel, permettant de souligner l'évolution rapide des coûts depuis le mois de janvier 2007 (colonne variation 07/08).

LITVINE- Janvier 2009 - 20 -

Notons que cet aspect visuel provient en partie du fait que les indices sont en base 100 en décembre 2003, étant donné que deux d'entre eux ne sont produits qu'à partir de cette date (*Larges bandes laminées à chaud* et *Barre d'acier pour béton armé*).

Pour effectuer une comparaison valide, tous les indices d'une colonne sont dans la même base (1997, 2001 ou janvier 2007), sauf les indices suivis de <sup>b</sup>, <sup>c</sup> et <sup>e</sup>. Au nombre de 6, ces indices en base décalée ne peuvent modifier radicalement les résultats obtenus.

Tableau 2 – Evolution des principaux coûts de la PHE de 1997 à 2008

Type indice/index	Libellés des indices et index <sup>α</sup>	Code	Indice en 01 <sup>β</sup>	Indice en 07 <sup>µ</sup>	Indice en 08 <sup>n</sup>	Variation 97/01	Variation 01/07	Variation 07/08
	Index général tous travaux	DGC0TP01000075M	110,7	127,8	109,8	10,7%	27,8%	9,8%
	Ouvrages d'art en site terrestre, fluvial, ou maritime	DGC0TP02000075M	108,4	128,6	108,9	8,4%	28,6%	8,9%
	Coût de la construction <sup>d</sup>	-	107,2	126,2	112,8	7,2%	26,2%	12,8%
Indices BTP et	Ossature, ouvrages en béton armé	DGC0BT06000074M	108,5	126,1	107,5	8,5%	26,1%	7,5%
transport	Charpentes et ouvrages d'art métalliques	DGC0TP13000075M	106,7	144,8	116,7	6,7%	44,8%	16,7%
	Réseaux d'électrification avec fournitures <sup>a</sup>	DGC0TP12000075M	108,9	125,9	104,8	8,9%	25,9%	4,8%
	Prix du gazole toutes ventes (taxes comprises)	000850373	118,6	144,4	126,8	18,6%	44,4%	26,8%
	Prix de revient synthétique du transport routier		111,8	119,8	116,1	11,8%	19,8%	16,1%
	Poutrelles en aciers non alliés de qualité <sup>a c</sup>	PVIC2710341203M	115,4	176,5	161,5	15,4%	<b>76,5%</b> °	61,5%
	Larges bandes laminées à chaud d'épaisseur ≥ 3mm en aciers non alliés de qualité <sup>c</sup>	PVIC2710361203M	100,3	161,2	141,4	0,3%	61,2%	41,4%
	Produits sidérurgiques en acier non allié	PVIC2710010000M	102,1	154,5	126,8	2,1%	54,5%	26,8%
Matière et	Barres crénelées ou nervurées <sup>c</sup>	PVIC2710331203M	100,4	154,3	181,9	0,4%	54,3%	81,9%
matériaux	Béton prêt à l'emploi rendu chantier- France	PVIC2663020000M	115,5	116,2	108,3	15,5%	16,2%	8,3%
	Produits en aciers inoxydables NI≥2,5 % <sup>c</sup>	PVIC2710211203M	108,1	209,9	83,2	8,1%	109,9%	-17,8%
	Fils en cuivre et alliages <sup>a</sup>	PVIC2744400000M	89,8	261,0	125,9	-11,2%	161,0%	25,9%
	Cuivre et alliages de cuivre	PVIC2744060000M	91,8	220,2	114,5	-9,2%	120,2%	14,5%
	Moteurs, génératrices et transformateurs élec. <sup>a b</sup>	PVIC3110000000M	103,2	114,4	106,6	<b>3,2%</b> <sup>b</sup>	14,4%	 6,6%
Equipement	Matériel de distribution et de commande électrique à usage industriel <sup>e</sup>	PVIC3120800402M	nd	105,9 <sup>e</sup>	98,3	nd <sup>e</sup>	5,9%	-1,7%
	Fils et câbles d'énergie <sup>a b</sup>							
	Coût du travail dans l'industrie d (salaire+charges)	001531520	112,5	122,8	104,4	12,5%	22,8%	4,4%
	Coût du travail dans la construction <sup>d</sup> (salaire+charges)	001531522	111,4	121,9	102,8	11,4%	21,9%	2,8%
	Coût du travail dans le Tertiaire <sup>d</sup> (salaire+charges)	001531521	113,6	121,6	102,2	13,6%	21,6%	2,2%
Main d'œuvre	Coût du travail dans les industries mécaniques et électriques - ICHT-TS1 (salaire+charges)	000630215	113,9	120,6	105,1	13,9%	20,6%	5,1%
	Salaire de base des ouvriers dans la métallurgie et transformation des métaux <sup>d</sup>	000646773	113,7	119,5	104,2	13,7%	19,5%	4,2%
	Salaire de base des ouvriers dans les indus. d'équipements électrique et électronique <sup>d</sup>	000646762	115,4	118,6	103,7	15,4%	18,6%	3,7%
	Honoraires d'Ingénierie (missions et architecture)	ING	111,5	112,1	105,8	11,5%	12,1%	5,8%

<sup>&</sup>lt;sup>a</sup> Sauf exception, les indices concernent la production française et importations vendue sur le marché intérieur.

LITVINE- Janvier 2009 - 21 -

 $<sup>^{\</sup>beta}$  Moyenne des indices mensuels de l'année 2001 (base 100 en 1997).

 $<sup>^{\</sup>mu}$  Moyenne des indices mensuels de l'année 2007 (base 100 en 2001).

<sup>&</sup>lt;sup>n</sup> Indice du dernier mois 2008 qui est produit dans la série (entre juin et septembre essentiellement), et calculé base 100 en janvier 2007.

<sup>&</sup>lt;sup>a</sup> Limité à la production française vendue sur le marché intérieur (hors importations).

<sup>&</sup>lt;sup>b</sup> Indice produit depuis 2000, et donc exprimé sur une base 100 en décembre 2000 ou janvier 2000.

<sup>&</sup>lt;sup>c</sup> Indice complété par son prédécesseur COCIM sur la période 1997/2001. Dernière colonne: variation entre déc. 2003 et jan. 2007.

<sup>&</sup>lt;sup>d</sup> Indices fournis sous forme trimestrielle.

<sup>&</sup>lt;sup>e</sup> Indice produit depuis 2002, et donc exprimé sur une base 100 en 2002 pour la seconde colonne d'indices.

Nous voyons dans le Tableau 2 que l'ensemble des coûts a d'abord connu une faible croissance entre 1997 et 2001, puis une croissance forte jusqu'en 2007 et dés lors une accélération jusqu'au 2<sup>nd</sup> semestre 2008. La variation en points de la plupart des coûts est bien plus forte dans les sept années qui ont suivi 2001 que dans les cinq années de 1997 à 2001. Cette observation est encore plus frappante pour la période allant de janvier 2007 au second semestre 2008 (sauf main d'œuvre et équipements). En effet, la moitié des 26 indices listés ont connu sur cette période une variation en points supérieure ou égale à celle de la période 1997-2001. La croissance annuelle moyenne depuis janvier 2007 est supérieure à celle de 2001/2007 pour 21 indices sur 26, et au moins deux fois supérieurs pour 15 indices. Les coûts ont donc explosé depuis janvier 2007, mais comme en témoigne la Figure 2 (p. 20), cette accélération est amorcée depuis 2004/2006 pour de nombreux coûts.

Une moyenne arithmétique simple de l'ensemble des indices listés conduit à une augmentation des coûts de l'ordre de 8,3% entre 1997 et 2001, de 42,2% entre 2001 et 2007 et de 15,2% entre janvier 2007 et le 2<sup>nd</sup> semestre 2008, ce qui confirme l'explosion des coûts. Cependant, ces valeurs ne représentent qu'un ordre de grandeur très général étant donné qu'une moyenne arithmétique ne peut refléter la réelle structure de coûts. Le Tableau 1 (p.17) propose une ventilation moyenne pour les postes constitutifs de l'investissement total d'une PCH. En appliquant cette pondération aux indices/index de coûts listés dans le Tableau 2, nous obtenons un indice de coût pondéré total qui est donné par la formule suivante :

$$\frac{a_1I_1 + a_2I_2 + \dots + a_nI_n}{a_1 + a_2 + \dots + a_n} \tag{1}$$

Où  $a_{i \in [1..n]}$  sont les coefficients de pondération proposés dans le Tableau 1 ( $\sum_{i=1}^{n} a_i = 1$ ), et  $l_{i \in [1..n]}$  les indices

moyens de chaque poste de coût, ici au nombre de 10 (d'où n=10). Ces indices par poste sont obtenus en appliquant une pondération plus fine aux index/indices (cf. détails dans la partie A.3.2c). Ils sont calculés en 2001 (base 1997), en 2007 (base 2001) ainsi qu'au dernier mois disponible pour 2008 (base janvier 2007). Le Tableau 3 ci-dessous résume ces calculs.

Les trois dernières lignes du Tableau 3 indiquent la croissance du coût d'investissement par type de chute et en considérant la pondération générale proposée. Nous remarquons que cette croissance pondérée est assez proche pour les deux types de chutes: entre 9 et 7% de 1997 à 2001, entre 32% et 38% de 2001 à 2007 et entre 12% et 16% de janvier 2007 et juin-septembre 2008. Ces chiffres sont assez proches également de la moyenne non pondérée que nous avons calculée auparavant, même si nous trouvons une croissance des coûts inférieure par la moyenne pondérée.

Tableau 3 - Evolution du coût d'investissement par pondération des principaux postes de coût

Postes de coûts	Venti	lation	Indice moyen en 2001 <sup>a</sup>	Indice moyen en 2007 <sup>b</sup>	Indice moyen fin 2008 <sup>c</sup>
	Basses chutes	Hautes chutes			
Ouvrages spécifiques (barrage, etc.)	0,30	0,10	108,5	129,3	119,3

LITVINE- Janvier 2009 - 22 -

Indice pondéré total en 2008 (base 01/2007) <sup>d</sup>	111,8	116,3			
Indice pondéré total en 2007 (base 2001) <sup>d</sup>	132,2	137,6			
Indice pondéré total en 2001 (base 1997) <sup>d</sup>	108,7	107,2			
Etudes et suivi chantier	0,05	0,05	112,6	116,9	104,0
Raccordement réseau	0,05	0,05	102,9	164,1	109,9
Automates, régulateurs, sondes, etc.	0,05	0,05	115,4	112,3	101,0
Electricité de puissance, transformateur, etc.	0,10	0,10	108,9	114,9	103,4
Turbine, génératrice, multiplicateur	0,25	0,20	107,4	138,9	105,4
Vantellerie et chaudronnerie	0,05	0,02	107,6	137,8	115,6
Tubes en acier	-	0,38	104,4	147,7	128,8
Acier TOR et profilés en acier	0,05	0,01	109,6	155,4	131,6
Bâtiment/maçonnerie + Transport	0,10	0,04	110,3	128,6	112,7

a Indice calculé pour chaque poste en affectant la pondération proposée dans la partie A.3.2b) aux indices du Tableau 2 (moyenne sur 2001, base 1997).

# B.2 Comparer l'évolution de l'indice pondéré du coût de l'investissement à celle des tarifs de base successifs

Calculons maintenant les tarifs 99, H01 et H07 pour les tranches de puissances définies dans les arrêtés respectifs, sans considérer l'indexation et la réévaluation mais en intégrant les différentes primes : primes pour petites installations (H07), et primes de qualité à 60% pour H01 et à 50% pour H07 (chiffres réalistes étant donné l'irrégularité croissante des débits, cf.p.10). Ces données sont résumées dans le Tableau 4.

Tableau 4 – Tarifs de base (c€/kWh) pour chaque contrat (MQ=0,5) et variations entre contrats

		97	H	01	H 07		Variation 1997/2001		Variation 2001/200		2007			
			≤500kW	>600kW	≤400kW	>600kW	≤5	00kW	>6(	00kW	≤4(	00kW	>6(	00kW
Tarif 1 composante		-	6,10	5,49	8,57	6,57	-		-		2,47	40,5%	1,08	19,7%
Tarif 2 commonweal	Hiver	8,14	9,33	8,49	12,67	9,91	1,19	14,7%	0,35	4,3%	3,34	35,8%	1,42	16,7%
Tarif 2 composantes {	Eté	2,58	4,45	4,01	6,25	4,79	1,87	72,5%	1,43	55,4%	1,80	40,4%	0,78	19,5%
Basse chutes Coût total pondéré Hautes chutes									7% 2%				2% 6%	

Tarifs totaux en c€ hors TVA, avec K = 1 et L=1 pour tous les contrats, avec une majoration de qualité de 50% pour les tarifs H01 et H07 et une prime « petite installation » pour les tarifs H07.

LITVINE- Janvier 2009 - 23 -

b Indice calculé pour chaque poste en affectant la pondération proposée dans la partie A.3.2b) aux indices du Tableau 2 (moyenne sur 2007, base 2001).

<sup>&</sup>lt;sup>c</sup> Indice calculé pour chaque poste en affectant la pondération proposée dans la partie A.3.2b) aux indices du Tableau 2 (derniers indices 2008, base 01/2007).

d Indices calculés en effectuant une moyenne pondérée des indices moyens par poste (ventilation des postes dans le coût d'investissement).

Nous voyons que les tarifs de base en été ont connu une évolution plus forte entre 1999 et 2001 qu'entre 2001 et 2007, et l'inverse pour la composante hiver. La pico-hydraulique a vu sa situation nettement améliorée en comparaison à la micro et mini-hydraulique. A partir du Tableau 4, comparons l'évolution des tarifs d'un contrat à l'autre à l'évolution du coût total d'investissement (deux dernières lignes reproduites à partir du Tableau 3 p. 22). Concernant les tarifs de base à deux composantes (hors K et L), nous observons les éléments suivants :

- Entre 1997 et 2001, l'augmentation des tarifs d'été couvre largement l'augmentation des coûts pour tous les types de centrales. La révision des tarifs d'hiver couvre bien l'augmentation des coûts des centrales de puissance < 500kW, mais semble insuffisante pour les centrales > 600 kW (hautes et basses chutes).
- Entre 2001 et 2007, la révision des tarifs d'été pour les centrales < 400kW couvre à peine la croissance des coûts (hautes et basses chutes). La conclusion est la même pour les tarifs hiver et les basses chutes. En revanche, la révision des tarifs hiver ne suit pas l'augmentation des coûts pour les hautes chutes.

  De même, l'augmentation des tarifs été et hiver pour les centrales > 600kW représente à peine la moitié de la croissance des coûts des basses et hautes chutes. Si nous regardons plus en détail le Tableau 3 (p.22), la révision des tarifs entre 2001 et 2007 ne couvre que la croissance de 3 postes sur 10. De plus, 5 postes de coût sur 10 ont augmenté au moins deux fois plus vite que la rémunération offerte par les tarifs d'achat.

<u>Les conclusions concernant la révision des tarifs H01 en H07 sont exactement les mêmes pour le tarif à une composante (proposé seulement depuis 2001)</u>.

Nous voyons qu'en se limitant aux tarifs de base (hors indexation, hors réévaluation, avec prime MQ= 50%), la situation des PCH de faible puissance semble avoir été améliorée significativement par la révision successive des tarifs, sauf la composante hiver entre 2001 et 2007 pour les hautes chutes. En revanche, concernant les centrales plus puissantes (>600kW), la grande majorité des postes de coût ont connu une croissance largement plus forte que la révision des tarifs de base entre 2001 et 2007 (1 ou 2 composantes). En se fiant à une ventilation générale des postes de coût, cette révision de tarif représente à peine la moitié de la croissance du coût total d'investissement. Notons que ces conclusions ne concernent probablement pas les installations de grande puissance, qui bénéficient d'économies d'échelle permettant de réduire leurs coûts.

Finalement, si les tarifs de base non indexés semblent avoir évolué correctement de 1997 à 2001, ceux de 2007 ont été fixés à un niveau trop faible par rapport à la forte croissance des principaux coûts amorcée en 2005/2006, et ce principalement pour les centrales de puissance >600kW qui sont trop petites pour bénéficier d'économies d'échelle. Cette conclusion reste néanmoins prudente, puisque la situation des producteurs de PHE est en réalité plus délicate.

La plupart des postes majeurs de l'investissement a fortement augmenté entre 2005 et fin 2008. En considérant une ventilation générale des postes d'investissement et en se basant sur des données officielles (indices/index), nous trouvons que la révision successive des tarifs de base (avec MQ=50%) est très largement insuffisante pour couvrir les projets de centrales >600kW (basses et hautes chutes) qui ne peuvent dégager des économies d'échelle. La révision des tarifs d'hiver entre 2001 et 2007 est également insuffisante pour les hautes chutes de puissance < 400kW.

LITVINE- Janvier 2009 - 24 -

# C. La divergence entre les tarifs d'achat successifs et le coût de l'investissement est supérieure à ce qu'indiquent index et indices : affinement des coûts écartés et/ou mal reflétés

La partie quantitative que nous venons de développer se base sur des données solides et approuvées afin de souligner la divergence entre le coût de l'investissement et la rémunération perçue par les producteurs (hors indexation). Une telle approche est fiable<sup>38</sup> mais reste très générale, réduisant la précision des résultats : une partie de la réalité est écartée par la méthodologie employée et ses outils. Tout d'abord, nous n'avons pas procédé à un examen exhaustif de chaque poste de coût, et avons plutôt considéré les postes dans leur forme agrégée. Puis, certains index/indices utilisés appréhendent difficilement la réalité, puisqu'ils concernent toutes les industries confondues et restituent souvent mal la véritable évolution du coût concerné. De surcroit, les index/indices officiels ne peuvent pas saisir tous les coûts supportés par les producteurs, qui sont parfois difficiles à quantifier. Enfin et surtout, le fait de rectifier l'imprécision de certains index/indices par le couple « main d'œuvre/matériaux » n'est pas efficace pour appréhender l'évolution réelle de certains coûts.

La présente étape souligne que les résultats trouvés dans l'analyse précédente représentent un niveau planché et des conclusions minimales, la divergence coût/rémunération étant encore plus forte sur le terrain. Notons que les données collectées ici ne sont pas systématiques, et de fait contestables. Elles offrent néanmoins un complément d'information réaliste qui permet d'affiner les résultats. De plus, il est rare de produire une étude telle que la notre en ne se basant que sur des outils statistiques approuvés, tels que les indices.

## C.1 Affinement des résultats sur la base des coûts mal représentés

De nombreux index et indices ne sont pas spécifiques à l'industrie hydroélectrique. Tel est le cas des turbines, génératrices, multiplicateurs de vitesse, automates et autre matériel électronique et informatique. Par exemple, les indices de prix de la production en informatique et électronique standard ne peuvent refléter correctement le matériel industriel utilisé dans la production d'hydroélectricité. De plus, si certains coûts n'ayant pas d'indices attitrés, comme le poste *Electricité/automates* par exemple, peuvent être appréhendés en associant des indices de matière première et de main d'œuvre, cette approche n'est pas valable pour d'autres produits manufacturés dont l'évolution du coût dépend de conditions économiques complexes, comme les turbines ou génératrices. Ainsi l'association d'indices de main d'œuvre et de fourniture effectuée en première étape n'est pas tout à fait pertinente pour certains postes.

