

DDT ARDENNES



POTENTIEL HYDROELECTRIQUE D'OUVRAGES EXISTANTS DANS LES ARDENNES

Etude de faisabilité du site
de Monthermé

Rapport 09F-140 – RP03
Révision : 00
AVRIL 2010



SOMMAIRE

1 . INTRODUCTION.....	1
1.1	CONTEXTE DE L'ETUDE 1
1.2	PRESENTATION GENERALE DU SITE 2
1.3	METHODOLOGIE GENERALE 3
2 . DONNEES HYDROLOGIQUES	4
2.1	METHODOLOGIE..... 4
2.2	DEBITS DU COURS D'EAU AU DROIT DE L'AMENAGEMENT..... 4
3 . CHUTE BRUTE DISPONIBLE.....	6
4 . CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES	7
4.1	DEBIT RESERVE 7
4.2	CLASSEMENT DU COURS D'EAU 7
4.3	IMPACTS DE L'AMENAGEMENT 7
5 . CHOIX DES SCENARII ETUDIES	9
5.1	CONDITIONS DU SITE 9
5.1.1	Configuration du site..... 9
5.1.2	Chute disponible..... 9
5.1.3	Débit d'équipement..... 9
6 . CALCUL DU PRODUCTIBLE	11
6.1	DEBIT D'EQUIPEMENT.....11
6.2	POTENTIEL BRUT DU SITE.....11
6.2.1	Notion de puissance maximum brute.....11
6.2.2	Productible annuel moyen12
7 . DESCRIPTION DES TRAVAUX.....	13
7.1	TRAVAUX COMMUNS AUX DEUX SCENARII13
7.1.1	Barrage13
7.1.2	Passe à poissons13
7.1.3	Retenue.....14
7.2	TRAVAUX INHERENTS A CHACUN DES SCÉNARII14
7.2.1	Scénario 114
7.2.2	Scénario 215
7.3	COUT DE LA RENOVATION17
7.3.1	Scénario 117
7.3.2	Scénario 218
8 . ANALYSE FINANCIERE.....	19
8.1	CALCUL DE LA RECETTE19

8.1.1	Prix de vente de l'électricité	19
8.1.2	Recette brute et nette	19
8.2	CARACTERISTIQUES FINANCIERES DU PROJET	20
8.2.1	Paramètres de l'analyse financière	20
8.2.2	Résultats de l'analyse financière	21
9	CONCLUSION	22
10	ANNEXES	23
	ANNEXE C : ARRETE DU 01 MARS 2007	23

1 INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE DE L'ETUDE

Le pôle « Energies Renouvelables » des Ardennes souhaite augmenter la part de production d'énergie hydroélectrique.

En 2007, suite à la décision du Ministère chargé de l'Industrie et du Ministère de l'écologie et du développement durable de lancer une étude d'évaluation du potentiel hydroélectrique sur chacun des bassins hydrographiques français tels que définis dans le cadre de la directive cadre sur l'eau, les potentiels hydroélectriques des 6 bassins hydrographiques ont été évalués.

Le département des Ardennes est situé sur les bassins Seine-Normandie et Rhin-Meuse. A partir des études réalisées sur ces deux bassins, la DDEA des Ardennes a identifié 5 ouvrages existants non hydroélectriques pour lesquels elle souhaite étudier la possibilité de valorisation de l'énergie hydraulique.

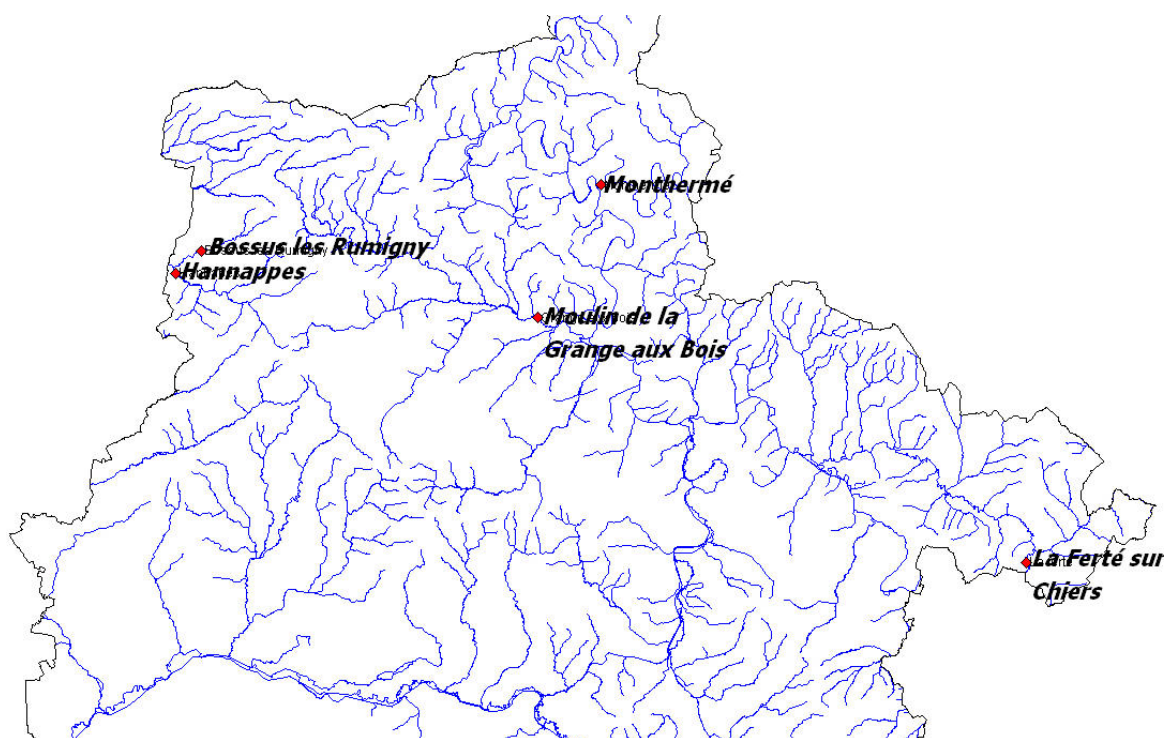


Figure 1 : Localisation des 5 sites étudiés

Une première étude des 5 sites a été confiée à ISL en février 2010. Il apparaissait suite à ce pré-diagnostic que 2 sites parmi les 5 étudiés sont potentiellement intéressants et peuvent faire l'objet d'un étude de faisabilité.

L'objet du présent rapport est de présenter l'étude de pré-faisabilité d'équipement du site de Monthermé.

1.2 PRESENTATION GENERALE DU SITE

Le site est situé sur un bras de la rivière Semoy dans la commune de Monthermé en amont de la confluence avec la Meuse.

