

Cadre de soutien Hydro, 10/07/2014

Possibilité d'un taux d'octroi 'bonifié' et mise en œuvre des nouvelles mesures relatives à la gestion des CVs

Introduction

Depuis la mise en place du soutien à l'hydro-électricité en 2003, le cadre économique a évolué de la manière suivante

- Le CV était vendu à 85€/CV il y a quelques années. Aujourd'hui son prix s'est effondré (à 65€ voire moins), impactant les unités en exploitation mais également la rentabilité de nouveaux projets ;
- L'électricité était vendue/valorisée à près de 50 à 55€/MWh entre 2003 et 2008. Aujourd'hui le producteur hydro en recevra de l'ordre de 40 à 45€/MWh. Ce qui constitue jusqu'à ~25% de recettes en moins sur l'électricité ;
- En matière de contraintes environnementales, celles-ci sont de plus en plus élevées d'une part et ne sont pas clairement établies d'autre part. Elles constituent par conséquent une importante source d'incertitude, grevant d'autant les coûts de développement, les coûts d'investissement et les charges opérationnelles ;
- Recrudescence de taxes et surcharges diverses (la redevance pour la Cwape, tarifs d'injection...);
- Le niveau de soutien n'était pas adapté à tous les types de projets (fonction de la taille et de la hauteur de chute). Une aide à l'investissement était par conséquent indispensable pour les projets en général de plus petite taille. Avant le dernier changement des aides UDE mi 2013, le traitement se faisait au cas par cas et l'aide se situait entre 25% et 40% du montant de l'investissement, avec une moyenne de 30%. Depuis 2013 cette aide est plafonnée à 20% compromettant la viabilité économique de la plupart des nouveaux projets. Ce taux devrait être ré-évalué et revu à la hausse pour les projets de petite taille.

Le coût de production des centrales hydro-électriques varie de manière substantielle en raison des paramètres suivants :

- Coût des passes-à-poissons (contrainte réglementaire) : celles-ci ne sont pas imposées dans tous les cas (il n'existe pas de conditions sectorielles précisant le cadre). Leur coût varie de manière importante entre projets et peut difficilement être estimé au préalable ;
- Coût d'exploitation réglementaire : évacuation des déchets retirés des cours d'eau, mise en conformité des installations pour respecter la faune piscicole ;
- Importance de la chute d'eau et des contraintes en matière de génie civil ;

Ces paramètres sont très variables et compromettent le calcul d'un niveau de soutien considéré comme moyen pour l'ensemble de la filière. Il apparaît par conséquent opportun de maintenir la combinaison d'un mécanisme de soutien à la production et d'aide à l'investissement afin de répondre au mieux aux caractéristiques de chaque projet.

Le cadre réglementaire¹ prévoit que le Taux de rentabilité Interne des projets hydro soit de 7%. Un tel niveau de rentabilité n'est envisageable pour les investisseurs privés qu'à condition que le cadre d'investissement soit effectivement sécurisé. Or **le cadre général est de plus en plus instable et imprévisible.**

¹ Annexe 7 « Niveaux de rentabilité de référence par filière et sous-filières de l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 avril 2014 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et l'arrêté du Gouvernement wallon du 20 février 2014 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération

Paramètres économiques

1/ Paramètres communs à toutes les catégories

Élément	Secteur	Remarques
Période d'exploitation (durée de vie) Durée d'amortissement	35 ans ² 15 ans	
Prix électricité et inflation Prix CVs	45€ / MWh – 15% (balancing) = 38€/MWh (valeur 2013 à actualiser) + 2% inflation 65€ pdt 15 ans (sans actualisation)	Le prix de l'électricité est à la baisse, ce montant est donc susceptible d'évoluer. La VEA prend 14,3% pour les effets d'équilibrage.
OPEX	3 à 4% + 2,25% (inflation)	
CAPEX Repowering	Voir point suivant par catégorie Pas de distinction entre nouveau projet et repowering (voir infra)	
Intérêts intercalaires entre premier paiement et Mise en service Échéance de paiement des CVs et de l'électricité (besoin en fonds de roulement) Démantèlement	18 mois @5% d'emprunt et pour 40% du capex global Non Traité NA	
Production Perte de performance	4.000 h NA	Intégré dans l'O&M
Impôts des sociétés Déductibilité fiscale pour investissement économiseur d'énergie équivalent Réduction d'impôts sur les intérêts	Post-tax @ 29,99% (ISOC-notionnels) NA NA	

² Un permis d'environnement est octroyé pour 20 ans, cette durée nécessite par conséquent au minimum 2 permis. Il est primordial de veiller à ce qu'un deuxième permis ne compromette pas l'équilibre financier établi sur 35 ans