En effet, les turbines et génératrices sont des prototypes fabriqués sur commande. Par conséquent leur prix ne peut être appréhendé par les indices de prix agrégés, qui tiennent compte d'effets d'échelles et d'une

LITVINE- Janvier 2009 - 25 -

Nous considérons que les indices et index INSEE sont calculés de manière objective. Les index INSEE font néanmoins l'objet de critiques quant à leur neutralité politique ou leur pertinence à expliquer la réalité (nature trop agrégée). Un exemple est donné par la critique formulée récemment au niveau national et européen à l'encontre des index de prix à la consommation (cf. http://cgtinsee.free.fr).

standardisation de fabrication inexistants dans la profession<sup>39</sup>. De plus, les indices INSEE à priori adaptés (« *Moteurs et turbines* » et « *Moteurs, génératrices et transformateurs* ») couvrent les turbines thermiques uniquement. Par conséquent, ces indices n'indiquent que 21% d'augmentation entre 2001 et 2008, ce qui correspond seulement à l'inflation standard. Même en associant la main d'œuvre et les fournitures, nous avons trouvé une croissance de seulement 44% entre 2001 et 2008 pour le poste *Turbine, génératrice et multiplicateur de vitesse*, ce qui ne reflète pas la réalité du marché<sup>40</sup>.

- Deux constructeurs de <u>turbines</u> relatent une croissance allant de 30% à plus de 150% pour certains modèles, entre 2001 et 2007. En se basant sur 7 prototypes de turbines Kaplan et Pelton, un bureau d'études spécialisé évoque une augmentation de prix de l'ordre de 95% en moyenne entre 2003 et 2008, soit 35% de 2003 à 2006 et 60% de 2006 à 2008 (cf. annexe 3). Par exemple, entre 2003 et 2008 le prix d'une turbine Kaplan de 482 kW (H=7m; Q=8m³/s) a augmenté d'environ 160%. En revanche, le prix constructeur d'un groupe alternateur/turbine Pelton de 3,5MW n'a augmenté que de 75% entre 2001 et 2007 (Bouvier/Va Tech), et une turbine Pelton de 800 kW (H=200m; Q=0,45m³/s) d'environ 50% depuis 2003.
- Concernant les <u>génératrices</u>, le principal constructeur/fournisseur confirme une augmentation des prix tous produits confondus (génératrices et moteurs) de l'ordre de 63,6% depuis 1997, et d'environ 50% depuis 2001 (à ajouter à cela un supplément indexé sur le cours du cuivre).
- La problématique est la même pour les <u>multiplicateurs de vitesse</u>. Il n'existe pas d'indice spécifique, et nous ne pouvons refléter l'évolution de ce poste en associant matières première et main d'œuvre puisque le prix de cette dernière n'a pratiquement pas évoluée depuis des dizaines d'années, alors que dans les faits, les tarifs pratiqués ont été multipliés par deux en moyenne depuis 1997<sup>41</sup>. Sur la base de 4 modèles de multiplicateurs, les données fournies par divers bureaux spécialisés montrent que les prix semblent avoir augmenté de 60% en moyenne de 2003 à 2006 et d'environ 20% entre 2006 et 2008 (cf. annexe 3).

Etant donné que le coût de la turbine domine le poste *Turbine/génératrice/multiplicateur*, nous prenons pour ce dernier une augmentation moyenne de 35% entre 2001 et 2007 et de 60% entre 2007 et 2008 (nous n'avons pas de données précises pour la période 1997/2001). En comparant ces chiffres à ceux de la partie précédente du rapport, à savoir 45% de croissance pour ce poste sur la même période, nous voyons que notre analyse sous-estimait fortement l'importance du lot électromécanique, qui représente pourtant entre 20 et 30% du coût total.

LITVINE- Janvier 2009

- 26 -

<sup>&</sup>lt;sup>39</sup> En revanche, les transformateurs utilisés sont des produits standards. Nous pouvons donc nous baser sur l'indice INSEE « *Moteurs, génératrices et transformateurs électriques* ».

Il existe aujourd'hui 2 ou 3 constructeurs (MECAMIDI, TH2E), alors qu'il en existait environ 12 en France dans les années 90. La 1ère conséquence de cette concentration rapide du marché est la réduction de concurrence et de demande, rendant les quelques constructeurs moins performants et plus chers. Puis, face à un marché français trop étroit, ces derniers se sont tournés en grande partie vers les marchés étrangers ou ont été rachetés par des firmes étrangères (ex : Bouvier et Va Tech). De ce fait, les quelques constructeurs ont dû proposer des turbines plus puissantes, ce qui exige une restructuration importante de l'entreprise, et une forte augmentation de la masse salariale. D'où une augmentation des tarifs des turbines qui est bien supérieure à celle reportée par les indices du coût du travail ou des matières premières. De plus « ces constructeurs rencontrent des problèmes de fabrication en particulier au niveau des fonderies ce qui les amène à faire couler leurs pièces à l'étranger. Une perte de savoir faire alliée à la diminution de la demande, à la difficulté de production et au coût de l'acier a occasionné des coûts de construction d'ouvrages supérieurs aux indices » (Flipo, 2006, p.6).

<sup>&</sup>lt;sup>41</sup> Ce marché est également très concentré pour les constructeurs. Or les multiplicateurs sont des machines fragiles qui génèrent souvent des mécontentements. La forme oligopolistique du marché a conduit les clients insatisfaits à intenter de nombreux procès à l'égard des constructeurs. Ces pertes ont été répercutées sur les tarifs de vente, expliquant la hausse anormale de ces derniers.

- Sur la base de 5 modèles de produits, les données fournies par les bureaux spécialisés sollicités montrent que les prix des <u>alternateurs</u> semblent avoir augmenté de 35% en moyenne de 2003 à 2006 et d'environ 45% entre 2006 et 2008 (cf. annexe 3).
- Concernant la <u>conduite forcée</u> (non posée), les données collectées indiquent une augmentation de 120% entre 2003 et 2008 (40% sur 2003/2006 et 80% sur 2006/2008), alors que les indices proposaient seulement 100% entre 2001 et 2008 (cf. annexe 3).
- Concernant les <u>ouvrages spécifiques</u>, les données collectées indiquent une croissance de 110% pour les coûts de terrassement et 120% pour le coffrage (béton armé) entre 2003 et 2008. La méthode par index spécifiait 37% pour l'indice *Ouvrages d'art en site terrestre*, etc. et 34% pour l'indice *Ossature*, ouvrages en béton armé de 2001 à 2008.
- En appliquant la pondération utilisée pour le <u>béton armé</u> (45% d'acier et 55% de béton), les données collectées indiquent une croissance de plus de 90% entre 2003 et 2008 pour ce poste, au lieu de 75% de 2001 à 2008 sur la base des indices officiels.
- Depuis quelques années de <u>nouveaux coûts d'investissement</u> sont supportés par les PCH sans être identifiés dans les tarifs H07. La réglementation croissante (LEMA, etc.) exige d'effectuer de nouveaux travaux, ainsi que des études complètes pour toute amélioration apportée à l'installation. De nos jours la construction d'une passe à poisson, surtout pour les basses chutes, représente environ 5% du coût de la centrale<sup>42</sup>, essentiellement du génie civil. Nous prendrons donc la même pondération que pour le poste *Ouvrages spécifiques*, en ajustant le béton par une note de complexité. Etant donné que ce coût n'est pas considéré dans les calculs des tarifs d'achat, il sera ajouté à la pondération existante qui dépassera donc l'unité.

Le Tableau 5 intègre les affinements proposés jusqu'ici afin d'ajuster les coûts pondérés totaux de 2001 à 2007 et de 2007 à 2008<sup>43</sup> (cf. Tableau 3, p.22). Nous conservons la ventilation proposée. N'ayant récolté des données que depuis 2003, nous ne modifions pas les indices moyens (par poste) de la période 1997-2001 (première colonne d'indices). Dans les deux autres colonnes, les indices moyens ajustés sont indiqués en *italique gras*.

Nous voyons que l'affinement des données alourdit davantage la divergence mise en valeur entre la rémunération du kWh et son coût. Le coût de l'investissement des basses chutes prend environ +15% de 2001 à 2007 et +11% de 2007 au 2<sup>nd</sup> semestre 2008 par rapport à la méthode précédente, basée uniquement sur les indices/index. L'ajustement des coûts dévoile également une situation encore plus difficile pour les hautes chutes sur la période 2007-2008, à savoir une augmentation d'environ +16% du coût pondéré total. Ainsi, la méthode par les seuls indices et index sous-estime largement la croissance du coût de l'investissement, surtout sur la période 2007-2008 pour les deux types de chutes, mais également de 2001 à 2007 pour les basses chutes.

LITVINE- Janvier 2009 - 27 -

Dans de rares cas, une passe à poisson peut représenter jusqu'à 20% du coût total de la PCH. Notons qu'une bonne partie des PCH ne sont pas tenues d'effectuer ces travaux. Nous considérons néanmoins ce poste supplémentaire afin d'offrir une vision moyenne.

<sup>&</sup>lt;sup>43</sup> Notons que les données collectées vont de 2003 à 2006 et de 2006 à 2008, que nous utiliserons pour représenter approximativement les périodes 2001-2007 et 2007-2008.

Tableau 5 - Evolution du coût d'investissement par pondération des principaux postes de coût - Version ajustée

Postes de coûts	Ventilation		Indice moyen en 2001 <sup>a</sup>	Indice moyen en 2007 <sup>b</sup>	Indice moyen fin 2008 <sup>c</sup>
	Basses chutes	Hautes chutes			
Ouvrages spécifiques (barrage, etc.)	0,30	0,10	108,5	168,6	139,0
Bâtiment/maçonnerie + Transport	0,10	0,04	110,3	140,3	124,0
Acier TOR et profilés en acier	0,05	0,01	109,6	155,4	131,6
Tubes en acier	-	0,38	104,4	133,6	154,5
Vantellerie et chaudronnerie	0,05	0,02	107,6	137,8	115,6
Turbine, génératrice, multiplicateur	0,25	0,20	107,4	145,8	123,2
Electricité de puissance, transformateur, etc.	0,10	0,10	108,9	114,9	103,4
Automates, régulateurs, sondes, etc.	0,05	0,05	115,4	112,3	101,0
Raccordement réseau	0,05	0,05	102,9	164,1	109,9
Etudes et suivi chantier	0,05	0,05	112,6	116,9	104,0
Indice pondéré total en 2001 (base 1997)	108,7	107,2			
Indice pondéré total en 2007 (base 2001) - Ajusté <sup>d</sup>	146,9	137,8			
Indice pondéré total en 2007 (base 2001)	132,2	137,6	J		
Indice pondéré total en 2008 (base 01/2007) - Ajusté <sup>d</sup>	123,3	131,9	h		
Indice pondéré total en 2008 (base 01/2007)	111,9	116,3			

<sup>&</sup>lt;sup>a</sup> Même indice moyen par poste que dans le calcul sans ajustement du Tableau 3 (moyenne sur 2001, base 1997).

#### ■ Les résultats finaux sont en partie sous-estimés, bien que variables

Notons que la croissance du coût de l'investissement est de toute évidence encore plus forte que ce que les résultats nous révèlent ici, puisque les données collectées sur le terrain commencent en 2003, ce qui écarte de la comparaison la croissance observée entre 2001 et 2003. De plus, nous n'avons pas pu ajuster les postes « Electricité de puissance, transfo., etc. » et « Automates, régulateurs, etc. », qui représentent près de 15% du coût total. Puis, certains indices de main d'œuvre ne prennent pas en compte l'augmentation des charges salariales, ce qui sous-estime largement le coût du travail.

Ensuite, de nombreux index ou indices composites utilisés dans l'analyse globale ne reflètent pas la véritable évolution du coût supporté sur le terrain. La composition de ces outils statistiques incorpore souvent une grande part de main d'œuvre en comparaison à celle des matériaux, or le coût de la main d'œuvre a peu augmenté en comparaison à celui des matières premières. La structure de coût a donc été modifiée dans la réalité, or les index et indices de prix sont des outils à structure constante (leur objectif est de saisir l'effet prix et non l'effet structure).

Les indices moyens par poste ayant subi un ajustement des coûts sont indiqués en italique gras (moyenne sur 2007, base 2001).

Les indices moyens par poste ayant subi un ajustement des coûts sont indiqués en italique gras (derniers indices de 2008, base janvier 2007).

d Indices calculés en effectuant une moyenne pondérée des indices moyens par poste ajustés (même ventilation des postes que dans la partie précédente).

Enfin, étant collectées sans une méthode statistique systématique, les données utilisées ici peuvent de ce fait être contestées. Elles offrent néanmoins un complément d'information pragmatique et pertinent, qui permet d'affiner les indices/index officiels, puisque ces derniers ne peuvent à eux-seuls représenter toute la réalité.

# C.2 Les coûts écartés des calculs officiels pèsent sur les PCH, mais sont délicats à quantifier

D'autres coûts et contraintes pesant sur la trésorerie des producteurs et sur leur décision d'investir ou pas, font déjà l'objet d'une analyse critique formulée à l'encontre des tarifs d'achat (cf. rapports EAF 2005, 2006). De part leur complexité, ces éléments sont difficiles à intégrer dans les calculs précédents, notamment parce que les coûts visés ne peuvent être traduits sous la forme d'indices de prix. De plus, certains ajouts ne pourraient s'effectuer sans remettre en cause la méthodologie adoptée par les instances publiques. La réflexion qui suit reste donc volontairement simplifiée, l'objectif de l'étude étant d'améliorer notre compréhension face à une réalité complexe. Les arguments réunis ici ont pour ambition de souligner la nécessité de prendre en compte certains coûts et contraintes si nous souhaitons obtenir une image réaliste de ce que supportent les PCH, leur situation étant largement plus dégradée que ne l'indiquent les réflexions menées précédemment.

#### C.2.1 La question de la rentabilité : coût de financement et ressources du pré-projet

■ Le modèle financier choisi pour évaluer la rentabilité des PCH pose quelques problèmes. Certains coûts ont été écartés du calcul des tarifs d'achat afin de simplifier la réalité et d'aboutir à un outil applicable aisément. La méthodologie choisie par les décideurs publics considère que la totalité des coûts d'investissement sont engagés à la mise en service de la centrale, alors que <u>le producteur supporte de nombreux coûts sur plusieurs années antérieures et postérieures à la mise en fonctionnement</u>. Ainsi, le « loyer de l'argent » est mal intégré dans le calcul des tarifs d'achat alors que les coûts d'investissement, très imposants, sont amortis sur une période longue (environ 20 ans) et que de nombreuses étapes précèdent la mise en service de la centrale. Dès lors, d'importants besoins financiers s'imposent avant même de savoir si le projet aboutira <sup>44</sup>, représentant donc un coût risqué sans contreparties <sup>45</sup>, si ce n'est la défiscalisation d'une partie des coûts de développement sous la forme de frais généraux.

Parmi les coûts écartés nous avons : analyser la préfaisabilité du projet ; plusieurs avant-projets à effectuer avant de valider le bon site (inspection, évaluation des ressources hydrologiques, évaluation écologique, travaux de conception préliminaire) ; l'approche administrative et foncière ; vérifier la possibilité de se

LITVINE- Janvier 2009 - 29 -

L'instruction des dossiers est longue et complexe, et les refus préfectoraux fréquents: « Paradoxalement, alors que les PCH répondent globalement à une meilleure prise en compte de l'environnement, le développement est limité au niveau local par des considérations environnementales relatives à la protection de la faune et de la flore. La profession estime en effet avoir de grandes difficultés pour obtenir des autorisations administratives, en raison du classement issu de la loi du 16 octobre 1919 modifiée, et effectué par le Conseil Supérieur de la Pêche. Des mesures sont en discussion à l'heure actuelle dans le cadre d'un groupe de travail interministériel pour l'examen d'un processus de simplification des procédures administratives » (Dambrine, 2006).

<sup>&</sup>lt;sup>45</sup> « L'hydraulique est un mode de production d'énergie très capitalistique. Cela la rend particulièrement sensible à la longueur et à l'incertitude qui peuvent caractériser les procédures d'autorisation ou de concession. In fine, ces délais engendrent des coûts importants et constituent un facteur de risque susceptible de dissuader les investisseurs » (Dambrine, 2006, p.38).

raccorder au réseau EDF; mener une étude d'impact et l'étude détaillée du projet; etc. Nous devons ajouter à cette liste la maîtrise foncière (achat ou location, approbations et permis divers) et les demandes d'autorisation, qui sont probablement les postes avant-projet les plus lourds et problématiques. En effet, ces demandes sont longues et se complexifient avec la réglementation croissante. Ceci conduit à l'immobilisation d'importants moyens financiers, soit un coût supplémentaire 46, alors qu'à la base le foncier est un poste d'investissement peu important.

- Puisque l'investissement représente près de 80% du coût total de production, le coût final d'une PCH est fortement lié au <u>financement de l'investissement</u>, qui pèse lourdement sur la trésorerie des projets. Chaque projet ayant un montage financier particulier, il est très difficile de simplifier la réalité. Deux grands types de financement dominent néanmoins. La totalité du financement ne pouvant être extérieur, de nombreux producteurs ont recours à <u>l'autofinancement</u> des nouvelles centrales par les fonds dégagés grâce aux centrales en service (études d'impact, maitrise foncière, etc.). Ce transfert de ressources pèse sur les projets en cours, sans être pris en compte dans la rémunération du kWh. De même, la part de l'emprunt est souvent colossale vu la taille des investissements, et les producteurs ayant recours à <u>l'emprunt</u> doivent rembourser la charge de leur dette environ 20 ans après la mise en service de la centrale. Or les cash-flows négatifs générés après la mise en service ne sont pas pris en compte dans la fixation des tarifs d'achat.
- Dans les calculs officiels, le taux d'actualisation utilisé pour rémunérer le capital est basé sur l'excédent brut d'exploitation au lieu d'un TRI projet<sup>47</sup>. Ce taux d'actualisation officiel est de 8%, à peine supérieur au taux de rentabilité exigé dans l'immobilier. Pourtant, les projets de même type que la PHE ont un retour souvent proche de 11% ou 12%<sup>48</sup> (cf. DGEC 2008). Les calculs officiels n'intègrent donc pas le risque industriel propre à la PHE. De plus, la DGEMP/DGEC considère également que l'investissement dans une nouvelle centrale s'effectue au moment de sa mise en service. Le prix de revient utilisé comme référence ne prend donc pas en compte les coûts avant mise en service, ni ceux supportés par la suite<sup>49</sup>.
- Enfin, <u>la fluctuation des taux</u> constitue un facteur central dans la gestion financière du projet. En effet, l'investissement occupe une part très importante du coût de production et la plupart des montages financiers mobilisent d'importants capitaux externes. Or les taux d'intérêt sont très variables, générant un risque qui n'est atténué par aucun mécanisme des contrats d'achat. La gestion du risque financier est pourtant l'objectif premier de tels contrats. Les tarifs d'achat H07 par exemple ont été fixés sur la base d'un taux d'intérêt qui n'est plus réaliste, or un écart de 1 ou 2 points peut accroître significativement le coût de l'investissement.