L'ouvrage a probablement servi à alimenter la forge Raguet (anciennement verrerie) qui, selon le recensement du patrimoine industriel de la Région Champagne-Ardenne, accueillait une centrale hydroélectrique.



Figure 2 : Vue aérienne du site

L'ouvrage est composé de la rive gauche à la rive droite :

- d'un seuil de longueur 85 m,
- d'un canal de longueur 120 m alimentant la forge Raguet,

Il est supposé, dans la suite de l'étude, que la centrale de l'ancienne verrerie est à l'arrêt car s'écoule dans le canal en rive droite du barrage un débit relativement faible qui semble correspondre à un débit de fuite.

De plus, la recherche de documents entreprise par la DDT Ardennes n'a permis de trouver aucun document relatif à l'ouvrage.

1.3 METHODOLOGIE GENERALE

Ce chapitre détaille la méthodologie suivie pour l'ensemble des étapes constituant une étude préliminaire de faisabilité. De façon générale, la méthodologie respecte l'algorithme ci-dessous.

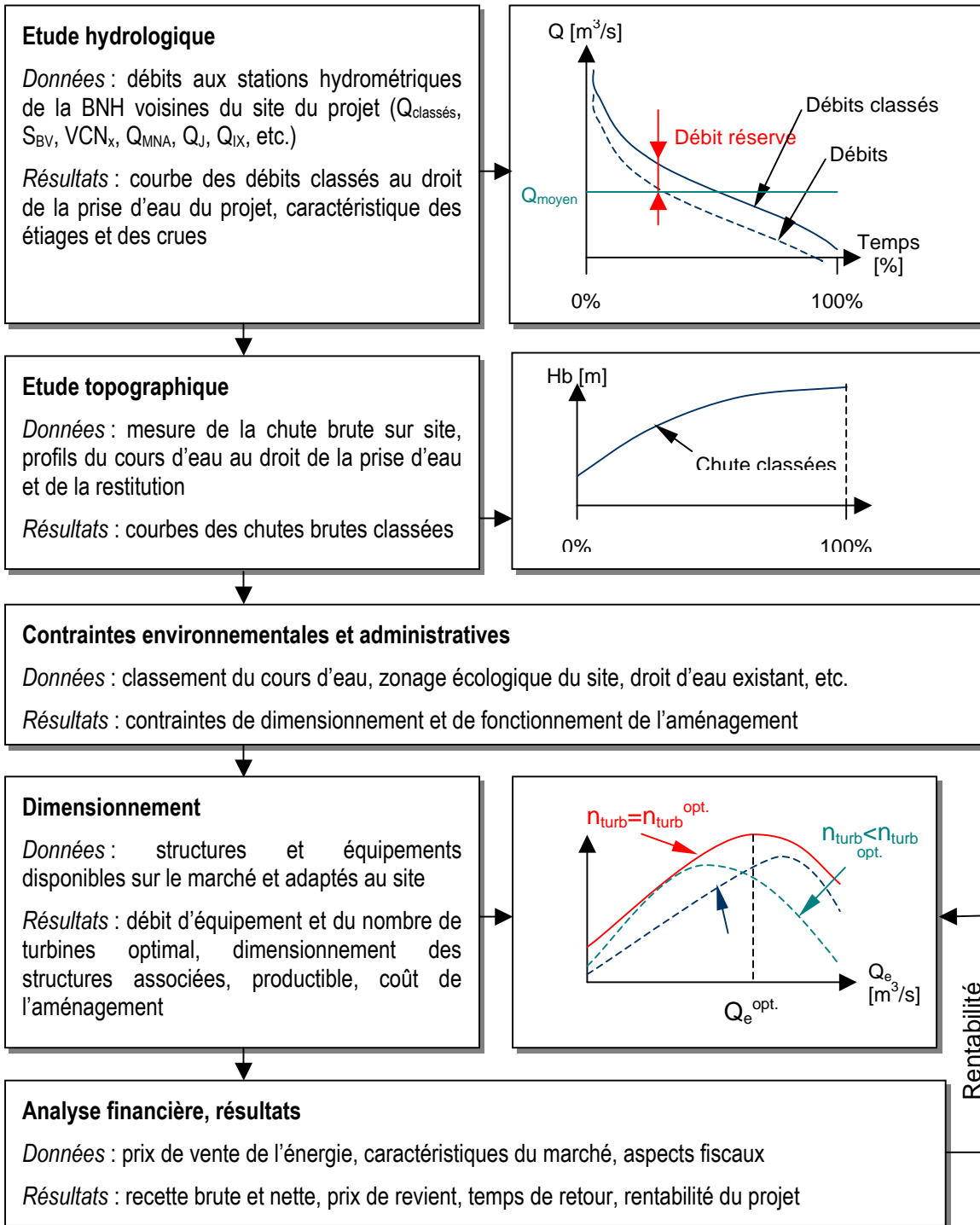


Figure 3 : Méthodologie d'un pré-diagnostic d'une installation hydroélectrique

2 DONNEES HYDROLOGIQUES

2.1 METHODOLOGIE

La DIREN, et dans certains cas EDF, gère les données recueillies auprès de l'ensemble des stations hydrologiques réparties sur le territoire. Ces données, disponibles auprès de la Banque Nationale Hydrologique, permettent de connaître les caractéristiques du cours d'eau au droit de la station : crues, étiages, débits moyens mensuels, courbe des débits classés, etc.

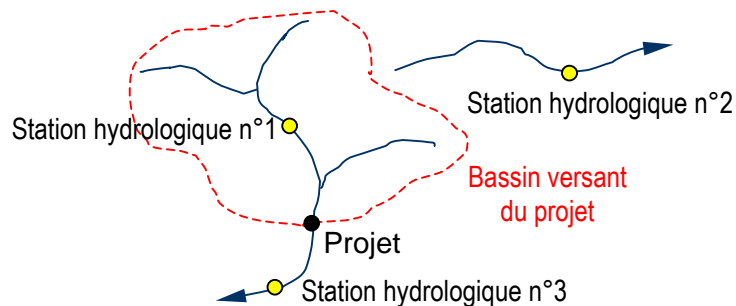


Figure 4 : Représentation schématique d'un bassin versant et des stations hydrologiques disponibles

S'il existe une station hydrologique proche sur le même cours d'eau, il est possible de déterminer directement les caractéristiques hydrologiques au droit de la prise d'eau par homothétie de surface de bassin versant (S_{BV}) :

$$Q(t)_2 = \frac{S_2^{BV}}{S_1^{BV}} Q(t)_1$$

2.2 DEBITS DU COURS D'EAU AU DROIT DE L'AMENAGEMENT

Il existe une seule station hydrométrique mesurant les débits de la Semoy. Elle se trouve à Haulmé à environ 5 km en amont de l'ouvrage (station B6111010).