2/ Break down des CAPEX

	<10kW		10kW<P<100kW		100kW<P<1MW		P>1MW hauteur de chute <~25mètres		P>1MW hauteur de chute >~25mètres	
	%	€/kW	%	€/kW	%	€/kW	%	€/kW	%	€/kW
Projet HYDRO CAPEX										
Frais d'études	4%	360	4%	300	4%	160	4%	130	4%	80
Frais de développement (EIE)										
Frais de gestion du projet - prestations										
Frais de notaire										
Frais bancaires intercalaires	3%	270	3%	225	3%	120	3%	98	3%	60
Turbine	20%	1.800	20%	1.500	20%	800	21%	683	67%	1.340
automate (et programmation)	15%	1.350	15%	1.125	15%	600	14%	455	10%	200
Infrastructure électrique (câblage, connexion)	17%	1.530	17%	1.275	17%	680	17%	553	5%	100
Infrastructure GC (fondation, grutage, accès, ...)	37%	3.330	37%	2.775	37%	1.480	40%	1.300	10%	200
Achat terrain,	2%	180	2%	150	2%	80		0		0
Divers	2%	180	2%	150	2%	80	1%	33	1%	20
	100%	9.000	100%	7.500	100%	4.000	100%	3.250	100%	2.000
PàP (et études)		NC		NC		NC		NC		NC
Infra traitement déchets		NC		NC		NC		NC		NC
Productible (heures/an)		4.000		4.000		4.000		4.000		4.000

REMARQUES :

- les coûts d'investissement sont très variables d'un projet à l'autre, les données reprises dans les tableaux doivent donc être utilisées avec toutes les précautions d'usage. Il s'agit de données indicatives ne tenant pas compte de manière exhaustive des surcharges réglementaires ;
- les paramètres économiques des installations de P>1MW ne concernent que du repowering. À priori aucun nouveau projet n'est envisageable en Wallonie, le cas échéant il conviendrait alors de revoir ces paramètres économiques

3/ Break down des OPEX

	<10kW		10kW<P<100kW		100kW<P<1MW		P>1MW hauteur de chute <~25mètres		P>1MW hauteur de chute >~25mètres	
	%	€/kW/an	%	€/kW	%	€/kW	%	€/kW	%	€/kW
Projet HYDRO OPEX										
O&M	50%	180	50%	150	50%	80	50%	49	50%	40
Reparation										
Location terrain		0		0		0		0		0
Assurances	10%	36	10%	30	10%	16	10%	10	10%	8
Gestion (compta & co)	25%	90	25%	75	25%	40	25%	24	25%	20
comptabilité										
gestion et administration										
structure juridique										
Taxes diverses GRD & co	4%	14	4%	12	4%	6	4%	4	4%	3
tarif d'injection										
Consommable et autres	3%	11	3%	9	3%	5	3%	3	3%	2
consommation d'énergie										
marketing et communication										
téléphone et transmission										
		360		300		160		97,5		80
		4,0%		4,0%		4,0%		3,0%		4,0%
	€/MWh	90,0		75,0		40,0		24,4		20,0

Observations relatives aux OPEX :

- Les opex 'industriels et économiques' oscillent entre 20 et 90€/MWh. Pour les projets de petite taille dont les opex dépassent largement le prix de revente de l'électricité, il conviendra de promouvoir l'autoconsommation (ces projets n'auront de sens sur le plan économique que moyennant un taux d'autoconsommation élevé)
- Ces valeurs sont indicatives. Les opex sont effectivement composés d'une partie fixe, d'une partie proportionnelle au capex et d'une partie proportionnelle au productible ;
- Les frais opérationnels sont variables d'un projet à l'autre, les données reprises dans les tableaux doivent donc être utilisées à titre indicatif. Il s'agit de données indicatives ne tenant pas compte des surcharges réglementaires,

telles le monitoring environnemental, la gestion de la qualité de l'eau. Par ailleurs ces surcharges sont actuellement imposées au cas par cas, créant des distorsions entre projets. Un cadre clair devrait être instauré ;

4/ Coûts réglementaires additionnels

Toutes ces contraintes réglementaires constituent un obstacle majeur à la réalisation de ce type d'investissement

Les coûts et charges susceptibles de peser sur les business plans des investisseurs sont repris ci-dessous :

- Passe à poisson
- Infrastructure de collecte et de gestion des déchets
- Monitoring environnemental (comptage des poissons, de la qualité de l'eau, de la perturbation sur le milieu,...)
- Contrôle et gestion de la qualité de l'eau

Ces différents coûts, qui dépassent le strict cadre de la production d'énergie, doivent être pris considérés comme additionnels et être pris en charge, en tout ou en partie par le gouvernement.

Volume de CVs pour les nouveaux projets & repowering

1/ Situation actuelle

Au 31/12/2012, 89³ centrales hydrauliques étaient opérationnelles en Wallonie, représentant une puissance installée de ~111MW. Ce parc hydraulique a produit ~308GWh (contre 188GWh en 2011), générant ~153.619 CVS (contre 187.780 en 2011), pour un taux d'octroi moyen de l'ordre de 0,499.