LITVINE- Janvier 2009 - 30 -

-

La maîtrise foncière peut être exorbitante, accompagnée de procès dans certains cas. Les coûts de la maîtrise foncière font l'objet d'intérêts intercalaires qui peuvent représenter 5% ou plus du coût total.

<sup>&</sup>lt;sup>47</sup> Le Taux de Rentabilité Interne (TRI ou TIR) est le taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette d'une chronique de flux financiers (décaissements lors de l'investissement et encaissements générés par ce dernier). Le TRI sur excédent brut d'exploitation ne prend pas en compte le coût de l'emprunt et se calcul avant l'impôt sur les sociétés, mais il permet de simplifier les montages financiers trop complexes.

De ce fait, l'EAF (2005) par exemple propose un TRI calculé sur l'excédent brut d'exploitation, afin de respecter la méthodologie DGEMP, mais au taux de 12%. Selon eux, ce taux reste planché étant donné qu'ils avoisinent les 25% pour le reste de l'industrie.

<sup>&</sup>lt;sup>49</sup> Une simulation schématique révèle que, sous contrat d'achat, le capital serait rémunéré plutôt autour de 6%. Cette différence de près de 2% entre le TRI officiel et celui qui considère le temps de l'investissement représente une perte non négligeable sur la durée d'un contrat H07.

L'ensemble des ressources mobilisées avant la mise en service et le coût du financement du projet pèsent lourdement sur la trésorerie, de part leur importance et le risque encouru. Or ces coûts ne sont pas pris en compte dans les tarifs d'achat, qui reposent sur une approche plutôt statique de l'investissement. Dans ce cadre, la règle selon laquelle les tarifs ne peuvent fournir une rémunération « non anormale » peut être trop contraignante pour répondre aux besoins financiers des PCH.

#### C.2.2 Autres coûts difficiles à intégrer sans modifier la méthodologie officielle

- <u>La fiscalité</u> est un autre problème rarement soulevé. Les PCH ont la particularité de présenter un bénéfice net très élevé (bénéfice/chiffre d'affaire), pouvant atteindre 5% de l'investissement. En réalité, le ratio chiffre d'affaire/investissement est très faible, et le résultat net fortement positif implique un impôt sur les sociétés très lourd pour les PCH autonomes<sup>50</sup>. Ceci génère un coût que la méthodologie officielle ne considère pas, puisque dans le TRI projet (basé sur l'excédent brut d'exploitation) tous les postes sont confondus. Ainsi l'impôt sur les sociétés n'est pas détaillé, et une telle précision serait compliquée à mettre en place. La méthodologie adoptée par le gouvernement représente donc un bon compromis entre efficacité et simplicité. Nous devons également considérer le coût du financement de la TVA (emprunt).
- Au-delà des travaux de mise en conformité que nous avons déjà intégrés, <u>l'intensification des exigences réglementaires</u> implique un autre surcoût difficilement quantifiable. (a) Des études longues et coûteuses pour un grand nombre de travaux auparavant rapides, avec un planning parfois mal adapté à la saison. (b) Une augmentation des débits réservés, qui ne représente pas un coût direct mais une perte de production et de rentabilité énorme, plus que proportionnelle la réserve supplémentaire. De plus, ces contraintes génèrent une perte de régularité et donc une réduction de la majoration qualité, souvent plus importante que la variabilité du climat.
- <u>La durée contractuelle</u> est trop courte pour amortir et rémunérer correctement le capital investi. En effet, une durée de 30 ans semblerait plus adaptée aux PCH et à leur cycle investissement-amortissement souvent plus long que les 20 années accordées. Une durée de 30 ans se rapprocherait ainsi des durées d'autorisation/concession, lesquelles sont souvent de 40 ans. Cependant, même avec une durée contractuelle de 30 ans, les tarifs actuels n'offrent qu'un TRI avant impôt de 6,55%, ce qui est faible (EAF, 2005).
- <u>Le climat</u> risque de devenir de plus en plus irrégulier, ce qui entame la rémunération, augmente l'incertitude et pose d'importants problèmes en liaison avec l'augmentation du débit réservé.

En respectant le cadre méthodologique officiel et sur la base d'une ventilation moyenne représentative, nous observons clairement une divergence croissante entre le coût de l'investissement et les tarifs d'achat de base successifs (MQ=50%). Tel est le cas notamment des tarifs H07, construits sur des données collectées en grande

LITVINE- Janvier 2009 - 31 -

En effet, la fiscalité d'une PCH est différente si elle détenue par une petite entreprise privée ou par une entreprise comme EDF. Les PCH détenues par EDF ont un impôt sur les sociétés par kW installé qui est dérisoire, car le bénéfice se calcul sur la personne morale dans son ensemble. Dans les petites structures, cet impôt peut atteindre jusqu'à 10 €/MW (après remboursement de l'emprunt).

partie autour de 2002/2003 et de ce fait inadaptés à la réalité de projets à initier en 2007, surtout pour les PCH de puissance > 600kW.

Cette divergence est encore plus marquée si nous affinons la méthode des indices/index à l'aide de données collectées auprès de professionnels de la filière (+15% pour le coût d'investissement entre 2001 et 2008), surtout pour les hautes chutes. Ce résultat doit s'accompagner également d'une réflexion sur certains coûts et contraintes importants, mais difficile à intégrer dans les calculs sans modifier la méthodologie officielle : coûts supportés avant réalisation du projet, coût générés par l'investissement (loyer de l'argent et coût du financement) et l'impôt sur les sociétés.

# D. Evaluation de l'efficacité des coefficients d'indexation (K) et de réévaluation (L) dans les contrats H07

Nous venons de voir que la revalorisation opérée de 2001 à 2007 sur les tarifs d'achat de base est insuffisante pour couvrir la croissance du coût de l'investissement. L'indexation et la réévaluation permettent-ils de compenser cette divergence observée ? Autrement dit, les tarifs H07 totaux peuvent-ils répondre efficacement à une accélération des coûts comme celle observée depuis 2005 ?

Etant donné que nous ne disposons à ce jour que d'environ 18 mois d'observation depuis janvier 2007, il est impossible d'effectuer une analyse des tarifs d'achat H07 qui intègrerait K et L simultanément dans un calcul dynamique. Dans ce cadre, l'efficacité des deux coefficients est mise à l'épreuve en effectuant une analyse en variation basée sur deux projets-types de PCH. Le <u>projet A</u> est celui d'une PCH mise en service début 2007, qui permet de faire évoluer L jusqu'à nos jours sans l'intervention de K (K=1). Le <u>projet B</u> en revanche, un contrat signé à l'automne 2008, nous offre suffisamment de données pour observer l'impact de K. Notons que les données disponibles à ce jour ne nous permettent de calculer L qu'en remplaçant les indices de novembre 2008 par les derniers indices à disposition (septembre pour la plupart).

Notre réflexion se concentre en grande partie sur K, étant donné que l'investissement représente l'essentiel du coût de production. Il existe néanmoins des coûts d'exploitation non négligeables qui exigent une réévaluation annuelle (L) efficace.

# D.1 Rappels sur le calcul de l'indexation et de la réévaluation des tarifs H07

Dans les différents arrêtés fixant les conditions d'achat de l'électricité hydraulique, le coefficient K (ou K') permet de prendre en compte l'évolution des coûts entre la date de publication de l'arrêté et le 1<sup>er</sup> janvier de l'année de signature du contrat (<u>indexation</u>). Un seul niveau K est calculé pour toute la durée du contrat en prenant comme référentiel le début de l'année de mise en service. Le coefficient L revalorise le tarif d'achat chaque année en novembre (<u>réévaluation</u>), permettant d'appréhender ce que K ne peut saisir. En d'autres termes, K prend en compte l'évolution des coûts avant la demande de contrat alors que L prend en compte l'évolution opérant après la demande de contrat, essentiellement les coûts d'exploitation.

LITVINE- Janvier 2009 - 32 -

Dans l'arrêté du 1<sup>er</sup> mars 2007, les indices ICHT-TS1<sup>51</sup> et PPEI<sup>52</sup> sont jugés suffisants pour traduire cette indexation/réévaluation<sup>53</sup>, et appréhender l'évolution des coûts supportés par les producteurs de PHE. L'indice ICHT-TS1 capture l'évolution du <u>C</u>oût <u>H</u>oraire du <u>T</u>ravail pour <u>T</u>ous les <u>S</u>alariés dans les industries mécaniques et électriques. L'indice PPEI saisit l'évolution des <u>P</u>rix à la <u>P</u>roduction dans l'industrie et les services aux entreprises pour l'Ensemble de l'Industrie.

L'indice PPEI concerne la production française de produits industriels à destination du marché intérieur, et reflète l'évolution des prix de la consommation intermédiaire des entreprises de l'industrie française. L'INSEE calcule un indice pour chaque branche à partir des prix de vente déclarés par des entreprises enquêtées<sup>54</sup> (1<sup>ère</sup> commercialisation). Puis ces indices isolés sont agrégés successivement jusqu'à atteindre l'ensemble de l'industrie, en les pondérant par le poids respectif des différentes branches (cf. annexe 1).

Les coefficients K et L sont donnés par les formules suivantes :

$$K = 0.5 \frac{ICHTTS1_0}{ICHTTS1_0} + 0.5 \frac{PPEI_1}{PPEI_0}$$
 (2)

$$L = 0, 4 + 0, 45 \frac{ICHTTS1_{1}}{ICHTTS1_{0}} + 0, 15 \frac{PPEI_{1}}{PPEI_{0}}$$
(3)

Dans la formule de K (2), PPEI<sub>0</sub> et ICHTTS1<sub>0</sub> représentent les dernières valeurs définitives connues au 22 avril 2007 pour les deux indices (date de publication de l'arrêté de mars 2007). De même, ICHTTS1<sub>1</sub> et PPEI<sub>1</sub> représentent les valeurs des indices au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande de contrat. Dans la formule de L (3), PPEI<sub>0</sub> et ICHTTS1<sub>0</sub> représentent les dernières valeurs définitives connues à la date de prise d'effet du contrat. ICHTTS1<sub>1</sub> et PPEI<sub>1</sub> sont les dernières valeurs définitives connues au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année<sup>55</sup>.

Le tarif d'achat final est obtenu en multipliant une fois les tarifs de base par K, puis ce tarif indexé est multiplié chaque année par le coefficient L (recalculé tous les ans en novembre).

Dans les parties à venir, l'année de base des indices sera 2001 (ou janvier 2007). Etant l'année de mise en application des contrats H01, cette date offre une base de calcul intéressante. De plus, il est important

LITVINE- Janvier 2009 - 33 -

Code indice auprès de l'INSEE (séries statistiques): 000630215 (cf. http://www.insee.fr/fr/indicateurs/indic\_conj/donnees/icht\_m.pdf). L'ICHT-TS est à structure constante, c'est-à-dire que l'on mesure le coût du travail sans tenir compte des changements de qualification des emplois ou de leur répartition par sexe. Cet indice est le produit de l'indice du salaire horaire brut, calculé à partir de l'enquête trimestrielle «ACEMO» (sur l'Activité et les Conditions d'Emploi de la Main-d'Oeuvre) du Ministère de l'Emploi, de la Cohésion Sociale et du Logement, et d'un indice de charges patronales calculé par l'INSEE. L'indice est calculé tous les 4 mois, ainsi la dernière valeur disponible est celle de juin 2008; nos calculs s'arrêtent donc à cette période.

<sup>&</sup>lt;sup>52</sup> Code indice auprès d'INSEE indice pro : PVIS0001000000M (cf. http://indicespro.insee.fr/Pvis\_documentation/00.pdf).

Dans les contrats de 1997 et H01, deux autres indices étaient utilisés : PsdA et TCH (cf. www.indicespro.insee.fr)

L'indice PPEI n'est pas calculé à partir de la structure de la consommation intermédiaire des entreprises enquêtées, c'est-à-dire la liste et la pondération des biens et services consommés pour produire. L'INSEE ne fait aucun lien entre les coûts de production des entreprises représentatives de la branche et leurs prix de vente. Ce qui importe est le prix de vente pratiqué par les entreprises enquêtées, prix que supportent les autres entreprises de l'industrie. Pour connaître l'évolution des coûts supportés par une entreprise, comme une PCH par exemple, nous devons connaître sa structure de consommation intermédiaire et calculer un indice de coût à partir de l'agrégation des indices de prix de chaque composante de cette consommation.

Notons que l'indice ICHTTS n'est produit qu'avec un délai de 4 mois, ainsi l'indice utilisé pour les calculs de réévaluation est au mieux celui du mois de juillet de l'année en cours.

d'observer l'évolution des coûts à partir de 2001 puisque la période qui suit voit naitre la plupart des projets ayant servi de base aux calculs des tarifs d'achat H07. Notons que le calcul de K et L peut se faire dans n'importe quelle base, à condition d'utiliser la même base.

### D.2 Le coefficient d'indexation (K) joue-t-il son rôle ?

Afin d'évaluer l'efficacité avec laquelle le mode d'indexation K complète les tarifs de base H07, nous prenons comme cas d'étude le projet B. Ce cas nous offre la période d'observation la plus longue depuis le début des contrats H07. La PCH considérée bénéficie d'un contrat H07 signé à l'automne 2008 dont le coefficient d'indexation (K<sub>contrat</sub>) prend en compte l'augmentation des coûts entre le 1<sup>er</sup> avril 2007 et le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

Dans ce cadre, mettons d'abord en lumière l'insuffisance de K<sub>contrat</sub> vis-à-vis de l'augmentation du coût de l'investissement, puis soulignons le manque à gagner généré par l'écart de dates utilisées pour calculer K<sub>contrat</sub>. Enfin, nous appliquons conjointement les coefficients K et L aux tarifs H07.

### D.2.1 L'efficacité du coefficient K<sub>contrat</sub>

Considérons un tarif à une composante pour les trois tranches de puissance, sans réévaluation (L) et pour une prime de qualité de 0,5. Les données ci-dessous permettent de calculer le coefficient K<sub>contrat</sub> à l'automne 2008 (signature du contrat H07), avec une indexation au 1<sup>er</sup> janvier 2008.

Appliquée aux données du Tableau 6, la formule (2) donne K<sub>contrat</sub> = <u>1,02741 soit une augmentation du tarif de base de l'ordre de 2,74%</u>. Comparons cette évolution à celle du coût de l'investissement entre janvier 2007 et la dernière observation disponible en 2008. Pour cela, référons-nous aux deux dernières lignes du Tableau 5 (p.28), que nous avons reportées ci-dessous.

En l'espace de 18 mois, la croissance du coût total de l'investissement oscille entre +12% et +16% selon le type de chute, ou entre +23% et +32% en suivant la méthode d'ajustement des coûts par observation directe. Nous voyons que l'augmentation de tarif générée par le coefficient  $K_{contrat}$  (+2,74%) ne permet pas de combler la faiblesse des tarifs de base que nous avons mise en lumière dans la partie précédente, peu importe la méthode de calcul empruntée. Cette conclusion est encore plus claire du fait que le calcul de K ne prend pas en compte l'ensemble des coûts supportés pendant la phase de pré-projet (cf. partie C).

Tableau 6 - Données nécessaires au calcul de K dans un contrat H07 signé à l'automne 2008

Libellé de l'indice	Valeur (base 2001)
ICHTTS1 <sub>08</sub> (1 <sup>er</sup> janvier 2008)	122,15
ICHTTS1 <sub>0</sub> (1 <sup>er</sup> avril 2007)	120,04
PPEI <sub>08</sub> (1 <sup>er</sup> janvier 2008)	111,97
PPEI <sub>0</sub> (1 <sup>er</sup> avril 2007)	107,95

LITVINE- Janvier 2009 - 34 -

	Basses chutes	Hautes chutes
Indice pondéré total en 2008 (base 01/2007)	111,9	116,3
Indice pondéré total en 2008 (base 01/2007) - Ajusté	123,3	131,9

### D.2.2 Le manque à gagner pour les contrats signés en fin d'année

Dans un contexte inflationniste qui est celui des projets initiés depuis 2005/2006, le mode de calcul de K<sub>contrat</sub> génère une perte non négligeable entre le mois de janvier de l'année de mise en service et la date effective de cette dernière, perte déjà mise en lumière par l'EAF (2006). Calculons le coefficient d'indexation réel (K<sub>réel</sub>) en utilisant les indices les plus récents par rapport à la signature du contrat et non ceux du 1<sup>er</sup> janvier 2008. Notons que l'indice ICHTTS1 est produit avec un délai de 4 mois, la dernière observation étant celle de juin 2008.

Tableau 7 - Données nécessaires au calcul de Kréel dans le projet B (contrat H07)

Libellé de l'indice	Valeur (base 2001)
ICHTTS1 <sub>08</sub> (juin 2008)	125,57
ICHTTS1 <sub>0</sub> (1 <sup>er</sup> avril 2007)	120,04
PPEI <sub>08</sub> (août 2008)	116,67
PPEI <sub>0</sub> (1 <sup>er</sup> avril 2007)	107,95

Appliquées à la formule (2), les données du Tableau 7 aboutissent à  $K_{r\acute{e}el}$  = 1,0634, soit une augmentation du tarif de base de 6,34%, alors que nous avions  $K_{contrat}$  = 1,02741 (+2,74%). Même si cet écart est en partie dû à la conjoncture fortement inflationniste, notre exemple suggère qu'en calculant K à la période de signature des contrats nous pourrions réduire l'écart entre coûts et rémunération, <u>d'autant plus que le coefficient K définie le niveau des tarifs pour toute la période du contrat</u>. Il existe donc un manque à gagner pour un producteur signant un contrat à l'automne du fait de l'indexation en janvier de l'année de signature <sup>56</sup>.

Cette conclusion est encore plus lourde si nous considérons le temps réel des investissements : environ 50% des coûts sont engagés dans les 12 mois qui précèdent la mise en service de la PCH, à savoir la période qui n'est pas couverte par l'indexation d'un contrat signé en fin d'année. Ceci creuse l'écart entre l'indexation optimale (K<sub>réel</sub>) et celle calculée dans les contrats H07 (K<sub>contrat</sub>).

L'application du coefficient K augmente la rémunération moyenne sur toute la période du contrat et le coefficient L permet de combler en partie ce que K ne peut prendre en compte au cours de l'année de signature du contrat. Malgré cela, une perte se créée au fil des exercices, qui n'est pas suffisamment comblée par la réévaluation annuelle (L). Nous verrons en partie D.4.2 (p.44) qu'une raison majeure à cela est que l'inflation soit

LITVINE- Janvier 2009 - 35 -

<sup>&</sup>lt;sup>56</sup> Un producteur adhérent de l'EAF confirme avoir perdu 2% de son chiffre d'affaire pendant 20 ans, soit la somme de 300000 €.

faiblement prise en compte dans le coefficient L. Ainsi un écart de 1% entre le coût et la rémunération se solde à termes par un déficit conséquent dans la trésorerie, surtout si nous considérons la variabilité des coûts du financement du projet.