Le bassin versant de la Semoy au droit de la station est égal à 1 336 km². Il est estimé à 1 342 km² au droit de la séparation en deux bras.

Le tableau ci-dessous donne les principales informations concernant les débits de la Semoy avant la séparation en deux bras 350 m à l'amont de l'ouvrage.

Débit moyen interannuel	29,7 m ³ /s
Débit moyen en été	16,8 m ³ /s
Débit moyen en hiver	48,9 m ³ /s

Tableau 1 : Principales caractéristiques du cours d'eau au droit de la séparation en deux bras

L'ouvrage étant situé sur l'un des deux bras de la Semoy avant la confluence avec la Meuse, les débits au droit du site seront inférieurs à ceux estimés en amont de la séparation.

En l'absence de profils (sections d'écoulement) sur les deux bras, il est difficile d'estimer de manière précise les débits transitant dans chacun des bras.

Le bras principal, sur lequel se trouve le seuil étudié, présente une largeur moyenne d'environ 25 m, soit 62,5% de la largeur de la Semoy avant dérivation. Le second bras, au sud du premier, présente une largeur moyenne inférieure à 15 m, soit environ 37,5% de la largeur de la Semoy avant dérivation.

Au stade de pré-diagnostic, il a été considéré un rapport de 60% entre les débits avant dérivation et les débits au droit du site.

Bien que cette hypothèse soit conservatrice par rapport à l'estimation faite plus haut, il est proposé de retenir cette hypothèse au stade de faisabilité.

Débit moyen interannuel	18,8 m ³ /s
Débit moyen en été	10,1 m ³ /s
Débit moyen en hiver	29,6 m ³ /s

Tableau 2 : Principales caractéristiques du cours d'eau au droit du site

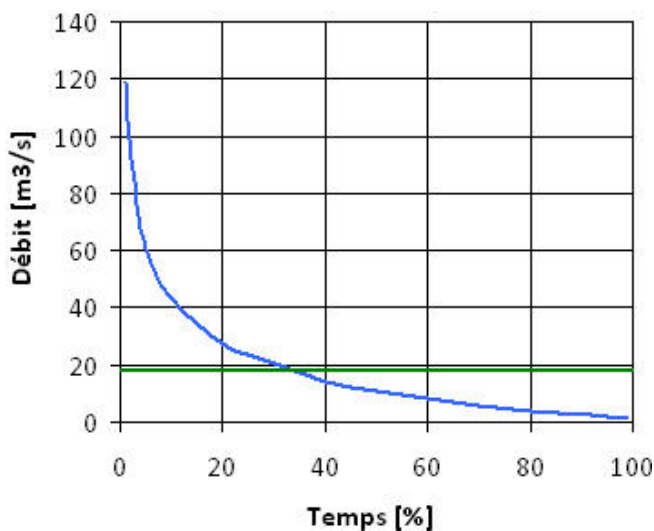


Figure 5 : Courbe des débits classés au droit de la prise d'eau

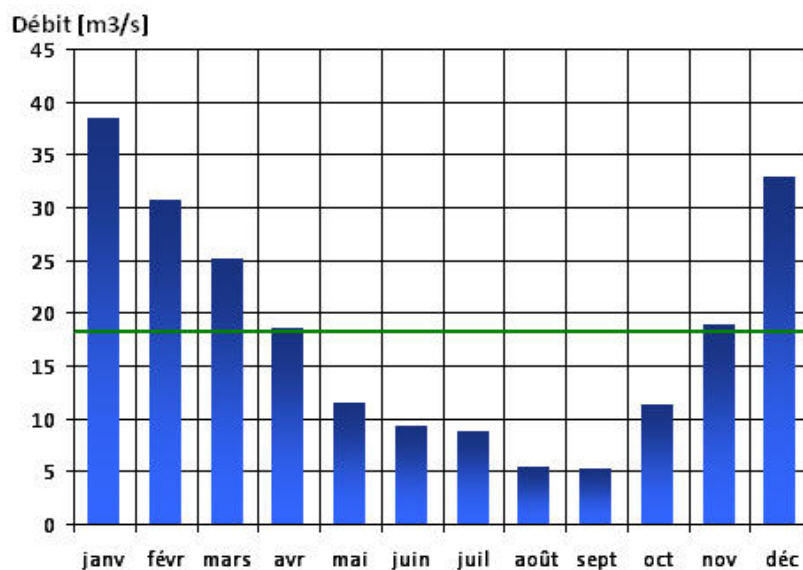


Figure 6 : Débits moyens mensuels au droit de la prise d'eau

3 CHUTE BRUTE DISPONIBLE

Le barrage décrit dans le paragraphe 1.2 présente les caractéristiques suivantes :

- Longueur droite en crête : environ 85 m
- Côte de la crête du barrage : 134,6 NGF

La chute brute maximum prise en compte pour la suite est égale à **1,50 m** correspondant à la différence entre la cote de crête du barrage et le niveau des eaux en aval du moulin en période d'étiage.

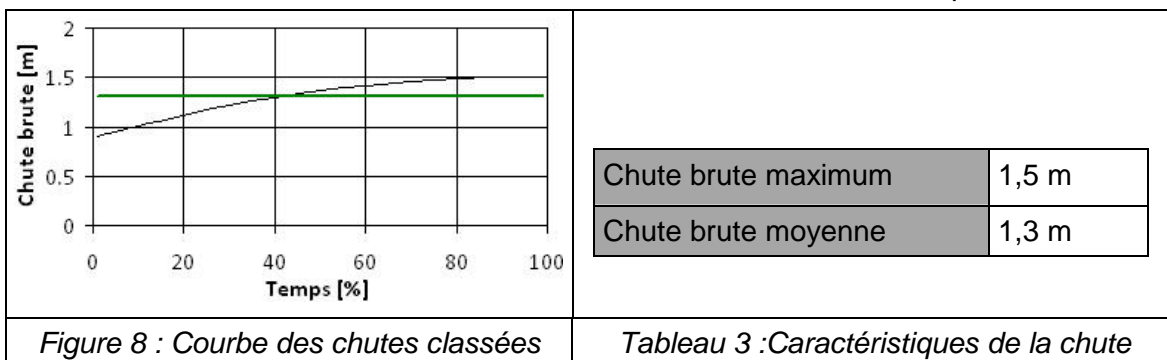


Figure 7 : Photo du barrage

Lors de crues, le niveau des plans d'eau montant plus vite à l'aval qu'à l'amont, la chute brute exploitable peut diminuer pour certains aménagements de basse chute et cette hauteur de chute peut totalement disparaître en cas de forte crue. Au contraire, en période d'étiage elle devient maximum alors que les débits turbinables sont minimums.