2/ Extraits de l'arrêté 'balises'

Les dispositions de l'arrêté 'balises' du 03/04/2014 prévoient

- Art 4 « 5° une estimation du nombre de certificats verts auxquels le projet pourrait prétendre. Pour les projets consistant à la remise à niveau d'une installation existante (repowering ou retrofit), une estimation du nombre de certificats verts additionnels par rapport au volume de certificats verts octroyés sous le régime avant remise à niveau est adressée. Pour déterminer le volume de certificats verts octroyés sous le régime avant remise à niveau, le producteur se base sur la moyenne annuelle du volume de certificats verts octroyés durant les 3 dernières années de fonctionnement. »
- Art 4 « En cas de baisse du volume de certificats verts octroyés aux installations existantes, due à l'arrêt définitif d'une ou de plusieurs installations constaté par la CWaPE, l'Administration peut procéder à l'ajout du volume de certificats verts correspondant aux enveloppes par filière visée à l'alinéa 8. En aucun cas, cet ajout ne peut avoir pour effet d'engendrer une hausse du volume de certificats verts supérieure à la somme de 3,5 millions de certificats verts et de l'enveloppe globale visée à l'annexe 6. La répartition de ce volume entre filières s'effectue au prorata des enveloppes de certificats additionnels visées à l'annexe 8. »
- Annexe 8 : enveloppes de CVs pour les nouveaux projets en hydro s'élèvent à
 - 13.350 en 2014 ;
 - 20.000 en 2015 ;
 - 20.000 en 2016 ;

3/ Repowering

La plupart des projets hydro susceptibles de subir un 'repowering' bénéficient actuellement d'un taux d'octroi de 0,25. Un repowering à productible équivalent signifie donc que de l'ordre de 75% du volume de CVs doit être 'pris' sur les enveloppes initialement prévues pour les nouveaux projets. À titre d'illustration, un projet tel que Heid-de-Goreux représenterait environ 12.875 CVs additionnels par an, déduction faite du volume actuellement octroyé. Un

³ Dont 33 de puissance inférieure à 10kW

tel volume pour un seul projet absorbe de l'ordre de 65% de l'enveloppe d'une seule année. Ce qui compromet de manière considérable le développement de réels nouveaux projets, de relativement petite taille.

Il apparaît nécessaire d'établir la liste claire des projets susceptibles de subir un repowering, reprenant

- le volume de CVs actuel et projeté
- la date de fin d'octroi (au régime actuel)
- la possibilité pour ces unités de continuer à produire sans repowering (et pour combien de temps)

Ce n'est qu'en ayant une visibilité effective sur les projets concrets qu'il sera possible de préciser les volumes accessibles à de nouveaux projets. Le cas échéant les volumes des enveloppes devront être revus à la hausse.

Gestion des enveloppes

1/ Prise de connaissance du taux d'octroi 'majoré'

La connaissance définitive du taux d'octroi n'a lieu que lors de l'introduction du dossier de réservation du volume de CVs, à savoir très en aval d'un projet. Or, un porteur de projet doit, le plus en amont possible, connaître ce taux d'octroi, sans quoi il lui est difficile d'engager des frais de développement (étude d'incidence, prise d'eau, étude de projet, étude de raccordement,...).

Les porteurs de projet peuvent à priori se satisfaire de la mise à disposition de l'outil utilisé par la CWaPE et l'administration pour déterminer ce taux d'octroi. Si l'outil (la méthodologie) est validé et accessible via le site internet, il est possible pour un développeur de simuler son taux d'octroi le plus en amont de son projet.

Afin de s'assurer de la validité de l'outil, il apparaît pertinent de prévoir la production d'un document de synthèse officiel reprenant l'ensemble des paramètres introduits en entrée et le résultat sous forme de taux d'octroi. Ce document sera opposable lors de la fixation réelle du taux d'octroi.

2/ Contenu du dossier de réservation

Pour la demande de réservation des CVs, le dossier doit être muni

- du permis unique exécutoire OU
- de la notification émanant de la sofico (et/ou l'administration dans le cas de domaine privé pour modification de cours d'eau) octroyant le droit de sol au demandeur (pièce permettant de juger du caractère sérieux et plausible. Cette notification est amplement suffisante et démontre un engagement déjà fort avancé dans le développement d'un projet)

Lien à l'évolution du prix de l'électricité

Le secteur comprend la volonté du gouvernement de vouloir créer un lien avec l'évolution du prix de l'électricité lorsqu'une centrale hydro-électrique injecte dans le réseau l'entièreté de sa production. Cependant il convient également de veiller à ne pas trop complexifier le système. Le secteur recommande de ne pas appliquer ce lien pour les projets en autoconsommation.

Il est demandé que la formule soit clairement établie, et que les résultats de l'observatoire soient officiellement publiés.