L'autre raison est l'augmentation plus rapide de K par rapport à L, déjà mise en lumière sur la période 2003/2006 (EAF, 2006). Cette différence accroit l'écart de tarif<sup>57</sup>, qui se creuse d'année en année créant un glissement qui ne motive pas la signature immédiate de contrats : « on notera un écart de tarif pour la même année entre un contrat signé en janvier d'une année N et un contrat signé l'année suivante. Cet écart se creuse d'années en années, cela à cause de l'augmentation plus rapide du coefficient K par rapport à L » (EAF, 2006, p. 9). Vu le changement de contrat opéré en 2007, il est complexe de confirmer la validité de ces propos sur la période 2006/2008 (coefficients basés sur des formules différentes). Nous ne pouvons pas nous concentrer non plus sur les tarifs H07 puisque nous ne disposons que d'une année d'observation.

### D.2.3 La conjonction de K et L suffit-elle à couvrir l'évolution du coût d'investissement ?

Afin d'enrichir la problématique des contrats H07, et ce malgré la contrainte du nombre d'observations disponible à ce jour, limitons-nous à nos deux cas de PCH sous contrat H07 : <u>la centrale A</u> mise en service au printemps 2007 et <u>la centrale B</u> à l'automne 2008. A défaut de pouvoir observer l'évolution des variables sur une longue période, ces deux cas permettent tout de même de mettre en lumière le problème qui nous occupe.

Pour la centrale A il n'y a aucune indexation (K=1) et deux réévaluations successives peuvent être calculées, en novembre 2007 et novembre 2008. Pour la centrale B l'indexation se fait entre avril 2007 et janvier 2008 et la réévaluation en novembre 2008. Après avoir calculé le coefficient L aux deux périodes, appliquons les coefficients K et L aux tarifs H07 (à 1 composante, avec primes) présentés dans le Tableau 4 (p.23). Comparons ensuite l'évolution de ces tarifs totaux à la croissance du coût de l'investissement supporté depuis janvier 2007, en se limitant à la méthodologie des indices/index puis en appliquant les ajustements de coûts. Pour la centrale A nous considérons également les coûts d'investissement depuis janvier 2006, puisqu'une PCH mise en service au printemps 2007 engage une bonne partie de ces coûts environ 12 mois auparavant.

Les données du Tableau 8 appliquées à la formule (3) (p.22) conduisent à  $L_{07}$  = 1,0166 et  $L_{08}$  =1,0394. Autrement dit la réévaluation accroit les tarifs de base de 1,66% sur l'année 2007 et de 3,94% entre janvier 2007 et novembre 2008. Ce chiffre est trop faible pour combler l'écart observé entre les tarifs avec prime et indexation d'un coté et le coût de l'investissement de l'autre.

Observons maintenant la conjonction de K et L dans les deux projets-types (A et B). Dans le cas A nous avons K = 1;  $L_{07}$  = 1,016 et  $L_{08}$  =1,039. Dans le cas B nous avons K=1,024 et  $L_{08}$  =1,039. Et pour une prime MQ de 0,50, le tarif de base à 1 composante est de 8,57 c€/kWh (HT) pour les centrales <400kW et de 6,57 c€/kWh (HT) pour les centrales >600kW (cf. Tableau 4, p.23).

LITVINE- Janvier 2009 - 36 -

Sur la période 2003/2006, l'EAF (2006) avait mis en lumière le fait que « la signature d'un contrat au mois de novembre d'une année N, creusera 2 fois plus vite cet écart étant donné que le tarif utilisé pour l'année N+1 sera celui de janvier de l'année qui ne sera réactualisé qu'en novembre N+1 » (p.9).

Tableau 8 - Données nécessaires au calcul de L dans les cas A et B (contrat H07)

	Libellé de l'indice	Valeur (base 2001)
Calcul de L en novembre 2007	ICHTTS <sub>07</sub> (novembre 2007) ICHTTS <sub>0</sub> (janvier 2007) PPEl <sub>07</sub> (novembre 2007)	121,62 118,89 111,11
	PPEI <sub>0</sub> (janvier 2007)	106,61
Calcule de L en novembre 2008	ICHTTS <sub>08</sub> (juin 2008) <sup>a</sup> ICHTTS <sub>0</sub> (janvier 2007) PPEI <sub>08</sub> (août 2008) <sup>a</sup> PPEI <sub>0</sub> (janvier 2007)	125,57 118,89 116,67 106,61

<sup>&</sup>lt;sup>a</sup> A défaut de disposer des indices en novembre 2008, les chiffres choisis concernent les derniers indices mensuels disponibles au moment de l'étude.

Tableau 9 - Comparaison entre la variation du tarif d'achat H07 total et le coût d'investissement par type de centrale (deux projets théoriques)

	< 40	00 kW	> 60	0 kW
	Projet A (avril 2007)			Projet B (août 2008)
Tarif de base à 1 composante avec primes (MQ=50%) (c€/kWh – HT)	8,570	8,570	6,570	6,570
Tarif total perçu en avril 2007 (c€/kWh – HT)	8,570	-	6,570	-
Tarif total en novembre 2007 (c€/kWh – HT)	8,713	-	6,679	-
Tarif total en novembre 2008 (c€/kWh – HT)	8,908	9,152	6,829	7,016
Variation du tarif de base en appliquant K et L	+3,944%	+6,793%	+3,944%	+6,793%
	Basses chutes	Hautes chutes		
Variation des coûts depuis janvier 2006	22%	31%	)	
Variation des coûts depuis janvier 2006 – ajustée	31%	37%	}	
Variation des coûts depuis janvier 2007	12%	16%	]	
Variation des coûts depuis janvier 2007 – ajustée	23%	32%	}	

En appliquant les coefficients K et L au tarif de base (1 composante, MQ=50%), ce dernier augmente d'environ 4% pour le projet A et 6,8% pour le projet B, toutes puissances confondues. Ce résultat souligne en passant l'intérêt de mettre les centrales en service en fin d'année. Les données du Tableau 9 indiquent que l'indexation/réévaluation du kWh dans les contrats H07 est largement inférieure à la croissance du coût de l'investissement sur la même période, à savoir entre 12% et 32% (selon la méthode de calcul et le type de chute). Le mécanisme de revalorisation (K et L) étant indépendant de la puissance installée, le traitement des

LITVINE- Janvier 2009 - 37 -

deux types de PCH semble équitable dans le cadre des contrats H07. La situation des PCH > 600kW s'est pourtant dégradée avec la révision successive des tarifs de base. Notons également que la réévaluation est moins efficace pour les hautes chutes que pour les basses vu l'augmentation plus rapide du coût de l'investissement pour cette catégorie de PCH.

Ces conclusions sont encore plus frappantes si nous prenons en compte le facteur temps dans l'investissement, notamment pour le projet A et toute centrale mise en service en début d'année. En effet, environ 50% de l'investissement est effectué 12 mois avant la mise en service, à savoir début 2006 dans le cas du projet A. En observant l'évolution des coûts à partir de cette période et jusqu'au 2<sup>nd</sup> sem. 2008, la divergence apparaît encore plus évidente<sup>58</sup> puisque les coûts d'investissement semblent avoir augmenté de 22 à 37% (selon la méthode et le type de chute).

Les deux cas théoriques de PCH suggèrent que le mécanisme d'indexation et de réévaluation des tarifs ne suffit pas à répondre à une forte évolution du coût de l'investissement. La réévaluation annuelle notamment ne permet pas de combler la faiblesse du coefficient K, ni même l'inflation :... Cependant, le rôle du coefficient L est avant tout de prendre en compte l'évolution des coûts d'exploitation, et non celle des coûts d'investissement.

### D.3 Critique du coefficient L : la question des coûts d'exploitation

Une critique valide du coefficient L doit considérer les coûts d'exploitation, puisque L est conçu principalement pour incorporer cette catégorie de coûts dans la rémunération des PCH. Nous pouvons classer les frais d'exploitation des PCH en trois catégories : frais de personnel, frais de maintenance, et frais administratifs et divers. Même s'ils ne sont pas très imposants, les coûts d'exploitation représentent chaque année 5,5% de l'investissement et de 40% à 50% du chiffre d'affaire moyen pour les centrales <400kW de puissance installée (resp. 6,5% et de 25 à 40% pour les centrales comprises entre 1MW et 2MW environ).

Une caractéristique majeure des PCH par rapport aux autres sources EnR est la nécessité d'effectuer des rénovations continues afin de pérenniser les installations qui ont une durée de vie très longue, et d'amortir ainsi l'investissement initial<sup>59</sup> (entre 10 et 20 ans, soit la durée du contrat). D'où l'importance du poste « *Maintenance* », qui ne représente qu'entre 20 et 30% des charges totales d'exploitation mais dont le poids augmente fortement lorsque les coûts explosent.

### D.3.1 Approche méthodologique

<u>Imaginons deux cas de PCH</u>. La première est mise en service en 2001 et son tarif d'achat est réévalué par un coefficient L spécifié dans les contrats H07. Ce cas fictif permet de simplifier la réflexion tout en bénéficiant de

LITVINE- Janvier 2009 - 38 -

\_

Pour obtenir l'indice de coût pondéré total depuis 2006 (ajusté et non ajusté), nous avons appliqué la même méthodologie que dans la partie 0, mais en prenant les indices/index en base 100 en janvier 2006. L'ajustement de l'indice pondéré total n'a pas exigé d'adapter les données collectées directement auprès des professionnels puisque ces dernières portaient déjà sur la période 2006/2008.

<sup>&</sup>lt;sup>59</sup> « En contrepartie d'investissements élevés, les ouvrages ont une longue durée de vie (au-delà du siècle) si des opérations de maintenance lourde, voire de rénovation, sont effectuées en continu. Ces coûts de rénovations continues ne sont cependant pas négligeables en comparaison des coûts d'exploitation courante qui sont, quant à eux, modérés » (Dambrine, 2006, p.38.)

plusieurs années d'observation. La seconde PCH (projet B) est mise en service début 2007 et dispose d'un tarif d'achat H07 réévalué en novembre 2008.

A partir de ces deux cas, nous appliquons la même méthodologie qu'en partie 0 (p.19). Nous définissons une ventilation générale des différents postes du coût total d'exploitation en se basant sur l'étude menée par Cayrol et Convert (EAF, 2005) ainsi que sur la littérature existante (cf. Le Gouriérès, 2008). Au sein de chaque poste, nous détaillons également la part attribuée à la main d'œuvre, aux fournitures et aux frais divers. Puis nous collectons les indices/index officiels les plus pertinents pour refléter ces coûts et aux frais divers. Puis nous collectons les indices déjà sélectionnés (cf. Tableau 2, p.21). Un indice pondéré des coûts totaux d'exploitation est calculé en appliquant la ventilation à l'ensemble des indices/index. Parallèlement, nous calculons le coefficient L entre 2001 et janvier 2007 avec la formule des contrats H07, et utilisons la réévaluation L<sub>08</sub> pour le projet B (cf. p.37). <u>Le Tableau 10 (p.41) résume cette démarche</u>.

### ▶ Remarques méthodologiques concernant les postes de coût et les indices utilisés

- Le poste « Maintenance » est constitué de travaux propres aux catégories d'investissement « Ouvrages spécifiques et bâtiment » et « Conduite forcée et vantellerie » (cf. Tableau 1, p. 17), avec une part de main d'œuvre néanmoins supérieure. Ainsi, l'indice moyen du poste « Maintenance » est calculé à partir des indices pondérés des deux catégories d'investissement citées, desquels nous déduisons la main d'œuvre. Cette dernière est ajoutée séparément au poste.
- Le poste « Assurance » pose certains problèmes<sup>62</sup>. Nous utilisons un indice de prix à la consommation (Assurance ensemble) étant donné qu'il est impossibilité d'obtenir le coût moyen de l'assurance pour une centrale (contrats différents, tarifs négociés et risques hétérogènes) ou même des données sur l'évolution du prix de base des assurances liées à un risque industriel. L'indice choisi sous-estime naturellement le poste « Assurance ». D'après les professionnels, il offre néanmoins une certaine image de l'évolution (1 à 1,5% de plus par an que l'inflation).
- Le poste « Impôts et redevances » est également problématique. Il se compose principalement des impôts locaux (taxe foncière et professionnelle) et des impôts divers (taxe sur la formation continue, taxe d'apprentissage, redevance sur les concessions, redevance conventionnelle avec les communes, etc.). La taxe professionnelle représente environ 40% du poste et la taxe foncière 20%. Les impôts divers (40%) sont nombreux et complexes à calculer et les synthèses statistiques peu fréquentes. Les données sont donc laborieuses à collecter, et il est difficile de chiffrer une évolution moyenne des impôts divers pour une PCH. Néanmoins, la plupart des impôts divers sont liés au chiffre d'affaire, à savoir les tarifs d'achat. Par soucis de simplicité nous considérons ces impôts constants. Le poste des « Impôts et redevances » est donc constitué uniquement des taxes professionnelle et foncière sur bâti, dont l'évolution est représentée grâce au taux de prélèvement moyen en métropole<sup>63</sup>. Or les taux de prélèvement ne sont produits que jusqu'en 2006 : la

LITVINE- Janvier 2009 - 39 -

-

<sup>&</sup>lt;sup>60</sup> La distinction par hauteur de chute n'était pas assez pertinente par rapport à la complexité générée par une telle distinction.

<sup>&</sup>lt;sup>61</sup> Les données ont été collectées auprès de l'INSEE, de la Direction Générale des Impôts et des syndicats de professionnels (assurance).

Environ la moitié de ce poste est dédié aux options « bris de machine » et « perte d'exploitation après bris de machine ». Nous avons opté pour une pondération prudente qui ne considère pas ces deux types de couvertures.

<sup>&</sup>lt;sup>63</sup> Ce taux pondéré par la base est calculé à partir des produits au profit des collectivités locales (commune, etc.) et de l'Etat (cf. www.impots.gouv.fr). Notons qu'il existe des dégrèvements dont nous ne pouvons tenir compte ici par soucis de simplicité. Le plus important est le plafonnement sur valeur ajouté (VA) : le montant de la taxe professionnelle > 3,5% de la VA est remboursé par l'Etat.

période janvier 2007/2<sup>nd</sup> semestre 2008 sera complétée grâce à la variation annuelle des valeurs locatives sur bâti<sup>64</sup> (+3,4%), qui constitue une valeur plancher.

- Le coût du « *Transport* » est représenté à l'aide du barème fiscal des indemnités kilométriques (automobile de 7CV et distance annuelle inférieure à 5000 km). Le poste « *Maintenance* » n'est représenté qu'aux 2/3 par ce barème, le reste étant lié au transport d'équipements et de machines impliqué dans les travaux de maintenance.
- Le poste « *Gardiennage* » requiert une main d'œuvre très qualifiée puisque l'employé doit pouvoir effectuer de multiples interventions techniques. D'où le choix d'un indice de main d'œuvre qualifiée au niveau technique.
- A défaut d'un indice de production ou de consommation lié au matériel bureautique (secret statistique INSEE), deux indices sont utilisés pour les fournitures du poste de gestion. De même, puisqu'il n'existe pas encore d'indice de prix à la production pour les services de télécommunication (à partir de 2009), nous utilisons un indice de prix à la consommation qui couvre la téléphonie fixe et portable, ainsi qu'Internet.

### D.3.2 Analyse des résultats

Notre analyse descriptive résumée dans le Tableau 10 (p.41) révèle qu'entre 2001 et janvier 2007, les coûts d'exploitation ont augmenté d'environ 18% (deux types de puissance) alors que le coefficient L n'aurait réévalué les tarifs que de 11,3%. De janvier 2007 au 2<sup>nd</sup> semestre 2008, les coûts d'exploitation ont progressé de 7% en moyenne pour les deux types de puissance, avec un coefficient L qui réévalue les tarifs de 3,9% seulement sur la période. Nous voyons donc clairement avec ces chiffres que le mécanisme de réévaluation annuelle (L) ne permet pas de saisir efficacement l'évolution des coûts d'exploitation. Il n'était pas suffisant non plus pour combler la carence du coefficient K quant au coût de l'investissement.

Notons que nos résultats sont en partie sous-estimés. En effet, certains indices sélectionnés ici ne représentent pas le coût visé, comme par exemple le poste « Assurance » qui est lié à un indice propre aux particuliers, et donc associé à un risque bien inférieur au risque industriel ; ou encore le poste « Impôts et redevances », dont l'évolution reportée ici correspond à un niveau plancher pour 2007/2008 et qui ne prend pas en compte les impôts divers. De plus, nos résultats doivent être enrichis des réflexions menées dans la partie C.2.1 sur les flux d'investissement et le coût du financement. Comme nous l'avons remarqué, la plupart des producteurs ont recours à une part d'autofinancement, qui génère un coût supplémentaire à faire supporter à la trésorerie des PCH en fonctionnement. De plus, le coefficient L n'intègre pas non plus le coût de l'emprunt externe, alors que ce dernier est conséquent pour la plupart des projets et qu'il s'étale sur au moins 15 ans. Nous avons vu que ce coût est de surcroit très variable, générant un risque qui n'est pas pris en charge par le contrat d'obligation d'achat.

LITVINE- Janvier 2009 - 40 -

<sup>&</sup>lt;sup>64</sup> Cf. www.legisfrance.gouv.fr (code général des impôts, article n° 1518 bis). Les taxes foncière et professionnelle se basent en partie sur une valeur locative nationale, qui croît de manière forfaitaire à une vitesse proche de l'inflation (prévisionnelle).