Il convient également de noter que la confluence avec la Meuse se trouve à 250 m en aval du site et peut influencer fortement le niveau aval en période de crues.

La figure et le tableau ci-dessous montrent les hypothèses prises en compte dans la suite de l'étude relatives aux variations de la chute en fonction du temps.



4 CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES

Ce chapitre résume les principales contraintes environnementales qui doivent être prises en compte pour le dimensionnement de l'aménagement.

4.1 DEBIT RESERVE

La loi n°84-512 du 29 juin 1984 relative à la pêche en eau douce et à la gestion des ressources agricoles a introduit la notion de débit réservé. Au chapitre II, consacré à la préservation des milieux aquatiques et à la protection du patrimoine piscicole, l'article 410 indique que « tout ouvrage à construire dans le lit d'un cours d'eau doit comporter des dispositifs maintenant dans ce lit un débit minimal garantissant en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces qui peuplent les eaux au moment de l'installation de l'ouvrage ainsi que, le cas échéant, des dispositifs empêchant la pénétration du poisson dans les canaux d'amenée et de fuite. Ce débit minimal ne doit pas être inférieur au dixième du module du cours d'eau au droit de l'ouvrage correspondant au débit moyen interannuel, évalué à partir des informations disponibles portant sur une période minimale de cinq années, ou au débit à l'amont immédiat de l'ouvrage, si celui-ci est inférieur. »

En première analyse le débit réservé est considéré comme étant égal à 10 % du module interannuel (au droit de la prise d'eau), soit environ 1,9 m³/s.

Afin d'éviter d'éventuels conflits d'usage, un débit minimum (environ 1 m³/s) sera maintenu dans le canal d'amenée de la forge.

4.2 CLASSEMENT DU COURS D'EAU

La Semoy dans le département des Ardennes est **classée¹** au titre de l'article L432-6 du code de l'environnement, **il sera prévu la réalisation d'un ouvrage de franchissement.**

La Semoy dans le département des Ardennes **n'est pas réservée²** au titre de l'article 2 de la loi du 16 octobre 1919 (loi sur l'eau), **la construction d'une centrale pourra être envisagée.**

4.3 IMPACTS DE L'AMENAGEMENT

L'analyse des impacts de l'aménagement a pour but de lister les conséquences du projet sur l'environnement. Il s'agit d'évaluer sommairement ces impacts pour dresser une liste des mesures compensatoires à envisager.

D'une manière générale, il est souligné que le fonctionnement de l'aménagement est prévu au **fil de l'eau**. Ceci signifie que le débit des eaux turbinées dépendra directement des apports hydrologiques et qu'**aucun marnage ne sera prévu**,

1 Code de l'environnement (partie législative)

Article L432-6 : Dans les cours d'eau ou parties de cours d'eau et canaux dont la liste est fixée par décret, après avis des conseils généraux rendus dans un délai de six mois, tout ouvrage doit comporter des dispositifs assurant la circulation des poissons migrateurs. L'exploitant de l'ouvrage est tenu d'assurer le fonctionnement et l'entretien de ces dispositifs.

Les ouvrages existants doivent être mis en conformité, sans indemnité, avec les dispositions du présent article dans un délai de cinq ans à compter de la publication d'une liste d'espèces migratrices par bassin ou sous-bassin fixée par le ministre chargé de la pêche en eau douce et, le cas échéant, par le ministre chargé de la mer

Article L432-7 : Le classement des cours d'eau, parties de cours d'eau et canaux intervenu au titre du régime des échelles à poissons antérieurement au 1er janvier 1986 vaut classement au titre du premier alinéa de l'article L. 432-6.

Article L432-8 : Le fait de ne pas respecter les dispositions des articles L. 432-5 et L. 432-6 est puni de 12 000 euros d'amende. ...

2 loi sur l'eau

...

Sur certains cours d'eau ou sections de cours d'eau, et dont la liste sera fixée par décret en Conseil d'Etat, aucune autorisation ou concession ne sera donnée pour des entreprises hydrauliques nouvelles. Pour les entreprises existantes, régulièrement installées à la date de la promulgation de la loi n°80-531 du 15 juillet 1980, ou visées à l'article 27 de ladite loi, une concession ou une autorisation pourra être accordée sous réserve que la hauteur du barrage ne soit pas modifiée.

permettant de conserver une cote minimale du plan d'eau et de ne pas perturber le bief amont.

- Impact sonore des éléments tournants, et notamment des multiplicateurs et des génératrices :

Le site ne se trouve pas à proximité d'habitations.

Des mesures devront toutefois être effectuées afin d'évaluer la situation acoustique du site avant l'implantation des turbines. Elles permettront de déterminer les niveaux sonores à respecter lors du fonctionnement de la microcentrale en accord avec l'arrêté du 23 janvier 1997³.

- Impact de l'aménagement sur la faune piscicole : migration, mortalité au passage des turbines, prise en compte des différentes espèces, etc :

L'impact sur la population piscicole pourra être étudié dans le cadre de l'étude d'impact.

Le cours d'eau étant classé, un ouvrage de franchissement est nécessaire.

- Impact sur le régime d'écoulement de la Semoy

Afin de minimiser l'impact sur l'écoulement, surtout en période d'étiage, un débit réservé devra toujours être restitué en aval immédiat du seuil (cf. §4.1.)

Les débits d'équipement possibles pour le site étudiés dans la suite sont inférieurs au module de la Semoy au droit du barrage.

- Intégration paysagère des structures de l'aménagement :

Les solutions présentées plus bas sont développées de façon à ne pas modifier de façon significative le paysage. Elle permettront de valoriser un potentiel énergétique lié à des structures construites initialement pour la valorisation des débits du cours d'eau.

- Impact de la valorisation de la chute pour la participation à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (ce point est développé ci-après) :

La production d'électricité de source hydraulique permet une réduction importante des émissions de gaz à effet de serre en comparaison d'une production à base de combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon, etc.). Le gain d'émission de gaz à effet de serre pour le site de Monthermé est donné dans le Tableau 4 page 12.

Tous ces éléments seront repris et développés dans l'étude ou la notice d'impact du projet.

³ Arrêté du 23 janvier 1997 relatif à la limitation des bruits émis dans l'environnement par les installations classées pour la protection de l'environnement (JO du 27 mars 1997)

5 CHOIX DES SCENARII ETUDIÉS

5.1 CONDITIONS DU SITE

La figure ci-dessous présente un vue en plan du site actuel.