Tableau 10 - Evolution du coût d'exploitation depuis 2001 sur la base des indices/index officiels

Principaux postes	Composition du poste		ation du ste	Indice moyen en Janv 2007 <sup>a</sup>	Indice moyer fin 2008 <sup>b</sup>
		<400kW	1-2MW		
Gardiennage	<ul> <li>Main d'œuvre (80%) = Coût travail dans les industries mécaniques et électriques</li> <li>Fournitures (10%) = moyenne (Outillage + Matériel électrique + Matériels pour le brasage et le soudage + Machines-outils nca - prix d'achat)</li> <li>Transports (7%) = Barème fiscal kilométrique</li> <li>Télécom. (3%) = Services de télécommunication</li> </ul>	0,45	0,25	118,3	104,5
Maintenance	<ul> <li>Main d'œuvre (50%) = moyenne (Coût travail dans les industries méca. et élec. + Coût du travail dans la construction + Salaire horaire dans la métallurgie et transf. des métaux)</li> <li>Fournitures (40%) = indice pondéré des catégories d'investissement « Ouvrages spécifiques et bâtiment » et « Conduite forcée et vantellerie » (sans main d'œuvre)</li> <li>Transports (5%)= Barème fiscal kilométrique (2/3) + Exploitation de véhicules industriels - Activité route avec conducteur et carburant (ACT-RA) (1/3)</li> <li>Télécom. (5%) = Services de télécommunication</li> </ul>	0,22	0,30	131,3	116,3
Assurance	■ Assurances – ensemble	0,07	0,08	117,4	101,3
Gestion courante	<ul> <li>Main d'œuvre (85%)= Expertise comptable</li> <li>Fournitures (8%)= moyenne (Mobilier bureau + Micro-ordinateurs à performance équivalente)</li> <li>Télécom (7%)= Services de télécommunication</li> </ul>	0,06	0,07	116,1	100,8
Impôts et redevances	■ Taxe professionnelle (2/3) + Taxe foncière bâti (1/3)	0,20	0,30	114,0	103,4

		2001 et janvier 007	Variation entre janvier 2007 et le 2 <sup>nd</sup> semestre 2008			
	<400kW	1 à 2MW	<400kW	1 à 2MW		
Indice pondéré du coût total d'exploitation <sup>c</sup>	118,73	118,61	106,44	107,20		
Coefficient L	1,11	130 <sup>d</sup>	1,0394			

a Indice calculé pour chaque poste en affectant la pondération proposée aux indices du Tableau 2 (p. 21) et annexe 4 (indice de janvier 2007, base 2001).

LITVINE- Janvier 2009 - 41 -

b Indice calculé pour chaque poste en affectant la pondération proposée aux indices du Tableau 2 (p. 21) et annexe 4 (dernier indice de 2008, base janvier 2007).

Indice calculé en effectuant une moyenne pondérée des indices moyens par poste (ventilation des postes dans le coût total d'exploitation).

d Ce coefficient L est fictif, puisqu'il est calculé sur la période 2001/janvier 2007 grâce à la formule des contrats H07, et non celle des contrats H01.

<u>D'un autre côté les résultats de la période 2001/janvier 2007 sont partiellement surestimés</u> puisqu'une partie de l'inflation accumulée sur cette période est couverte par la revalorisation des tarifs de base (H01 à H07). Le coefficient L n'a de ce fait pas à saisir toute l'inflation sur la période. <u>Nous favorisons donc les résultats de la période janvier 2007/automne 2008 : sur cette période les coûts d'exploitation ont augmenté 2 fois plus vite que la réévaluation des tarifs (L).</u>

De plus, à l'instar des coûts d'investissement, les frais d'exploitation varient fortement d'une PCH à l'autre, en fonction des caractéristiques de la centrale et des méthodes d'exploitation. Par exemple, le montant des impôts et redevances est très variables, ainsi que celui de l'assurance. La structure de coût proposée illustre un niveau moyen, et n'est pas représentative de toutes les installations. La méthodologie choisie fournit néanmoins une démonstration générale et pragmatique du problème de la sous-rémunération des PCH.

En respectant le cadre adopté par le gouvernement, et grâce à une méthodologie basée sur une structure de coût moyenne et des indices officiels, le mécanisme de réévaluation annuelle (L) se révèle insuffisant pour saisir efficacement l'évolution des coûts d'exploitation : entre 2001 et 2007, la croissance moyenne de ces coûts a été de 50% supérieure à celle des tarifs d'achat, et deux fois plus forte entre janvier 2007 et le 2<sup>nd</sup> semestre 2008 (et ce pour les deux tranches de puissance considérées). A cela vient s'ajouter l'incapacité de L à combler ce que K ne prend pas en compte au cours de l'année.

Finalement, les coefficients K et L ne sont pas assez efficaces pour répondre à une hausse rapide du coût de l'investissement corrélée à une augmentation des coûts d'exploitation.

### D.4 Critique des indices et pondérations utilisés dans le calcul de K et L

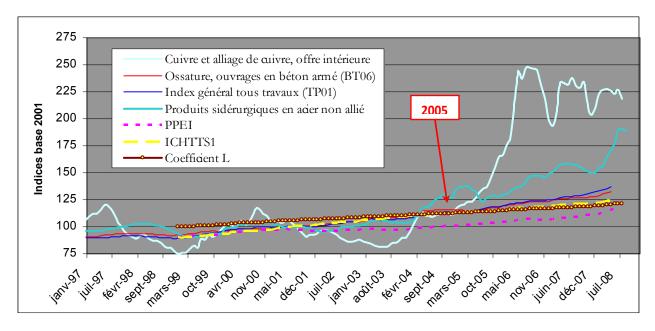


Figure 3 – Evolution de PPEI, ICHTTS1 et L comparée à celle de certains coûts de la PHE (base 2001)

LITVINE- Janvier 2009 - 42 -

Dans cette partie, nous nous concentrons sur le mode d'indexation et de réévaluation des tarifs afin d'évaluer en quoi les coefficients K et L manquent d'efficacité. Les indices PPEI et ICHTTS1 sont-ils efficaces pour traduire la réalité de la filière hydraulique ? La pondération de ces deux indices est-elle suffisamment incitative dans un contexte de forte inflation ? En quoi la constante 0,4 du coefficient L est-elle problématique ?

La Figure 3 montre l'évolution stationnaire des indices PPEI et ICHTTS1 depuis janvier 1997. De ce fait, un tarif H07 calculé en janvier 1999 et réévalué chaque année aurait eu la tendance stationnaire du coefficient L présenté sur le graph (base 100 en 1999). Cette évolution semble déconnectée de la variation des coûts présentés sur la figure, même ceux ayant connu une croissance stable comme les index du BTP par exemple.

#### D.4.1 Problèmes liés à l'utilisation de l'indice PPEI dans les contrats H07

L'indice PPEI est <u>un outil consolidé qui appréhende de manière agrégée et très générale</u> l'évolution du prix des biens et services contribuant à la production de tout produit industriel, et par extension d'un kWh d'hydroélectricité (cf. p.32). Cet indice se présente comme un arbre, dans lequel les secteurs se trouvent au sommet (amont) et les filières aux racines (aval). Chaque bien ou service consommé dans l'installation d'une PCH se retrouve dans un des secteurs constitutifs de l'indice, et plus précisément dans une des filières racines de l'arborescence (cf. annexe 1). Cependant, la pondération des composantes dans le PPEI est très éloignée du poids de chaque bien et service dans la production d'un kWh de PHE.

Par exemple, les composants électriques et électroniques représentent 3,2% de l'indice PPEI agrégé (cf. annexe 1), ce qui est censé représenter l'importance de ces composants dans l'ensemble de l'industrie (nomenclature NES). Dans le cas d'une PCH, les composants électriques et électroniques représentent environ 15% du coût de l'investissement (cf. Tableau 1,p.17). Ainsi, quand le prix à la production de ces composants évolue rapidement, la croissance de coût qui est induite ne sera pas reportée suffisamment dans la réévaluation des tarifs d'achat. Ce constat est le même pour les coûts d'exploitation. L'indice PPEI ne considère donc pas la structure de la consommation intermédiaire propre à la PHE.

De plus, le PPEI prend en compte des branches très éloignées du secteur de l'énergie, et de la PHE notamment, dont l'évolution de prix est sensiblement différente. Cette question soulève un problème lié à la construction de l'indice. Sachant que la part des composants électriques et électroniques dans l'indice est de 3,2%, supposons que les prix de cette composante augmentent de 8%. L'indice PPEI agrégé n'augmentera alors probablement pas de 0,25% (0,08\*0,032), puisque le prix des autres biens ou services de l'indice auront varié sur la même période. Nous ne pouvons donc pas déduire la part de l'augmentation du PPEI attribuable à la croissance de prix d'un secteur en particulier. Le corollaire est qu'une augmentation de 8% de l'indice PPEI peut être en grande partie attribuable à une branche n'entrant pas dans la production de PHE, et qui peut même être très éloignée du secteur de l'énergie (l'habillement par exemple).

Finalement, l'indice PPEI reflète l'évolution de prix déconnectés de la filière hydraulique et représente mal la variation des prix des biens et services pertinents à la PHE. Ceci explique en partie les lacunes de K et L observées précédemment. Nous sommes alors en mesure de nous demander si l'indice PPEI utilisé dans le calcul de l'indexation et de la réévaluation des tarifs d'achat est en mesure d'appréhender efficacement la réalité de la

LITVINE- Janvier 2009 - 43 -

filière $^{65}$  ainsi qu'une évolution rapide des coûts de production, comme celle que nous observons depuis  $2005/2006^{66}$ .

### D.4.2 Critiques de la structure des coefficients K et L

Nous venons de voir que l'indice PPEI sous-estime l'évolution des coûts de production de la PHE, par son aspect général et agrégé. L'indice ICHTTS1 présente les mêmes faiblesses, notamment car la main d'œuvre mobilisée est davantage diversifiée. A ces problématiques vient s'ajouter celle de la pondération de ces deux indices dans les coefficients K et L.

Afin de simplifier la réalité, supposons une inflation stationnaire de 1% pour les prix ainsi que pour la main d'œuvre, soit 1% de moyenne. Prenons une PCH mise en service en début de période de base  $t_1$ , les contrats H07 commençant en début  $t_0$ . En début de période  $t_1$ , nous avons alors  $K_1$ =1,01 (1% d'inflation en  $t_0$ ) et  $t_1$ =1. Autrement dit le tarif de base  $t_1$ 0 augmente de 1%, le montant exact de l'inflation, débouchant sur  $t_1$ =1,01 $t_1$ 0. En début de période  $t_2$ 1 le coefficient  $t_1$ 2 a déjà été appliqué au tarif de base  $t_1$ 3 et le coefficient  $t_2$ 4 soit 1% d'inflation (entre début  $t_2$ 5 et début  $t_1$ 1). Nous obtenons  $t_2$ =1,005 et  $t_2$ =1,006\* $t_1$ 1, soit 1% d'inflation (entre début  $t_2$ 6 et  $t_3$ 1,011, d'où  $t_3$ 1,0011\* $t_2$ 1,002 $t_3$ 0.

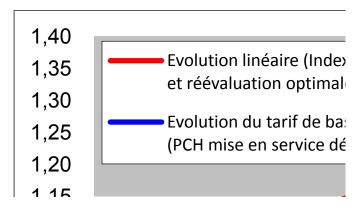


Figure 4 – Divergence entre l'évolution des tarifs finaux (H07) et l'évolution efficiente de ces tarifs dans un exercice théorique à inflation constante

Par conséquent, au début de période t<sub>3</sub> le tarif de base aura augmenté de 2,2% alors que l'inflation totale aura été de +3% depuis la mise en service de la PCH. A inflation constante (ici 1%), l'écart entre l'évolution effective

LITVINE- Janvier 2009 - 44 -

\_

<sup>&</sup>lt;sup>65</sup> Certaines raisons avancées pour justifier l'utilisation du PPEI permettent de voir dans le choix de cet indice un compromis raisonnable. Le premier argument est historique: le PPEI était déjà utilisé dans les contrats H01, et de proposer un autre indice constitue un changement important qui peut être mal reçu par les producteurs, redoutant de se retrouver dans une situation encore plus difficile (préférence pour le statut connu). Le second argument est que le PPEI est un indice pérenne, dont les séries sont calculées par l'INSEE depuis 1999 et pendant un certain temps encore de toute évidence. Le troisième argument est de dire que les tarifs d'achat ne peuvent être indexés trop fortement à l'évolution des prix, au risque d'accentuer les risques d'inflation auto-entretenue (l'augmentation des prix se répercute sur les coûts, qui se reflète sur les prix de ventes, etc.). En effet, certains acteurs de la filière hydraulique proposent que les tarifs d'achat soient indexés sur les prix de vente de l'électricité. Les prix de l'électricité sur le marché intérieur dépendraient alors de facteurs externes, ce qui réduirait la souveraineté énergétique de la France.

<sup>&</sup>lt;sup>66</sup> Ce problème n'est pas propre à la filière hydraulique puisque l'indice PPEI est également utilisé pour les autres filières EnR.

des tarifs et leur évolution optimale se creuse linéairement de période en période, qu'importe l'année de mise en service <sup>67</sup> (cf. Figure 4). En période t<sub>30</sub> par exemple, les tarifs de base augmentent de seulement 18% alors que l'inflation cumulée est d'environ 35%.

<u>Vraisemblablement, cette divergence est encore plus frappante quand l'inflation n'est pas constante, comme</u> nous l'observons depuis 2005/2006. En effet, les indices PPEI et ICHTTS1 semblent évoluer de manière stable depuis 1999 (cf. Figure 3, p.42), alors que les variations du coût de l'investissement et des coûts d'exploitation sont loin d'être stationnaires depuis 2001.

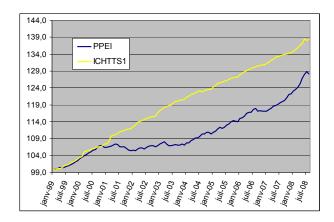


Figure 5 - Evolution des indices PPEI et ICHTTS1 (base 100 en janvier 1999)

De plus, nous avons supposé la même inflation (1%) pour les biens et services (PPEI) et pour la main d'œuvre (ICHTTS1). En réalité l'évolution de ces deux indices n'est pas proportionnelle (Figure 5). L'évolution de l'indice PPEI est plus faible et plus erratique que celle de ICHTTS1, probablement à cause de sa sensibilité aux aléas du marché. Ainsi, il ne serait pas si couteux en termes d'auto-inflation d'augmenter le poids de l'indice PPEI dans L.

Nous avions vu que l'indice PPEI était inefficace pour saisir la variation réelle des coûts supportés par les producteurs de PHE. <u>Nous venons de voir que même si les indices PPEI et ICHTTS1 reflétaient correctement la hausse des coûts, la structure des coefficients K et L ne pourrait apporter une indexation/réévaluation suffisante étant donné la pondération des deux indices, que l'inflation soit stationnaire ou variable. <u>Nous sommes donc face à deux sources majeures d'inefficience structurelle.</u></u>

LITVINE- Janvier 2009 - 45 -

\_

Notons que lorsque nous supposons une inflation constante, l'année de mise en service importe peu pour valider cette conclusion : les centrales mises en service à divers moments présentent la même divergence (cf. courbes jaune et bleu dans la Figure 4). En effet, l'application du coefficient L se fait chaque année sur le tarif de base indexé, or à inflation constante de 1% l'indexation évolue de manière linéaire : 1,01 ; 1,02 ; 1,03 ; etc. En cas d'inflation non stationnaire, les centrales mises en service à des périodes différentes connaissent une évolution différente du tarif de base.

#### ▶ Réflexions sur le paramétrage des coefficients K et L

- La construction du coefficient K considère que la main d'œuvre représente 50% de la variation du coût d'investissement (cf. formule 2, p.33). Or selon la conjoncture la structure de coût peut être très variable. Cependant, la modification de la structure de coût complexifierait les calculs et ne permettrait pas de se concentrer sur l'effet prix.
- Puisque le coût d'investissement représente environ 80% du prix de revient du kWh, il est normal que l'indice PPEI occupe une place importante dans K (0,5). En revanche, estimant qu'une grande partie du coût des biens et services est assumée à la mise en route de la PCH, les concepteurs des tarifs ont attribué un poids faible à l'indice PPEI dans L (0,15). Or nous avons vu en partie C et D.3 que les coûts supportés au cours de la durée de vie de la centrale sont plus importants que supposés par la méthodologie officielle (cash-flows de l'investissement, coût d'exploitation, etc.). Dans ce cadre, le poids du PPEI dans le coefficient L devrait être supérieur afin de répercuter plus finement les coûts supportés (cf. proposition EAF, 2005).
  - La contrepartie d'une pondération faible pour l'indice PPEI se perçoit en période de désinflation, puisque la baisse du coefficient L est alors proportionnellement plus faible que le PPEI. <u>La structure de L est donc plus rémunératrice quand les prix baissent mais ampute les producteurs en cas de forte inflation</u>. Dans ce cas le coefficient L, et les tarifs d'achat par extension, ne remplissent pas leur rôle stabilisateur et rémunérateur.
- Le terme constant dans L réduit fortement la sensibilité des tarifs à l'augmentation des prix, puisque 40% de cette dernière est fixée par la constante. Si les prix augmentent de 5% en moyenne (biens, services, main d'œuvre), les tarifs d'achat sont au mieux réévalués de 3% (en supposant que les indices PPEI et ICHTTS1 absorbent parfaitement l'augmentation des prix). Deux arguments principaux sont avancés pour justifier la présence d'un tel paramètre : la nécessité de considérer l'amortissement de la centrale et le fait que les annuités d'un producteur empruntant à taux fixe sont constantes et représentent 50% du chiffre d'affaire. En contrepartie, les tarifs d'achat deviennent alors inadaptés à une forte inflation et aux frais engagés au cours du fonctionnement de la PCH.

L'EAF (2005) propose un exemple de structure pour L : la main d'œuvre (ICHTTS1) représenterait environ 60% du prix de revient (une grande partie de l'équipement et de l'installation est artisanal, comme les turbines, études, travail administratif, etc.) et les matériaux environ 30% (PPEI). Afin de conserver la structure initiale et de représenter la part du foncier par exemple, une constante égale à 0,1 (10%) serait maintenue.

Les résultats exposés apportent des éléments de réponse aux questions que nous nous sommes posées dans cette partie. Le mode d'indexation et de réévaluation ne permet pas de compenser la divergence observée entre coûts de production et rémunération du kWh. Tels qu'ils sont construits, les tarifs H07 totaux ne peuvent pas absorber efficacement une accélération des coûts comme celle observée depuis 2005; et en particulier pour les hautes chutes dont le coût de l'investissement semble avoir augmenté plus rapidement que celui des basses chutes. De part leur construction, les indices construits sur le modèle PPEI et ICHTTS1 ne répondent pas convenablement à l'augmentation des prix de la PHE, que cette inflation soit faible ou forte. La pondération de ces indices fait diverger encore davantage le coefficient de réévaluation L de l'évolution des prix, réduisant parallèlement la capacité des tarifs à stabiliser la situation financière de PCH et à procurer une rémunération suffisante.

LITVINE— Janvier 2009 - 46 -

### E. Conclusion, recommandations et extensions possibles

La présente étude avait pour ambition de souligner l'insuffisance incitative des tarifs d'achat H07. Pour cela, nous avons mené une réflexion par étape, en décomposant les tarifs totaux selon leur base et les mécanismes d'indexation/réévaluation. Notre méthodologie respecte le cadre préconisé par la DGEMP et se base sur une structure de coût moyenne représentative. Les données compilées proviennent essentiellement d'indices et d'index officiels, complétés par des observations auprès de professionnels de la filière. Enfin, nous avons adopté une démarche pragmatique mais prudente, et notamment vis-à-vis de la prime de qualité (MQ=50%).

Les résultats descriptifs produits dans l'étude révèlent une divergence entre les coûts de production et la revalorisation des tarifs de base lors des contrats successifs (97, H01 puis H07). Or les mécanismes d'indexation et de réévaluation des tarifs ne permettent pas de compenser cette déconnexion, ni même d'absorber une inflation constante. Ainsi, les tarifs H07 ne peuvent répondre efficacement à une accélération des coûts comme celle observée depuis 2005, et sont donc structurellement inadaptés aux projets initiés depuis 2007.

Le problème soulevé se pose avant tout pour les PCH ayant une puissance installée > 600kW mais qui sont néanmoins trop petites pour bénéficier d'économies d'échelle. La revalorisation successive des tarifs de base désavantage fortement cette catégorie de puissance. En revanche, si cette révision successive ne semble pas léser les hautes chutes vis-à-vis des basses chutes, le mécanisme d'indexation (K) est moins efficace pour les premières étant donné que la croissance du coût de l'investissement a tendance à être plus rapide pour cette catégorie de PCH. En conjuguant ces deux aspects, nous voyons que la situation se dégrade progressivement avant tout pour les PCH à fort potentiel productif.

Ce constat est accentué quand nous affinons les indices/index par des données collectées auprès de professionnels, ou bien en observant l'évolution des coûts d'investissement environ 12 mois avant la mise en service, ou encore si nous considérons certains coûts écartés par la méthodologie DGEMP : les coûts avant-projet non récupérés, ceux dus à la lenteur du processus avant autorisation (foncier, refus de dossiers, etc.), les coûts du financement du projet ou ceux générés par la réglementation croissante et l'impôt sur les sociétés.

Ainsi, si le respect du cadre méthodologique de la DGEMP augmente la validité des résultats que nous avons compilés, il réduit parallèlement l'éventail des éléments pouvant faire l'objet d'une critique approfondie. Les conclusions et propositions effectuées dans le présent document représentent donc un niveau minimum de critique et d'exigence, déduction faite de la marge d'erreur propre à la méthode que nous avons employée.

Malgré une méthodologie non exhaustive, l'étude montre clairement que les contrats H07 ne permettent pas une gestion du risque suffisante (coûts, emprunt, etc.), ni n'assurent la stabilité financière des PCH de puissance > 600kW, notamment les hautes chutes. Les tarifs d'achat ne remplissent donc pas correctement leur rôle pour cette catégorie de centrale, pourtant la plus à même d'atteindre les objectifs de production fixés par le gouvernement. (1) Le fait de limiter la rémunération du capital induit à ce qui serait normal pour la filière 68 aboutit à un tarif d'achat trop faible pour inciter de nouveaux projets. Dans ce contexte, même les seuils à l'abandon ne semblent pas rentables, alors qu'ils représentent un potentiel majeur en termes de nouvelles

\_

<sup>&</sup>lt;sup>68</sup> « Le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé » (article 36 de la loi POPE; n° 2005-781 du 13 juillet 2005).

capacités de production. (2) Les tarifs sont conçus pour privilégier la visibilité de long terme plutôt que la rémunération de court terme. Toutefois, il ne peut exister de réelle stabilité quand la rémunération de court terme est trop faible, puisque chaque facteur d'incertitude génère alors un coût espéré trop élevé et démotive ainsi la prise de risque.

Une façon d'exploiter les résultats de l'étude consiste à mener une réflexion sur les tarifs H07 toutes choses étant égales par ailleurs, c'est-à-dire en l'état de la technologie, compte tenu des coûts de production actuels et en supposant que ces derniers connaitront une évolution inchangée dans le futur proche. Le Tableau 11 exprime les proportions dans lesquelles les tarifs H07 devraient être revalorisés afin d'amortir la variation des coûts pour une PCH mise en service fin 2008, et rémunérer raisonnablement son capital.

Par exemple, pour une PCH basse chute de puissance < 400kW les tarifs d'achat H07 devraient augmenter 1,5 fois plus vite que prévu (coefficient L) afin d'amortir les coûts d'exploitation. Ils devraient être revalorisés (K\*L) au minimum par un facteur 2 pour couvrir les coûts d'investissement. Pour couvrir l'ensemble des coûts de production, les tarifs devraient donc être multipliés par un facteur proche de 3 (le facteur L agit déjà en partie sur les coûts d'investissement, même si très faiblement). En affinant les indices/index officiels et en considérant les coûts d'investissement 12 mois avant la mise en service, ce facteur devrait être environ égal à 6 (1,5\*4).

Dans cet exercice, les chiffres ne dépendent pas de la puissance installée. En effet, la réflexion menée ici considère uniquement les mécanismes d'indexation et de réévaluation dans le cadre des contrats H07, or le calcul de K et L est indépendant de la puissance installée. Pourtant, la situation des PCH>600kW s'est bel et bien dégradée progressivement si nous considérons la révision successive des tarifs de base (97, H01 et H07), élément qui n'est pas observable ici.

Tableau 11 – Revalorisation approximative à appliquer aux tarifs H07 afin d'amortir l'évolution des coûts de production entre janvier 2007 et l'automne 2008 (date de mise en service de la PCH considérée dans l'exemple)

	Puissance installée	Méthode de calcul	Réévaluation L (coûts d'exploitation)	Indexation K /réévaluation L (coûts d'investissement)		
Basses	<400kW et	Indices et index uniquement	<b>x1,5</b> (4% pour L contre 6,5% pour les coûts)	<b>x2</b> (7% pour K*L contre 12% pour les coûts)		
chutes	>600kW	Ajustement des coûts et observation 12 mois avant	-	<b>x4</b> (7% pour K*L contre 31% pour les coûts)		
Hautes	Indices et index lautes <400kW et uniquement hutes >600kW		<b>x1,5</b> (4% pour L contre 6,5% pour les coûts)	<b>x2</b> (7% pour K*L contre 16% pour les coûts)		
cnutes			-	<b>x5</b> (7% pour K*L contre 37% pour les coûts)		

L'étude ne fait pas de distinction entre basses et hautes chutes concernant les coûts d'exploitation (L), et nous n'avons pas ajusté ces coûts (méthode par indices/index). De plus, nous avons trouvé que les indices pondérés du coût total d'exploitation étaient, entre janv. 2007 et 2008, sensiblement les mêmes pour les PCH <400kW et pour les PCH entre 1 et 2MW (cf. Tableau 10, p. 41). Ainsi, nous obtenons ici le même facteur 1,5 dans l'avant-dernière colonne.

LITVINE- Janvier 2009 - 48 -

#### **Quelques recommandations**

Les chiffres produits dans l'étude sont liés à une conjoncture particulière, à savoir la croissance des prix sur la période 2005/2008. Or nous observons une baisse significative du prix de certains biens ou matières depuis le 2<sup>nd</sup> semestre 2008, comme l'acier par exemple, et nous pourrions connaître la situation inverse dans un futur proche. Ainsi, notre étude ne peut se limiter à une dimension conjoncturelle, en recommandant par exemple d'augmenter simplement les tarifs H07. La critique effectuée ici vise plutôt la méthodologie de calcul des tarifs d'achat, qu'il est nécessaire d'ajuster à la réalité des PCH si nous voulons qu'ils puissent amortir une variation importante des prix (biens, services, main d'œuvre, taux d'intérêt, etc.). Notre étude permet de formuler quelques recommandations afin d'alléger cette critique structurelle et d'obtenir des tarifs plus efficients sur le plan économique.

- (1) Tout d'abord, le mécanisme d'indexation/réévaluation devrait appréhender plus finement les fluctuations de prix (biens, services et emprunts). Dans cette optique, et vu la place que les filières EnR devraient prendre progressivement, il serait intéressant de réfléchir à la création d'indices de coûts propres à chaque filière EnR. Ces indices serviraient de base pour calculer et actualiser aisément les tarifs d'achat. Un organisme indépendant assurerait la mise à jour des données annuelles, épaulé par l'INSEE et les syndicats de professionnels comme cela se fait dans le BTP par exemple <sup>69</sup>. Les contrats seraient alors établis sur la base de données précises, adaptées et aisément actualisables. Des indices spécifiques à la filière PHE contribueraient de ce fait à réduire l'écart de temps entre la collecte des données servant à fixer les tarifs et la publication des arrêtés qui mettent ces derniers en application. Ainsi, le calendrier de calcul des tarifs d'achat serait moins long et aboutirait à des contrats plus efficaces. Cette proposition contribuerait également à ce que les conditions d'achat fassent l'objet d'une révision plus fréquente, élément essentiel pour tenir compte de l'évolution des coûts évités et du degré de développement de la filière.
- (2) Il serait intéressant d'imaginer un mécanisme permettant d'adapter le paramétrage de K et de L à la structure de coût des PCH en cas de choc sur les prix. A ce titre, la constante « 0,4 » dans le coefficient L pourrait être révisée à la baisse, et une plus grande importance devrait être accordée à l'indice en charge de refléter le prix des biens et services (PPEI dans les contrats H07). Ceci permettrait de mieux appréhender les coûts d'exploitation vraisemblablement sous-estimés dans le calcul de L, notamment en cas de forte inflation.
- (3) Il est délicat d'indexer davantage les coefficients K et L à l'inflation, puisque cela contribue au mécanisme d'auto-inflation qui dégrade l'autonomie énergétique et augmente les prix de l'énergie. Nous pourrions toutefois compléter l'indexation K par un mécanisme de révision « par pallier » : si les coûts de production dépassent un certain seuil sur une période suffisamment longue, les tarifs passent alors sur le palier supérieur. Ce mécanisme semble intégré dans les tarifs d'achat appliqués en Californie via les *fluctuating wholesale prices*. Notons cependant que la filière PHE contribue faiblement à la production d'électricité; sa part dans le produit national est donc faible, ainsi que sa contribution à l'inflation nationale.
- (4) Etant donné les importantes dissimilitudes entre PCH, deux centrales de même type peuvent avoir un bénéfice par kWh très différent. En augmentant le degré de différentiation des tarifs (hauteur de chute,

LITVINE- Janvier 2009 - 49 -

<sup>69</sup> Les syndicats de professionnels fournissent à l'INSEE les informations nécessaires pour dresser les indices de prix.

module, etc.), l'ajustement des contrats à la réalité des PCH (par type) permettrait d'améliorer la situation de nombreux producteurs sans pour autant accroître le niveau général de rémunération, et donc le coût social de la politique de soutien à la PHE. Notons néanmoins que cette solution augmente le nombre de critères à prendre en compte dans les calculs et, sans mesures complémentaires, multiplierait les effets de seuils ainsi que les discriminations au sein de la profession.

- (5) Les tarifs répondraient également plus précisément à leur objectif en considérant les flux financiers réels dans le calcul de la rémunération du capital. L'utilisation d'un TRI basé sur l'excédent brut d'exploitation permettrait d'optimiser les calculs et de faire émerger les projets rentables actuellement gelés. Cette modification contribuerait à absorber le risque lié à la variabilité des taux à l'emprunt, qui est très élevé dans la profession, ou encore le poids financier lié à l'autofinancement.
- (6) Toujours dans l'optique d'intégrer le facteur temps dans les calculs, nous avons vu que les tarifs d'achat seraient plus efficaces si l'indexation (K) prenait en compte le fait qu'au moins 50% de l'investissement est effectué 12 mois avant la mise en service.
- (7) L'extension de la durée contractuelle à 30 ans semble plus adaptée à la durée du cycle d'investissement/ amortissement des PCH, souvent plus long que les 20 années accordées. Une durée de 30 années serait également plus proche des durées d'autorisation et de concession.
- (8) Les perspectives de production s'amenuisent avec l'augmentation des débits réservés, qui réduisent la bande de production la plus régulière, augmentant ainsi l'irrégularité productive et diminuant de fait la prime de qualité. L'irrégularité météorologique pourrait être intégrée également dans les calculs, puisqu'elle risque de s'accentuer avec le temps et d'amoindrir également la prime de qualité.
- (9) Enfin, l'intensification réglementaire génère un coût, ainsi qu'une complexité parfois très lourde pour les producteurs de PHE. Ces contraintes pourraient être allégées en simplifiant les procédures administratives et en travaillant à l'acceptation locale des projets, ce qui ne requiert pas d'augmenter les tarifs.

En appliquant simultanément plusieurs de ces propositions aux tarifs, nous augmenterions considérablement le degré de complexité. Certaines propositions sont également délicates à mettre en place isolément. L'hétérogénéité des PCH (montage financier, coût de production, etc.) et la complexité du problème rendent donc l'équation très lourde. Et dans ce contexte, les tarifs H07 constituent un compromis correct entre efficacité et simplicité : les contrats d'obligation d'achat ont le mérite d'apporter une solution applicable aisément et sans discrimination. Il serait toutefois intéressant de réfléchir aux propositions faites ci-dessus, ainsi qu'à d'autres solutions non formulées, afin d'améliorer la situation des producteurs au moindre coût.

Que ce soit dans le cadre de nouveaux projets sous contrat H07 ou en procédant à des travaux de rénovation des installations existantes (cf. Litvine, 2009), les PCH de puissance <400kW présentent des perspectives de rentabilité bien supérieures. Nous débouchons alors sur une incohérence entre objectif et moyens. D'un côté le gouvernement affiche la volonté d'augmenter la production, de l'autre l'outil mis en place favorise les petites installations, au point où certains producteurs limitent la puissance de leurs installations afin d'optimiser la

LITVINE- Janvier 2009 - 50 -

rentabilité (cf. annexe 5 et Litvine 2009). Il serait pourtant plus efficace d'un point de vue technico-économique de favoriser les centrales les plus productives, en augmentant la production des centrales existantes. Telle est la lecture que nous pouvons faire du mécanisme incitatif proposé par le gouvernement : les tarifs semblent avoir été construits pour atteindre un gisement présentant un coût viable assez faible, ce qui réduit le potentiel de nouvelles PCH. L'incohérence entre déclarations, objectifs quantitatifs et moyens engagés est plus frappante encore en tenant compte du fait que, depuis 2006, les tarifs d'achat sont assez souvent inférieurs aux prix de l'électricité sur le marché spot. Il serait donc intéressant de réfléchir aux mesures d'accompagnement permettant aux producteurs de « jouer le marché », réduisant ainsi d'autant le poids économique de l'obligation d'achat sur la société via la CSPE<sup>70</sup>.

Dés lors, la question que nous posons à l'issue de notre étude est de savoir si les instances publiques souhaitent réellement développer de nouvelles capacités de production, comme indiqué dans la PPI (2006). Les dispositions récentes du gouvernement (projet de charte tripartite, loi Grenelle 1, etc.) suggèrent une certaine prise de conscience de l'intérêt de la PHE pour répondre aux engagements européens, voire un nouveau positionnement politique.

Au final, la question de la PHE doit être placée dans la problématique plus large des externalités positives de la production d'EnR. Si certaines filière comme l'éolien semblent bénéficier, jusqu'à présent, d'une rémunération du capital suffisamment incitative, les tarifs d'achat ne prennent jamais en compte les externalités positives des EnR, ni leur contribution à la stabilité économique et énergétique du pays 71. Autrement dit, le prix de l'électricité conventionnelle n'intègre pas les externalités négatives de ce mode de production. La prise en compte des externalités modifierait la hiérarchie des coûts de production de l'électricité, offrant un avantage compétitif certain aux filières comme l'hydraulique (Dambrine, 2006). De plus, l'aspect décentralisé et local des PCH génère un bénéfice social important. En intégrant ces éléments dans le prix de l'électricité, la PHE présenterait une valeur collective intrinsèque bien supérieure, et les tarifs d'achat proposés seraient naturellement réévalués 72.

Certaines questions en suspend devraient trouver des éléments de réponse dans un futur proche avec la concrétisation d'un ensemble d'initiatives ministérielles. Pouvons-nous espérer une révision des tarifs H07 ? A ce titre, les producteurs insatisfaits pourront-ils se regrouper et jouer le marché, ou la majorité d'entres-eux risque-t-ils plutôt de se retrouver associés à des contrats qui n'évolueront pas ? Quelles modifications vont être apportées aux contrats 97 dans le cadre des prolongations évoquées dans la loi Grenelle 1 ? Quelles conséquences sur le parc industriel ainsi qu'au niveau de l'arbitrage entre activités de rénovation et prolongation des contrats 97 en cours (cf. Litvine 2009) ?

LITVINE- Janvier 2009 - 51 -

Notons qu'il est possible d'augmenter la part de la CSPE reversée à la PHE sans augmenter la facture des particuliers, puisque cette attribution est faible. De plus, l'augmentation récente des factures des particuliers n'est pas proportionnelle à la revalorisation des tarifs d'achat pour la PHE: la contribution croissante ne profite donc pas entièrement aux petits producteurs.

<sup>&</sup>lt;sup>71</sup> Respect de l'environnement, stimulation de l'économie et de l'emploi local, aménagement du territoire, autonomie énergétique, sécurité d'approvisionnement, etc.

<sup>&</sup>lt;sup>72</sup> L'évaluation partielle du bénéfice intrinsèque à la PHE conduit le gouvernement à voir un intérêt collectif limité dans le développement de la PHE: « Toutefois, le tarif envisagé est supérieur aux coûts et externalités évités des filières conventionnelles en France continentale. Dès lors, l'intérêt économique pour la collectivité d'y développer les petites installations hydrauliques est très limité » (Avis de la CRE du 10 janvier 2007, p. 1). Cette réflexion justifie des tarifs d'achat bas et explique la politique frileuse du gouvernement concernant le développement de la PHE, ainsi que l'apparente contradiction entre le discours et les moyens mis en œuvre.

#### Extension possibles pour l'étude

Les contraintes pesant sur la méthodologie de l'étude peuvent faire l'objet d'améliorations ultérieures :

- (1) De nombreuses études sont sujettes à un arbitrage entre faisabilité et optimisation dans la recherche d'information. Certaines informations présentent un ratio coût/bénéfice trop élevé pour être cherchées à n'importe quel prix, ce qui peut fragiliser certains résultats de l'étude.
- (2) Bien qu'ayant distingué basses et hautes chutes, la structure de coût utilisée reste générale (ventilation des postes et pondération des indices). L'étude gagnerait en précision en détaillant la structure de coût selon la puissance installée, la situation géographique et hydrologique, etc. et en récoltant ces données auprès de tous les producteurs autonomes (observation systématique et exhaustive).
- (3) L'affinement des indices et index mériterait une collecte des données plus large et une méthode statistique plus robuste. En effet, nous n'avons pas pu ajuster tous les postes de coût puisque le prix de certains biens et services est trop complexe voire impossible à compiler sur plusieurs années.

LITVINE- Janvier 2009 - 52 -

### **Bibliographie**

**ADEME**, 2005. *Faisabilité de petites-centrales hydroélectriques : Cahier des Charges*, http://www.ademe.fr/paca/images/pdf/N%C2%B015-CDC-PCH.pdf

**Arrêtés du 25 juin 2001, du 7 septembre 2005 et du 1**<sup>er</sup> 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

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

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

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

**DGEMP-OE,** 2008. <u>Scénario énergétique de référence</u>, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire.

**EAF – Flipo P.,** 2006. <u>Variation des indices de prix des matières premières, des produits manufacturés, du coût de la construction et des prix de vente du kW (2003-2006), rapport interne.</u>

**EAF – Convert C. et Cayrol J.,** 2005. <u>Etude du prix de revient du kWh en vue d'élaborer une proposition tarifaire</u> pour les petites centrales hydroélectriques autonomes nouvelles, rapport interne.