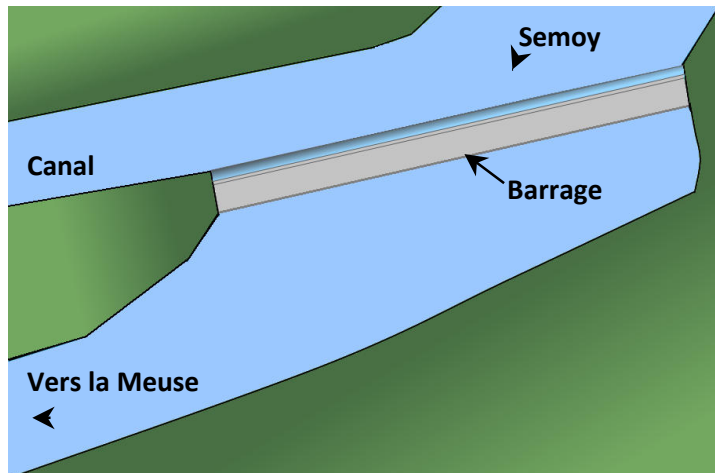


Figure 9 : Représentation schématique du site

5.1.1 CONFIGURATION DU SITE

La configuration actuelle du site rend difficile la construction d'une centrale en rive droite en raison des problèmes d'accès et de l'espace disponible.

Bien que les conditions d'accès en rive gauche soient plus favorables, l'implantation d'une centrale en rive gauche conduirait à empiéter sur le chemin se trouvant à proximité du barrage.

=> Espace réduit en rive droite + Difficulté d'accès à la zone de travaux

5.1.2 CHUTE DISPONIBLE

La chute brute maximum créée par le barrage est de 1,5 m. Cette chute est plus faible en rive gauche.

=> Impossibilité d'exploiter la chute en rive gauche du barrage

Les turbines pouvant fonctionner sous des chutes inférieures à 1,5 m de chute sont rares sur le marché.

=> Utilisation de turbines Kaplan à axe incliné ou de vis hydrodynamiques

5.1.3 DEBIT D'EQUIPEMENT

Le débit d'équipement apparaissant optimum pour le site est de 15 m³/s (disponible 40 % du temps).

L'emprise de la centrale dépendra de la section d'entrée de la centrale qui est fonction du débit turbiné.

=> Dans le cas d'une turbine Kaplan, le débit d'équipement sera limité à 12 m³/s afin de réduire l'emprise de la centrale

Les scénarii qui seront finalement étudiés dans la suite du rapport sont présentés ci-après :

Scénario	Intitulé	Technologie de turbine	Implantation	Construction d'une passe à poissons
1	Construction d'une centrale en rive droite	Kaplan	Rive droite	Oui
2	Mise en place de 3 vis d'Archimède dans le corps du barrage	Vis Hydrodynamique	Rive droite	Oui

6 CALCUL DU PRODUCTIBLE

Le potentiel hydroélectrique de tout site peut être exprimé de deux manières :

- à la fois en terme de puissance installée, puisque celle-ci détermine la capacité instantanée du site à délivrer du courant sur le réseau,
- mais également en terme d'énergie annuellement produite, qui dépend de la puissance installée, mais également de différents paramètres physiques du site tels que l'hydrologie, les contraintes techniques et réglementaires, etc.

6.1 DEBIT D'EQUIPEMENT

Comme discuté dans le paragraphe 5.1.3, les débits d'équipement pris en compte dans la suite de l'étude sont :

Scénario	Débit d'équipement [m ³ /s]
1	12
2	15

Dans le cas du scénario 1, qui prévoit la construction d'une centrale en rive droite, le débit maximum turbiné est limité à 12 m³/s afin de limiter l'emprise de la centrale.

6.2 POTENTIEL BRUT DU SITE

6.2.1 NOTION DE PUISSANCE MAXIMUM BRUTE

Lorsque l'on parle de puissance administrative, par exemple dans les droits d'eau autorisant l'exploitation d'un site, il s'agit de la puissance maximum brute (PMB), définie comme suit :

$$PMB = \rho Q_e g H_b \text{ [kW]}$$

La PMB dépend uniquement des « données naturelles » du site, à savoir la chute brute exploitable H_b et le débit total turbiné Q_e , appelé aussi débit d'équipement. Pour le site de Monthermé, **la Puissance Maximum Brute vaut, pour chacun des scénarii :**

Scénario	H_b	PMB [kW]
1	1,5	176
2	1,5	220

Cette puissance ne prend donc pas en compte les différents phénomènes physiques pouvant engendrer une réduction de la puissance exploitable, tels que :

- les contraintes environnementales (limitation du débit d'équipement et du fonctionnement de la centrale, débit réservé, etc.).
- les limitations, contraintes et pertes dépendantes des structures et des équipements (pertes de charge, adaptation des machines, rendements des équipements, etc.).

Ces contraintes doivent être prises en compte pour estimer le potentiel réel (voir chapitre suivant).

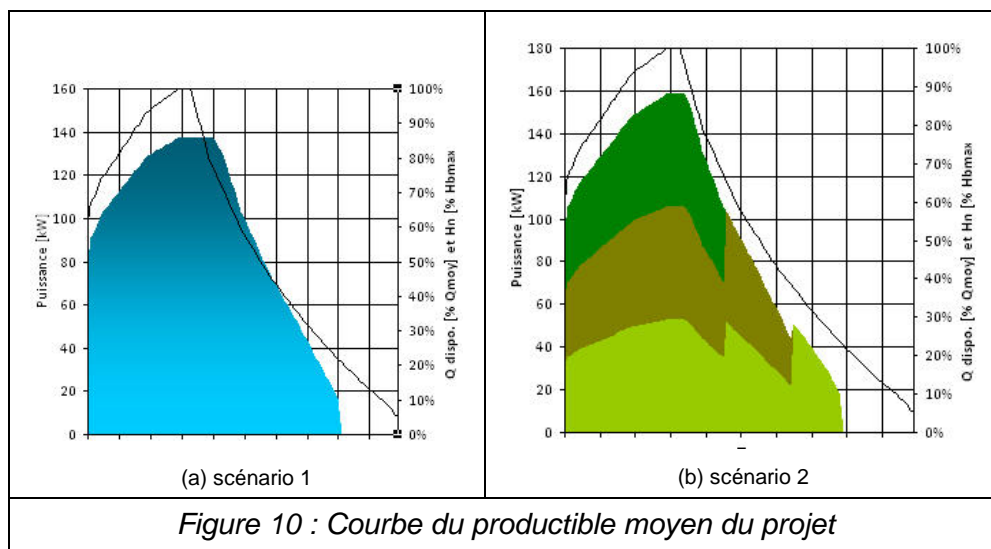
6.2.2 PRODUCTIBLE ANNUEL MOYEN

Le productible annuel moyen est déterminé en tenant compte de l'ensemble des paramètres physiques du site (hydrologie, chute brute exploitable et effacement de la chute), des contraintes environnementales (débit réservé, restriction éventuelle de la production durant certaines périodes de l'année) et des caractéristiques de dimensionnement des structures et des équipements de l'aménagement (pertes de charge, adaptation des machines aux variations de débit et de chute, colline de rendement des turbines, etc.).

Le résultat est présenté sous la forme d'une courbe du productible donnant la puissance produite dans le temps (Figure 10).

	Scénario 1	Scénario 2
Chute brute maximum	1,5 m	
Débit d'équipement	12 m³/s	15 m³/s
Puissance maximum brute (PMB)	176 kW	220 kW
Puissance électrique maxi.	137 kW	159 kW
Productible annuel	650 MWh/an	680 MWh/an
Production estivale - hivernale	46% - 54%	45% - 55%
Coefficient de charge	4 800 h/an	4 300 h/an
Gain d'émission de G.E.S. ⁴	30 tonnes	32 tonnes

Tableau 4 : Puissance et productible du projet



⁴ D'après l'indice EDF (source : <http://www.edf.com/i/accueil-fr/EDF-service-public/blocs/popup-co2.html>). Cet indice vaut en moyenne pour la période janvier 2007 – décembre 2007 47,08 gramme équivalent CO₂ par kilowattheure.

7 DESCRIPTION DES TRAVAUX

7.1 TRAVAUX COMMUNS AUX DEUX SCENARII

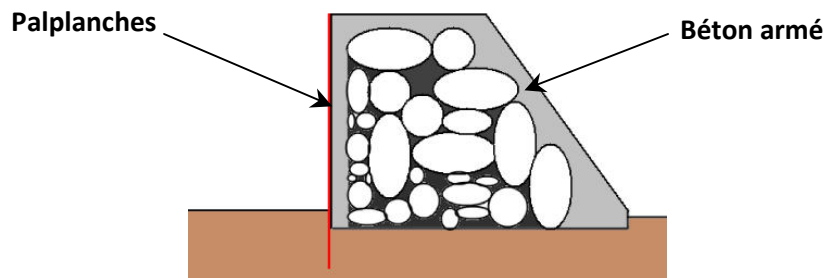
7.1.1 BARRAGE

Le barrage étant fortement endommagé, il est impératif d'envisager sa remise en état avant d'équiper le site.



Figure 11 : Représentation schématique des travaux sur le barrage

Cette remise en état consistera en un renforcement du barrage en béton armé.



Les travaux seront réalisés en deux phases.

La première phase concernera la réhabilitation du barrage en rive gauche.

La seconde phase concernera la réhabilitation du barrage en rive droite et la construction de la centrale et la passe à poissons. Durant cette phase, un batardeau en palplanches sera mis en place autour de la zone de travaux.

Durant cette phase, l'accès à la zone de travaux pourra être assuré par un batardeau en remblai équipé de buses en rive gauche ou par la rive droite du canal existant.

Compte tenu de la nature des travaux à effectuer, une campagne géotechnique sera nécessaire afin de déterminer les caractéristiques et l'état des fondations du barrage.

7.1.2 PASSE A POISSONS

La Semoy est une rivière classée au sens de l'article L432-6 du code de l'environnement, la construction d'une passe à poissons sera prévue. Le dimensionnement de cette passe à poissons devra être réalisé en phase d'avant projet.

La géométrie de la passe à poissons dépend des espèces présentes dans la rivière. Néanmoins, il est supposé à ce stade d'étude que la passe à poissons se compose de cinq bassins et possède les dimensions présentées dans la figure ci-dessous.

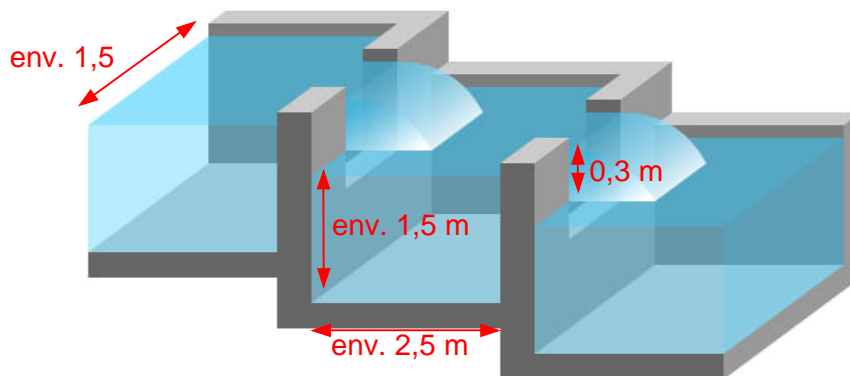


Figure 12 : Coupe schématique de bassins successifs de la passe

Afin d'augmenter l'attractivité de la passe, il est prévu une implantation en rive droite, à proximité de la prise d'eau pour profiter du courant créé par les turbines.

7.1.3 RETENUE

Des opérations de curage devront être prévues sur la retenue afin de restituer sa capacité hydraulique fortement diminuée par la présence de vases.

Le fond de la retenue se trouve à moins de 50 cm de profondeur par endroits.

Ces travaux pourront être engagés lors de replis des batardeaux.

7.2 TRAVAUX INHERENTS A CHACUN DES SCÉNARI

7.2.1 SCENARIO 1

Le scénario 1 prévoit la mise en place de deux turbines Kaplan en siphon (axe incliné) en rive droite.

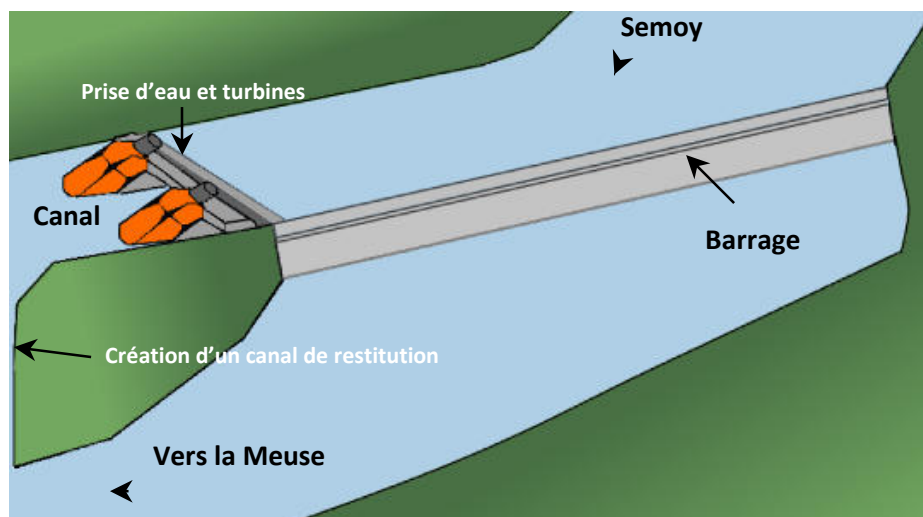


Figure 13 : Représentation schématique de la centrale en rive droite

Les turbines installées seront identiques et d'un diamètre approximatif de 1,1 m. Les dimensions d'emprise de la centrale sont estimées à 8 m en largeur et 15 m en longueur.