**Le Gouriérès D.,** 2008. *Les éoliennes : théories, conception et calculs pratiques*, Ed. du Moulin Cadiou, Goudelin, 320 p.

**Litvine D.,** 2009. Note visant à identifier l'effet de seuil observé dans les activités de rénovation des petites centrales hydrauliques en France, EAF.

**OCDE/IEA** (2003), <u>Renewables for power generation – Status and prospects</u>, http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/renewpower 2003.pdf

#### 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 – Pondération détaillée des principaux coûts d'investissement avec indices	17
Tableau 2 – Evolution des principaux coûts de la PHE de 1997 à 2008	21
Tableau 3 - Evolution du coût d'investissement par pondération des principaux postes de coût	22
Tableau 4 – Tarifs de base (c€/kWh) pour chaque contrat (MQ=0,5) et variations entre contrats	23
Tableau 5 - Evolution du coût d'investissement par pondération des principaux postes de coût – Versi	•
Tableau 6 - Données nécessaires au calcul de K dans un contrat H07 signé à l'automne 2008	34
Tableau 7 - Données nécessaires au calcul de K <sub>réel</sub> dans le projet B (contrat H07)	35
Tableau 8 - Données nécessaires au calcul de L dans les cas A et B (contrat H07)	37
Tableau 9 - Comparaison entre la variation du tarif d'achat H07 total et le coût d'investissement p centrale (deux projets théoriques)	
Tableau 10 – Evolution du coût d'exploitation depuis 2001 sur la base des indices/index officiels	41
Tableau 11 – Revalorisation approximative à appliquer aux tarifs H07 afin d'amortir l'évolution de production entre janvier 2007 et l'automne 2008 (date de mise en service de la PCH dans l'exemple)	considérée
Figure 1 - Corrélation entre les cours LME et les indices de prix à la production INSEE	18
Figure 2 – Evolution de certains postes de coûts de la PHE (indices base 2003)	20
Figure 3 – Evolution de PPEI, ICHTTS1 et L comparée à celle de certains coûts de la PHE (base 2001)	42
Figure 4 – Divergence entre l'évolution des tarifs finaux (H07) et l'évolution efficiente	44
Figure 5 – Evolution des indices PPEI et ICHTTS1 (base 100 en janvier 1999)	45

Annexe 1 - Structure de l'indice PPEI – Marché français

Identifiant		100	Pondé Moy. Indices pour le mois de						Variati	ions (en	%) sur		
NES	Désignation des regroupements NES	=	-ration	2007	Janv. 2008	Fév. 2008	Mars 2008	Avril 2008	Mai 2008	Juin 2008	un	trois	douze
0001 00	ENSEMBLE (EBEG)	2000	1000	113,6	116,9	117.4	118.0	119,0	120,5	121.3	mois 0.7	mois 2.8	mois 7,3
0002 00	ENSEMBLE HORS ÉNERGIE ET IAA (ECEF)	2000	652	109,3	110,2	110,5	110,8	111,2	111,5	111,9	0,4	1,0	2,4
EB00 00	PRODUITS DES INDUSTRIES	2000	177	115,5	121,7	122,5	123,2	r 123,6	r 124,1	124,2	0,1	0,8	9,1
EB01 00	AGROALIMENTAIRES Viandes et produits à base de viande	2000	45	109.5	111.7	111.3	r 112.9	113.1	r 114.4	115.0	0.5	1.9	5.8
EB02 00	Produits laitiers et glaces	2000	32	105,1	115,2	115,2	115,1	115,4	r 115,3	114,8	-0,4	-0,3	10,6
EB03 00 EB04 00	Boissons	2000	26 19	115,6 121.9	119,9	121,5 141.6	122,2 141,4	121,8	121,6 r 144.2	121,6	0,0 -0.3	-0,5 1,6	5,8 23,5
EB05 00	Céréales transf. et aliments pour animaux Produits des industries alimentaires diverses	2000	49	117,2	139,6 121,4	122,8	123,6	142,9 r 124,3	r 124,7	143,7 125,0	0,3	1,0	23,5 7,8
EB06 00	Tabac manufacturé	12-00	6	181,2	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0	0,0	0,0	5,7
EC00 00	BIENS DE CONSOMMATION	2000	135	100,8	101,0	100,8	100,8	100,6	100,6	100,6	0,0	-0,2	0,4
EC10 00 EC11 00	HABILLEMENT, CUIR  Articles d'habillement et fourrures	01-01 01-01	21 16	98,8 93,4	98,9 93.0	98,3 92,5	97,9 92.8	97,5 r 92.4	r 98,0 r 91.9	98,4 92.3	0,4 0,4	0,5 -0,5	2,3 -0,9
EC12 00	Cuirs, articles de voyage, chaussures	2000	5	111,3	111,4	110,7	110,2	109,8	r 110,3	110.8	0,4	0,5	2,2
EC30 00	PRODUITS PHARMACEUTIQUES,	11-02	51	96.4	95,9	96,1	96,4	r 96,0	r 95,8	95,6	-0,2	-0,8	-0,9
EC31 00	DE PARFUMERIE ET D'ENTRETIEN Produits pharmaceutiques	11-02	36	91.3	90.2	90.3	90.3	89,8	nd	nd	nd	nd	nd
EC32 00	Savons, parfums et produits d'entretien	2000	15	116,2	116,8	117,2	118,1	117,9	nd	nd	nd	nd	nd
EC40 00	ÉQUIPEMENT DU FOYER	2000	37	105,5	107,0	107,0	107,1	107,0	r 106,9	106,5	-0,4	-0,6	1,4
EC41 00	Fabrication de meubles	2000	19	107,4	108,9	109,0	109,1	109,3	r 109,5	109,3	-0,2	0,2	2,0
EC42 00 EC43 00	Bijoux, instruments de musique Articles de sport, jeux et produits divers	2000 2000	3 6	132,6 113,8	142,4 114,9	143,5 114,2	145,5 115,6	142,7 115,3	r 142,1 r 115,4	139,6 114,2	-1,8 -1,0	-4,1 -1,2	7,6 1,6
EC44 00	Appareils domestiques	2000	4	95,6	96,8	97,4	98,0	97,7	r 97,2	97,5	0,3	-0,5	1,6
ED00 00	PRODUITS DE L'INDUSTRIE AUTOMOBILE	2000	95	107,4	107,9	107,7	г 107,9	107,8	r 107,8	107,9	0,1	0,0	0,6
ED01 00 ED02 00	Produits de la construction automobile	2000 2000	65 30	111,5 98,4	112,3 98,3	112,2 97,8	112,4 97,9	112,3 98,0	r 112,3 98,1	112,4	0,1 -0,2	0,0 0,0	0,9 -0,5
EE00 00	Equipements pour automobiles BIENS D'ÉQUIPEMENT	2000	127	105,5	106,6	106,5	106,6	107,0	r 107,4	97,9 107,9	0,5	1,2	-U,5 2,5
EE10 00	BATEAUX, AVIONS, TRAINS, MOTOS dont :	2000	12.	100,0	100,0	100,0	100,0	101,0	,.	107,0	0,0	.,_	2,0
EE14 00	Cycles, motocycles, mat. de transp. n.c.a.	12-01	2	104,9	106,1	105,9	105,8	r 105,8	r 106,0	106,4	0,4	0,6	1,5
EE20 00	INDUSTRIES DES ÉQUIPEMENTS MÉCANIQUES	2000	78	112,6	114,5	114,6	114,6	115,2	116,0	116,7	0,6	1,8	3,9
EE22 00	Réservoirs, chaudières, produits de la chaudronnerie	2000	15	113,8	115,7	115,1	115,0	116,0	r 116,9	118,1	1,0	2,7	4,1
EE23 00	Équipements mécaniques	2000	10	111,4	112,4	113,1	112,8	113,1	113,0	113,4	0,4	0,5	1,6
EE24 00	Machines d'usage général	2000	20	109,1	110,9	111,6	111,5	111,5	r 111,9	112,3	0,4	0,7	3,1
EE25 00 EE26 00	Machines agricoles Machines outils	2000 2000	7	123,3 104,8	124,9 108.3	125,7 107,8	126,3 104,5	127,6 r 105,9	128,1 r 106,4	130,2 nd	1,6 nd	3,1 nd	5,6 nd
EE30 00	ÉQUIPEMENTS ÉLECTRIQUES, ÉLECTRONIQUES	2000		104,0	100,0	101,0	104,5	1 100,0	1 100,4	liu.	lia lia	TIG.	110
	dont:	2000	_	440.4	424.4	440.5	404.0	- 422.0	- 400 4	400.0			4.5
EE32 00 EE33 00	Moteurs, génératrices et transf. électriques Appar. émission, transmission son image	2000 11-02	5 17	118,1 85,9	121,1 84,5	119,5 84,5	121,9 84,5	r 123,0 84,4	r 122,1 r 84,5	123,2 84,9	0,9 0,5	1,1 0,5	4,5 -1,3
EE34 00	Matériel médicochirurgical et d'orthopédie	2000	6	96,4	96,1	96,1	94,8	r 95,0	r 95,2	94,5	-0,7	-0,3	-0,6
EF00 00	BIENS INTERMÉDIAIRES	2000	295	115,3	116,7	117,6	118,1	118,8	r 119,4	120,0	0,5	1,6	3,7
EF10 00 EF12 00	PRODUITS MINÉRAUX	2000 2000	40 8	122,1	126,7	127,4	127,4	127,7	r 127,9	127,7	-0,2	0,2	4,4
EF12 00 EF13 00	Produits divers des industries extractives Verre et articles en verre	2000	8	132,6 109,5	140,7 114,3	141,6 115,1	141,0 114,6	141,5 115,0	r 141,7 r 115,6	141,5 nd	-0,1 nd	0,4 nd	6,7 nd
EF14 00	Produits céramiques et matériaux de	2000	24	122,6	125,8	126,5	r 126,7	127,0	127,0	126,8	-0,2	0,1	3,3
EF20 00	construction		19	101.0							0.3	0.3	
EF20 00 EF21 00	PRODUITS DE L'INDUSTRIE TEXTILE Produits filés, tissés ou ennoblis	2000 2000	19	100.0	101,3 100.4	101,2 100,3	101,0 99.7	101,1 99,5	101,0 r 98,9	101,3 99,3	0,3	-0,4	0,6 0,0
EF22 00	Articles et produits textiles	07-02	8	99,1	99,5	99,7	99,6	100,0	100,0	100,5	0,5	0,9	1,5
EF23 00	Étoffes et articles à maille	2000	3	96,6	96,7	95,3	96,2	96,5	97,3	97,4	0,1	1,2	0,7
EF30 00 EF31 00	PRODUITS EN BOIS, PAPIER OU CARTON Produits du travail du bois	2000 2000	41 17	107,8 112.2	110,6 114.5	110,7 114.5	110,7 114.7	110,4 114,3	110,2 114,2	110,1 114,3	-0,1 0.1	-0,5 -0.3	2,0 1,5
EF32 00	Pâte à papier, papiers et cartons	2000	8	95,0	97,0	97,0	96,5	95,9	r 95,0	93,9	-1,2	-0,3	-1,6
EF33 00	Articles en papier ou en carton	2000	16	109,1	112,8	113,1	113,1	113,0	113,1	113,2	0,1	0,1	4,0
EF40 00	PRODUITS CHIMIQUES, EN CAOUTCHOUC OU EN PLASTIQUE	2000	84	116,3	118,4	119,6	r 120,4	121,2	121,7	122,6	0,7	1,8	5,2
EF41 00	Produits de la chimie minérale	2000	8	123,3	135,3	141,1	147,1	153,2	159,2	162,1	1,8	10,2	32,5
EF42 00	Produits de la chimie organique	2000	19	145,1	148,4	150,3	151,4	151,4	r 150,6	152,9	1,5	1,0	4,4
EF43 00 EF44 00	Produits de la parachimie Fibres artificielles ou synthétiques	2000 2000	18 0	108,7 106,3	110,2 104,9	111,0 106,1	110,9 105,1	111,5 104,6	111,8 104,3	112,2 104,9	0,4 0,6	1,2 -0,2	3,4 -1,2
EF45 00	Produits en caoutchouc	2000	8	102,6	101,7	101,8	101,7	r 101,6	r 102,1	104,9	0,0	0,5	-1,1
EF46 00	Produits en matières plastiques	2000	32	105,1	105,2	105,6	r 105,6	105,9	r 105,9	106,0	0,1	0,4	0,9
EF50 00	MÉTAUX OU PRODUITS MÉTALLIQUES Produits de la sidérurgie	2000	79	123,6	122,4	124,0	124,9	r 126,3	r 128,0	129,3	1,0	3,5	3,6
EF51 00	et de la 1 <sup>ère</sup> transformation de l'acier	2000	14	156,3	153,6	158,1	160,9	168,4	r 176,6	183,8	4,1	14,2	14,6
EF52 00	Métaux non ferreux	2000	9	154,4	142,8	148,6	152,0	r 151,0 r 114.2	r 149,1	145,9	-2,1	-4,0	-8,0
EF53 00 EF54 00	Pièces de fonderie Services industriels du travail des métaux	2000 06-00	6 33	114,8 107,7	114,7 108,6	113,9 108,7	113,8 108,7	r 114,2 109,0	r 116,5 109,2	117,6 109,5	0,9 0,3	3,3 0,7	2,3 1,7
EF55 00	Produits métalliques	2000	18	116,2	117,1	117,8	117,9	118,3	r 119,3	120,2	0,8	2,0	3,3
EF60 00	COMPOSANTS ÉLECTRIQ. ET ÉLECTRONIQUES	2000	32	102,2	102,6	102,1	102,6	r 104,0	r 103,6	103,8	0,2	1,2	1,6
EF61 00 EF62 00	Matériel électrique Composants électroniques	2000 2000	25 8	113,6 66,0	114,0 66,3	113,4 66,3	114,1 66,1	r 115,9 66,2	r 115,5 65,8	115,8 65,8	0,3 0,0	1,5 -0,5	2,0 -0,6
EG00 00	PRODUITS ÉNERGÉTIQUES	2000	171	128,1	137,4	138,4	140,6	144,2	151,5	154,7	2,1	10,0	22,0
EG10 00	Combustibles et carburants	2000	84	134,1	147,0	149,1	153,4	159,3	175,2	181,6	3,7	18,4	35,2
EG20 00	Eau, gaz, électricité	2000	87	122,3	128,1	128,2	128,2	129,7	128,7	128,7	0,0	0,4	7,6
EG21 00	Électricité, gaz, chaleur	2000	76	123,1	129,7	129,7	129,7	131,3	130,1	130,1	0,0	0,3	8,3

<u>Source</u>: INSEE (2009), Informations rapides – Série « principaux indicateurs », n°216 (juillet)

r : révisé / nd : non disponible

### Annexe 2 -

### Structure et composition des index INSEE utilisés

Index	Salaires + charges	Matériaux	Matériel	Transport	Energie	Frais Divers
Index général tous travaux (TP01)	44%	22%	18%	4%	6%	6%
Ouvrages d'art en site terrestre, fluvial, ou maritime (TP02)	55%	20%	18%	1%	3%	3%
Réseaux d'électrification avec fournitures (TP12)	51%	18%	15%	6%	3%	7%
Charpentes et ouvrages d'art métalliques (TP13)	45%	34%	6%	2%	3%	10%
Tous corps d'état (BT01)	43%	32%	4%	3%	3%	15%
Maçonnerie et canalisations en béton (BT03)	55%	23%	7%	2%	2%	11%
Ossature, ouvrages en béton armé (BT06)	47%	28%	8%	3%	1%	13%
Honoraires d'Ingénierie (missions ingénierie et architecture)   ING	70% indice Syntec	30% Produits et services divers D			-	-

 $Cf.\ http://www.btp.equipement.gouv.fr/rubrique.php 3?id\_rubrique=49$ 

TP01 - Index général tous travaux

Code	Désignation	%
850145	Sables et graviers d'alluvion	9%
859860	Barres crénelées pour béton armé	3%
850374	Bitume et braies	2%
0854569-0854570	Ciments CPA + CPJ	6%
850316	Pièces de fonderie en fonte	2%
641311	Fioul domestique	4%
641310	Gazole	2%
0850520-0850528	Matériel	18%
FD	Frais divers	6%
TR	Transport	4%
SC	Salaire et charges	44%

TP02 - Ouvrages d'Art en site terrestre, maritime et fluvial

Code	Désignation	%
850145	Sables et graviers d'alluvion	5%
859860	Barres crénelées pour béton armé	5%
0854569-0854570	Ciments CPA + CPJ	7%
85985	Profilés en aciers non alliés	3%
850113	Electricité basse tension	1%
641310	Gazole	2%
0850520-0850528	Matériel	18%
FD	Frais divers	3%
TR	Transport	1%
SC	Salaire et charges	55%

BT01 - Tous corps d'état

Désignation	%
Couvertures	1
Aciers	6
Bois	1
Carreaux céramiques	1
Plaques de plâtre	1
Fournitures électriques	1
Peinture, tenture	1
Revêtements sols	1
Etanchéité	1
Miroiterie	1
Climatisation	1
Isolants	2
Plomberie sanitaire	2
Chauffage	2
Agrégats	4
Ciments	6
Salaires et charges	43
Matériel	4
Transport	3
Energie	3
Frais Divers	15

BT03 - Maçonnerie-blocs et briques

P/:	0.4
Désignation	%
Aciers	3
Blocs et hourdis	6
Plancher Poutrelle hourdis béton	4
Béton Prêt à l'emploi	10
Salaires et charges	55
Matériel	7
Transport	2
Energie	2
Frais Divers	11

TP12 - Réseaux d'électrification

Code	Désignation	%
854572	Aluminium brut	10%
859860	Barres crénelées pour béton armé	1%
0854569-0854570	Ciments	6%
859861	Poutrelle en acier non allié de qualité	1%
850113	Electricité basse tension	1%
641310	Gazole	2%
0850520-0850528	Matériel	15%
FD	Frais divers	7%
TR	Transport	6%
SC	Salaire et charges	51%

TP13 - Charpentes et ouvrages d'art métalliques

Code	Désignation	%
8598613	Poutrelle en acier non allié de qualité	18%
859862	Tôles quarto en aciers non alliés de qualité	16%
641310	Gazole	3%
0850520-0850528	Matériel	6%
FD	Frais divers	10%
TR	Transport	2%
SC	Salaire et charges	45%

BT06 - Ossature, ouvrages en béton armé

Désignation	%
Aciers	7
Blocs et hourdis	3
Prédalle	7
Béton Prêt à l'emploi	11
Salaires et charges	47
Matériel	8
Transport	3
Energie	1
Frais Divers	13