Les armoires électriques, les systèmes contrôle commande et les dispositifs de protection et de comptage seront entreposés à l'intérieur d'un bâtiment qui sera construit en rive droite du barrage ou sur la parcelle 171 située au Nord du barrage.

Il est supposé que la puissance produite pourra être évacuée en basse tension. Par conséquent, les cellules MT et le transformateur ne seront pas pris en compte dans l'estimation de l'investissement.

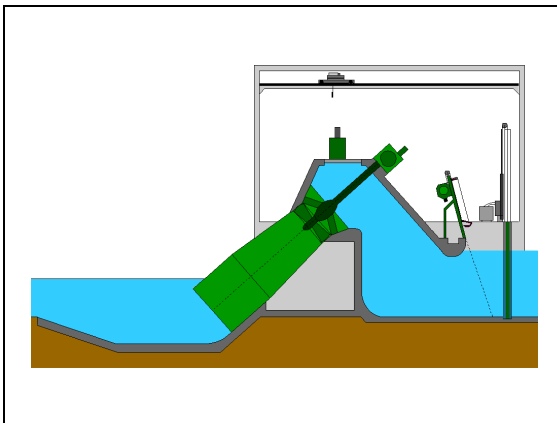


Figure 14 : Coupe schématique d'une turbine Kaplan inclinée en Siphon



Figure 15 : Photo montrant 3 groupes Kaplan inclinés de puissance 180 kW

7.2.2 SCENARIO 2

Il s'agit d'une vis d'Archimède entraînée par le passage de l'eau. Ses dimensions sont estimées à environ 3 m de diamètre pour une longueur d'environ 4 m. Cet équipement est généralement installé avec une inclinaison allant de 20 à 30°.

D'après la configuration du site, une installation comportant 3 vis de ce type peut être envisagée.

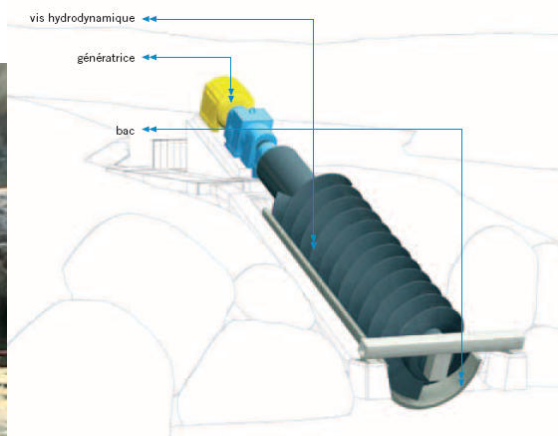


Figure 16 : Représentation de la vis hydrodynamique (source Ritz-Atro)

Cette solution est illustrée sur la figure ci-dessous.

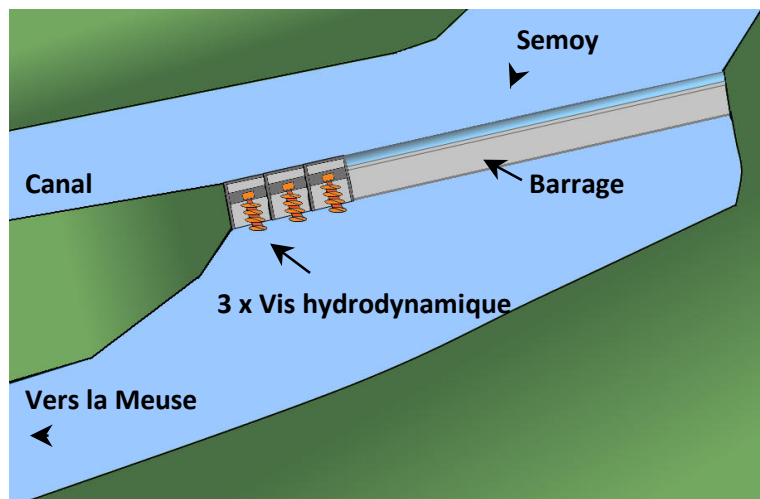


Figure 17 : Représentation schématique du scénario 2 – vue de dessus

Pour réaliser les ouvrages qui accueilleront les vis hydrodynamiques, il sera nécessaire de travailler à sec et de démolir une section du barrage sur une longueur d'environ 18 m. Pour cela un batardeau sera construit en amont. Il sera constitué de remblai en terre et recouvert d'un géotextile pour éviter tout départ de fines. Son arase devra être suffisamment haute pour éviter tout risque de submersion pendant les travaux.

Les radier et les bajoyers permettant le maintien de la vis hydrodynamique seront construits simultanément en béton armé.

Des vannes de décharge seront installées sur chaque structure et des grilles seront installés en amont de chaque vis.

Enfin une coursive permettra d'accéder à chaque structure pour les opérations de maintenance. Son plancher devra être implanté au niveau de la cote de crue centennale.

Les locaux abritant les armoires électriques seront installé sur la dalle supérieure des supports des vis. Ces locaux seront en maçonnerie et auront une surface cumulée d'environ 20 m².

7.3 COUT DE LA RENOVATION

Les coûts des travaux décrits au chapitre précédent sont listés dans les tableaux ci-dessous, pour chacun des scénarios étudiés.

7.3.1 SCENARIO 1

Désignation	Unité	Quantité	P.U.	Total
Général				
Installations de chantier	ft	1	100 000 €	100 k€
Batardeau RD	ft	1	50 000 €	50 k€
Batardeau RG	ft	1	20 000 €	20 k€
Sous total				170 k€
Barrage				
Palplanches	m2	200	130 €	26 k€
Excavations	m3	350	15 €	5 k€
Démolition soignée	ft	1	20 000 €	20 k€
Béton armé	m3	200	550 €	110 k€
Sous total				161 k€
Prise d'eau + radier groupes				
Mur déviation barrage	ft	1	10 000 €	10 k€
Béton armé	m3	90	550 €	50 k€
Passé à poissons	ft	1	15 000 €	15 k€
Sous total				75 k€
Bâtiment usine				
Construction	ft	1	45 000 €	45 k€
Finitions (chemins de câbles, peintures, menuiseries)	ft	1	10 000 €	10 k€
Sous total				55 k€
Equipements / raccords				
Grilles et dégrilleur	ft	1	35 000 €	35 k€
Groupes	kW	137	1 300 €	178 k€
Équipements électriques BT	kW	137	800 €	110 k€
Raccordement	ft	1	20 000 €	20 k€
Sous total				343 k€
Total Génie civil			553 k€	
Total Equipements			377 k€	
Ingénierie			90 k€	
Total HT			1 020 k€	
Total TTC			1 220 k€	

Tableau 5 : Coûts des travaux du scénario 1

Ces coûts tiennent compte d'aléas de 20 % sur le génie civil et de 10 % sur l'électromécanique.