Annexe 3 – Coûts collectés auprès d'un cabinet d'étude spécialisé<sup>73</sup>

DESIGNATION	Unité	2003	2006	Variation 2003/2006	2008	Variation 2006/2008
		P.U. HT €	P.U. HT €	%	P.U. HT €	%
1. TERRASSEMENTS						
Réalisation batardeau	m <sup>3</sup>	10,00	14,00	0,400	25,00	0,786
Enlèvement du batardeau	m <sup>3</sup>	9,50	13,00	0,368	24,00	0,846
Fourniture et mise en place d'enrochements	m <sup>3</sup>	50,00	60,00	0,200	70,00	0,167
Déblais en terrain meuble grande masse	m <sup>3</sup>	6,00	11,00	0,833	22,00	1,000
Déblais en terrain rocheux ou marne	m <sup>3</sup>	10,00	20,00	1,000	31,00	0,550
Déblais en tranchées	m <sup>3</sup>	13,00	28,00	1,154	28,00	0,000
Démolition génie civil	m <sup>3</sup>	105,00	150,00	0,429	200,00	0,333
Préparation de fond de fouille	m <sup>2</sup>	3,00	5,00	0,667	7,00	0,400
Réalisation de micro pieux	U	1 050,00	1 500,00	0,429	2 000,00	0,333
	1	•	moyenne	60,9%		49,1%
2. CONDUITES FORCEES						
Conduite forcée Æ <1 000 (non posée)	kg	0,85	1,17	0,376	2,20	0,880
Conduite forcée Æ >1 000 (non posée)	kg	1,00	1,40	0,400	2,50	0,786
	•		moyenne	38,8%		83,3%
3. GENIE CIVIL						
BETONS						
Béton de propreté	m <sup>3</sup>	105,00	185,00	0,762	200,00	0,081
Béton pour radier et bêches	m <sup>3</sup>	110,00	230,00	1,091	230,00	0,000
Béton pour murs	m <sup>3</sup>	140,00	220,00	0,571	240,00	0,091
Béton pour dalles	m <sup>3</sup>	140,00	230,00	0,643	250,00	0,087
Béton 2ème phase	m <sup>3</sup>	140,00	215,00	0,536	230,00	0,070
Béton pour poutres	m <sup>3</sup>	150,00	240,00	0,600	260,00	0,083
Béton pour cône et poutre arrondie	m <sup>3</sup>	160,00	240,00	0,500	280,00	0,167
Béton pour plancher chambre d'eau y compris poutres en sous œuvre et dalle oblique	m <sup>3</sup>	145,00	230,00	0,586	250,00	0,087
Béton pour les renforts de voiles chambre d'eau	m <sup>3</sup>	140,00	215,00	0,536	230,00	0,070
Rampe en gros béton	m <sup>3</sup>	135,00	200,00	0,481	210,00	0,050
	•		moyenne	63,06%		7,85%
ACIERS						
Armatures HA pour radiers, voiles dalles	kg	1,60	3,10	0,938	4,00	0,290
Armatures HA pour cône et poutre arrondie	kg	1,80	3,30	0,833	4,20	0,273
Armatures HA pour plancher chambre d'eau y compris poutres en sous œuvre et dalle oblique	kg	1,60	3,10	0,938	4,00	0,290
position of data continue	I	1	moyenne	90,28%		28,45%

<sup>73</sup> Cabinet Beteru (www.beteru.free.fr)

<sup>- 58 -</sup>

### **COFFRAGES**

Coffrage droit pour murs	m <sup>2</sup>	29,00	60,00	1,069	99,00	0,650
Coffrage courbe pour têtes des murs	m <sup>2</sup>	50,00	90,00	0,800	120,00	0,333
Coffrage pour parties courbes 2ème phase	m <sup>2</sup>	36,00	90,00	1,500	130,00	0,444
Coffrage pour dalle et poutres	m <sup>2</sup>	45,00	70,00	0,556	99,00	0,414
Coffrage cône	U	20 000,00	30 000,00	0,500	40 000,00	0,333
Coffrage courbe murs de l'entrée et chambre d'eau	m <sup>2</sup>	47,00	60,00	0,277	110,00	0,833
Coffrage droit pour plancher, poteaux et poutres	m <sup>2</sup>	45,00	55,00	0,222	99,00	0,800
Coffrage courbe pour béquet	m <sup>2</sup>	50,00	90,00	0,800	120,00	0,333

moyenne 71,54% 51,78%

### 4. TURBINES

·	I.	1	moyenne	36,47%		58,11%
Turbine Kaplan - 2 800 kW - diam 4 400	1	183 000	238 000	0,301	-	
	1	160 000	216 000	0,350	390 000,00	0,806
Turbine Kaplan - Q = 23 m3/s - H = 3,40 m	1	112 000	151 200	0,350	-	
Turbine Pelton - 800 kW - diam 613 Q = 0,45 m3/s - H = 200 m	1	173 000	242 000	0,399	273 000,00	0,128
Turbine Kaplan - 430 kW - diam 2 600 Q = 21,5 m3/s - H = 2,3 m simple réglage	1	160 000	228 000	0,425	-	
Turbine Kaplan - 482 kW - diam 1 400 Q = 8 m3/s - H = 7,0 m simple réglage	1	100 000	135 000	0,350	300 000,00	1,222
Turbine Kaplan - 1 700 kW - diam 3 600 Q = 52 m3/s - H = 3,80 m simple réglage	1	208 000	280 800	0,350	436 000,00	0,553
Turbine Kaplan - 430 kW - diam 2 800 Q = 25 m3/s - H = 2,0 m double réglage	1	244 000	340 000	0,393	407 000,00	0,197

**5. ALTERNATEUR** 

			moyenne	35,86%		42,81%
Alternateur - P = 14 000 kW	1	60 000	82 000	0,367	-	
Alternateur - P = 650 kW - 750 tr/mn	1	40 000	55 000	0,375	70 000,00	0,273
Alternateur - P = 600 kW - 750 tr/mn	1	37 000	50 000	0,351	60 000,00	0,200
Alternateur - P = 750 kW - 750 tr/mn	1	40 000	56 000	0,400	73 000,00	0,304
Alternateur - P = 950 kW - 750 tr/mn	1	44 500	57 850	0,300	112 000,00	0,936

6. MULTIPLICATEUR

Multiplicateur - P = 500 kW VP123 VS75	1	62 000	80 600	0,300	92 000,00	0,141
Multiplicateur - P = 1 800 kW	1	170 000	340 000	1,000	390 000,00	0,147
Multiplicateur - P 2 700 kW 70 / 750 Tr/mn - Poids = 32 T	1	350 000	455 000	0,300	550 000,00	0,209
Multiplicateur - 700 et 900 123 / 750 - 142 / 750	1	50 000	85 000	0,700	105 000,00	0,235

moyenne 57,50% 18,31%

Annexe 4 -

### Evolution des indices propres aux coûts d'exploitation

Libellés des indices et index <sup>a</sup>	Code INSEE & INSEE indices pro	Indice en janv 07 <sup>β</sup>	Indice fin 08 <sup>n</sup>	Variation 01/07	Variation 07/08
Outillage	PVIC2862000000M	112,2	99,2	12,2%	-0,8%
Matériel électrique <sup>a</sup>	PVISEF61000000M	112,8	101,9	12,8%	1,9%
Matériels pour le brasage et le soudage	PVIC2940180000M	112,5	110,2	12,2%	12,8%
Machines-outils nca prix d'achat c	PVIC2943500505M	119,6	103,6	19,6%	3,6%
Barème fiscale des indemnités kilométriques <sup>d</sup>		108,6	101,3	8,6%	1,3%
Services de télécommunication	000638902	94,4	99,6	-5,6%	-0,4%
Exploitation de véhicules industriels – Activité route avec conducteur et carburant <sup>b</sup>	PVIC2710341203M	118,5	109,6	18,5%	9,6%
Microordinateurs à performance équivalente	PVIC3002010000M	38,4	83,6	-61,6%	-16,4%
Mobilier bureau	PVIC3612080000M	109,4	101,4	9,4%	1,4%
Expertise comptable	PVIC7412010000T	121,8	101,7	21,8%	1,7%
Taxe professionnelle <sup>e</sup>		113,7	103,4	13,7%	3,4%
Taxes foncières <sup>e</sup>		114,7	103,4	14,7%	3,4%
Assurances - Ensemble	000639122	117,4	101,3	17,4%	1,3%

Les indices sélectionnés sont soit des indices de prix à la production (production française dans l'industrie - marché français) soit des indices de prix à la consommation (ensemble des ménages – France métropolitaine).

 $<sup>^{\</sup>beta}$  Indices en janvier 2007 (base 100 en 2001).

 $<sup>^{\</sup>mu}$  Derniers indices fournis en 2008 (base 100 en janvier 2007)

<sup>&</sup>lt;sup>a</sup> Indice produit à partir d'avril 2002, mais fourni en base 100 en 2000.

<sup>&</sup>lt;sup>b</sup> Indice produit sous forme trimestrielle.

<sup>&</sup>lt;sup>c</sup> Indice produit depuis mai 2005 (base 100 en mai 2005).

d Indice calculé à partir des données du site http://doc.impots.gouv.fr/aida/Apw.fcgi?FILE=Index.html (code 5f3).

Indice calculé à partir du site www.impots.gouv.fr pour 2001/2007 et www.legisfrance.gouv.fr (code général des impôts, article n°1518 bis) pour 2007/2008.

### Annexe 5 -

# 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'amenée 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 6 -

### 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  $1/10^{74}$ . 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.

- 62 -

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	Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis
	Corazón M. SIDDAYAO
96.01.02	Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique :
	l'Aspect International
	Bernard SANCHEZ
96.02.03	R&D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une
	Ressource Non Renouvelable
	Jean-Christophe POUDOU
96.03.04	Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France
	Henri PIATIER
97.01.05	Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?
37702700	Corazón M. SIDDAYAO
97.02.06	Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des
37.0 <b>2.</b> 00	Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»
	François MIRABEL
97.03.07	Pricing Transmission in a Reformed Power Sector: Can U.S. Issues Be Generalized for
37.00.07	Developing Countries
	Corazón M. SIDDAYAO
97.04.08	La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de
37.01.00	Décomposition-Recomposition
	Jacques PERCEBOIS
97.05.09	Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de
37.03.03	l'Exploration Pétrolière
	Evariste NYOUKI
97.06.10	Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire
<i>37</i> .00.10	"Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF
	Jérôme BEZZINA
98.01.11	Substitution entre Capital, Travail et Produits Energétiques : Tentative d'application
<b>70.01.11</b>	dans un cadre international
	Bachir EL MURR
98.02.12	L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des
7010_11_	Biocarburants
	Alain MATHIEU
98.03.13	Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de
	Manœuvre de l'État Régulateur
	Agnès d'ARTIGUES
99.09.14	La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni
,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	Laurent DAVID
99.11.15	L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques
33122120	Jacques PERCEBOIS
99.12.16	Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau
JJ.12.10	Alain MATHIEU
00.05.17	Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers
00.00.17	au réseau
	Laurent DAVID et François MIRABEL
00.09.18	Corporate Realignments in the Natural Gas Industry: Does the North American
00.09.10	Experience Foretell the Future for the European Union?
	Ian RUTLEDGE et Philip WRIGHT
00.10.19	La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle
00.10.13	Marie-Laure GUILLERMINET
	Mark-Laure Goldlenviiner

\_

 $<sup>^{\</sup>ast}$  L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

01.01.20	The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research
	policies and industrial strategies
	Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
01.02.21	Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité: la fixation des charges d'accès
	Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID
01.06.22	Les comportements de fraude fiscale : le face-à-face contribuables – Administration fiscale
	Cécile Bazart
01.06.23	La complexité du processus institutionnel de décision fiscale : causes et conséquences Cécile BAZART
01.09.24	Droits de l'homme et justice sociale. Une mise en perspective des apports de John Rawls
02103122	et d'Amartya Sen
	David KOLACINSKI
01.10.25	Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production
	d'électricité d'origine solaire photovoltaïque
	Pierre TAILLANT
02.01.26	Harmonisation fiscale et politiques monétaires au sein d'une intégration économique
	Bachir EL MURR
02.06.27	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
	Christian PONCET
02.06.28	Efforts d'innovations technologiques dans l'oligopole minier
	Jean-Christophe POUDOU
02.06.29	Why are technological spillovers spatially bounded? A market orientated approach
	Edmond BARANES et Jean-Philippe TROPEANO
02.07.30	Will broadband lead to a more competitive access market?
00.05.04	Edmond BARANES et Yves GASSOT
02.07.31	De l'échange entre salaire et liberté chez Adam Smith au « salaire équitable » d'Akerlof
02.07.32	David KOLACINSKI Intégration du marché Nord-Américain de l'énergie
02.07.32	Alain LAPOINTE
02.07.33	Funding for Universal Service Obligations in Electricity Sector : the case of green power
02.07.33	development
	Pascal FAVARD, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
02.09.34	Démocratie, croissance et répartition des libertés entre riches et pauvres
02.03.01	David KOLACINSKI
02.09.35	La décision d'investissement et son financement dans un environnement institutionnel
	en mutation : le cas d'un équipement électronucléaire
	Marie-Laure GUILLERMINET
02.09.36	Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic
	optimum : the case of natural gas
	Laurent DAVID et Jacques PERCEBOIS
03.10.37	Competition And Mergers In Networks With Call Externalities
	Edmond BARANES et Laurent FLOCHEL
03.10.38	Mining and Incentive Concession Contracts
	Nguyen Mahn HUNG, Jean-Christophe POUDOU et Lionel THOMAS
03.11.39	Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne
	Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.40	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
	Jacques PERCEBOIS
03.11.41	Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: the Electricity Case
	François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
00.44.40	Stockage et Concurrence dans le secteur gazier
03.11.42	Stockage et Concarrence aans te secteur gazier

03.11.43	Cross Hedging and Liquidity: A Note Benoît SEVI
04.01.44	The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures
0 10 10 1	Markets and Basis risk
	Benoît SEVI
04.05.45	Competition in health care markets and vertical restraints
	Edmond BARANES et David BARDEY
04.06.46	La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence
0 110 0 1 1 0	Imparfaite
	Olivier ROUSSE
04.07.47	Funding Universal Service Obligations with an Essential Facility: Charges vs. Taxes
01107117	and subsidies, Charles MADET, Michel ROLAND, François MIRABEL et Jean-
	Christophe POUDOU
04.07.48	Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique,
	Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.08.49	Horizontal Mergers In Internet
	Edmond BARANES et Thomas CORTADE
04.10.50	La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?
	Jacques PERCEBOIS
04.10.51	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
	Olivier ROUSSE
04.11.52	Consequences of electricity restructuring on the environment: A survey
	Benoît SEVI
04.12.53	On the Exact Minimum Variance Hedge of an Uncertain Quantity with Flexibility
	Benoît SEVI
05.01.54	Les biocarburants face aux objectifs et aux contraintes des politiques énergétiques et
	agricoles
0E 04 EE	Alain MATHIEU
05.01.55	Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen
OF 04 F6	Vincent GIRAULT
05.04.56	L'approvisionnement gazier sur un marche oligopolistique : une analyse par la théorie économique
	Vincent GIRAULT
05.04.57	Les péages urbains pour une meilleure organisation des déplacements
03.01.37	François MIRABEL
05.04.58	Les biocombustibles en France : des produits fatals aux cultures dédiées
03.01.30	Alain MATHIEU
05.07.59	Dérégulation et R&D dans le secteur énergétique européen
	Olivier GROSSE, Benoît SEVI
05.09.60	Strategies of an incumbent constrained to supply entrants: the case of European gas
03.07.00	release program
	Cédric CLASTRES et Laurent DAVID
06.01.61	Hydroélectricité : des mini-centrales aux barrages pharaoniques
	Alain MATHIEU
06.02.62	L'internalisation de la congestion urbaine avec les instruments tarifaires :Acceptabilité
- · · · — • • •	et Décision
	Mathias REYMOND
06.02.63	Banking behavior under uncertainty: Evidence from the US Sulfur Dioxide Emissions
	Allowance Trading Program
060051	Olivier ROUSSE et Benoît SEVI
06.03.64	Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les
	risques énergétiques Jacques PERCEROIS
06.05.65	Jacques PERCEBOIS  Energies Renouvelables et Economie Solidaire
00.03.03	Alain MATHIEU
	And THATTHEE

06.10.66	Ventes Liées et Concurrence sur les Marchés Energétiques Marion PODESTA
07.01.67	Universal Service Obligations: The Role of Subsidization Schemes and the Consequences
0.10210.	of Accounting Separation
	François MIRABEL, Jean-Christophe POUDOU et Michel ROLAND
07.01.68	Concentration des Marchés et Comportements Collusifs : des Conflits entre HHI et
07102100	Seuils de Collusion
	Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
07.03.69	Certificats noirs, verts et blancs : Effets croisés et impacts potentiels dans les marchés de
07.03.09	l'électricité ?
	Jacques PERCEBOIS
07.06.70	Les vertus environnementales et économiques de la participation des citoyens au marché
07.00.70	de permis d'émission
	Olivier ROUSSE
07.06.71	Les biocarburants : d'une génération à l'autre
37.0007.1	Alain MATHIEU
08.01.72	Les concessions de distribution d'énergie électrique en France se justifient-elles encore
	aujourd'hui ?
	Henri COURIVAUD
08.02.73	Capital budgeting with an efficient yield-based method: the real rate of return technique
	Olivier ROUSSE
08.03.74	Strategic aspects of bundling
	Marion PODESTA
08.03.75	Should the regulator allow citizens to participate in tradable permits markets?
	Olivier ROUSSE
08.04.76	Optimal nonlinear pricing, bundling commodities and contingent services
	Marion PODESTA et Jean-Christophe POUDOU
08.09.77	Volatility transmission and volatility impulse response functions in European electricity
	forward markets
00 00 70	Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
08.09.78	Accroissement de la capacité de transport électrique : investissement stratégique ? Renaud MENARD
08.12.79	On the non-convergence of energy intensities: evidence from a pair-wise econometric
00.12.79	approach
	Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
09.01.80	Minimum Operating Level Investissement dans le réseau électrique : une conciliation
02.01.00	difficile
	Renaud MENARD
09.02.81	Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie
	économique nous aide t-elle à comprendre les évolutions ?
	Jacques PERCEBOIS
09.02.82	Cooperation among liquefied natural gas suppliers: is rationalization the sole objective?
	Olivier MASSOL et Stéphane TCHUNG-MING
09.04.83	Investissement dans le réseau électrique : un moyen de lutte efficace contre les pouvoirs
	de marché des producteurs ?
	Renaud MENARD
09.05.84	On the realized volatility of the ECX CO <sub>2</sub> emissions 2008 futures contract: distribution,
	dynamics and forecasting
00.05.05	Julien CHEVALLIER et Benoît SEVI
09.07.85	Options introduction and volatility in the EU ETS
00.00.00	Julien CHEVALLIER, Yannick LE PEN et Benoît SEVI
09.09.86	Cost function for the natural gas transmission industry: further considerations
10.07.97	Olivier MASSOL
10.07.87	La participation volontaire des citoyens sur le marché européen des permis d'émission
	de $CO_2$ : une évaluation contingente élargie à la psychologie environnementale Dorian LITVINE
	Domail Eri YiiVE

11.02.88 Les tarifs d'achat stimulent-ils la production d'électricite 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