7.3.2 SCENARIO 2

Désignation	Unité	Quantité	P.U.	Total
Général				
Installations de chantier	ft	1	150 000 €	150 k€
Batardeau RD	ft	1	60 000 €	60 k€
Batardeau RG	ft	1	20 000 €	20 k€
Sous total				230 k€
Barrage				
Palplanches	m2	200	130 €	26 k€
Excavations	m3	350	15 €	5 k€
Démolition soignée	ft	1	20 000 €	20 k€
Béton armé	m3	250	550 €	138 k€
Sous total				189 k€
Structures				
Fouilles des structures en béton armé	ft	1	5 000 €	5 k€
Béton Armé	m ³	100	500 €	50 k€
Divers (toitures, serrureries, profilés)	ft	1	10 000 €	10 k€
Passes à poissons	ft	1	15 000 €	15 k€
Sous total				80 k€
Equipements / raccords				
Grilles et dégrilleur	ft	1	35 000 €	35 k€
Equipements électromécaniques	ft	3	185 000 €	555 k€
Raccordement	ft	1	25 000 €	25 k€
Sous total				615 k€
Total Génie civil		599 k€		
Total Equipements		677 k€		
Ingénierie		150 k€		
Total HT		1 425 k€		
Total TTC		1 704 k€		

Tableau 6 : Coûts des travaux du scénario 2

Ces coûts tiennent compte d'aléas de 20 % sur le génie civil et de 10 % sur l'électromécanique.

8 ANALYSE FINANCIERE

8.1 CALCUL DE LA RECETTE

8.1.1 PRIX DE VENTE DE L'ELECTRICITE

L'arrêté du 01 mars 2007 fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les nouvelles installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1^{er} article du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 (en l'occurrence, pour les installations utilisant l'énergie hydraulique, la puissance installée doit être inférieure ou égale à 12 MW). Le contrat est signé pour une durée de 20 ans.

Les coûts d'investissement liés aux scénarii étudiés étant supérieurs à 1000 €/kW, le projet sera considéré mis en service après le 01 mars 2007 et les tarifs fixés par l'arrêté du 01 mars 2007 pourront donc être appliqués (cf. tableau 9 en annexe).

8.1.2 RECETTE BRUTE ET NETTE

La **recette brute** est déterminée à partir de la production moyenne annuelle (chapitre 6.2.2) et du prix de vente de l'énergie (chapitre 8.1.1), y compris l'éventuelle prime de majoration permise par une certaine régularité de la production pendant les mois de décembre, janvier et février.

La **recette nette** est calculée à l'aide de la relation suivante :

$$\begin{aligned} \text{Recette nette [€/an]} &= \text{Energie vendue [kWh/an]} \\ &\quad \times \text{Prix de vente [€/kWh]} \\ &\quad \times \text{Taux de disponibilité des machines [-]} \\ &\quad - \text{Frais de fonctionnement [€/an]}. \end{aligned}$$

Les calculs montrent qu'un **tarif à quatre composantes est plus avantageux** pour le site du Moulin de Cour. Les recettes brute et nette, calculées sur la base des tarifs de vente de l'énergie (tarifs de l'annexe 1 de l'arrêté du 01 mars 2007, applicables aux nouvelles installations) sont les suivantes.

	Scénario 1	Scénario 2
Prix de vente moyen annuel	11.08 c€/kWh	11.15 c€/kWh
Dont prime de régularité en hiver	0.84 c€/kWh	0.84 c€/kWh
Recette brute	73 000 €	76 000 €
Recette nette	66 000 €	69 000 €

Tableau 7 : Recette de l'aménagement

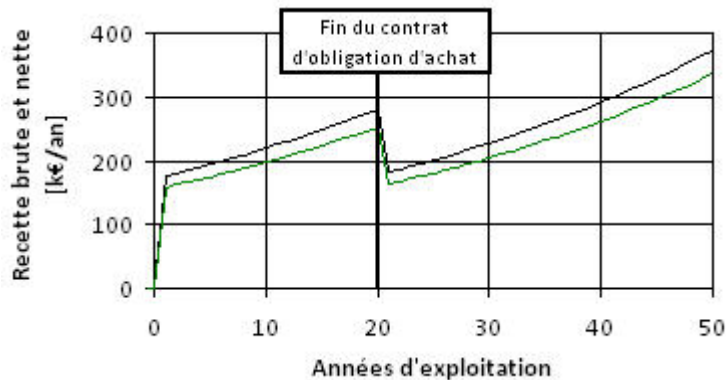


Figure 18 : Evolution de la recette de l'aménagement pour le scénario 2

8.2 CARACTERISTIQUES FINANCIERES DU PROJET

L'analyse financière consiste à extraire les paramètres pertinents (taux de rentabilité interne, bénéfice net actualisé, prix de revient, etc.) du cahier d'exploitation de l'aménagement, élaboré sur la base des hypothèses financières listées ci-après.

8.2.1 PARAMETRES DE L'ANALYSE FINANCIERE

- Prix de vente contractuel moyen de l'énergie (contrat d'achat) y compris la prime de régularité et certificat vert dépendant des tarifs de l'arrêté du 01 mars 2007 sur une durée de 20 ans (puis prix estimé à environ 0,06 €/kWh)
- Taux d'indisponibilité des machines (pannes et maintenances) : 5 % du temps (arrêts de production relative à la maintenance et aux pannes)
- Coût de fonctionnement pour l'exploitation d'un seul site : 20 % de la recette brute (frais de personnel, maintenance préventive et fourniture liée à l'exploitation, taxe professionnelle et taxe hydraulique)
- Durée de construction : 1 an
- Durée de vie du génie civil / équipements électromécaniques : 50 ans / 25 ans
- Emprunt : 80 % du coût total sur **20 ans**, taux d'intérêt de **4,5 %**
- Impôts : 33 % (prise en compte du déficit reportable des premières années et de la dotation aux amortissements)
- Taux d'actualisation nominal : 6 %
- Taux d'inflation : 2 %
- Taux d'inflation du coût de l'énergie : 2 %
- TVA : 19,6 % (il est supposé une récupération de la TVA par l'exploitant)

8.2.2 RESULTATS DE L'ANALYSE FINANCIERE

Les principaux résultats financiers sont regroupés dans le tableau et la figure ci-après.

	Scénario 1	Scénario 2
Recette brute annuelle	73 000 €	76 000 €
Coûts d'investissement HT	1 020 000 €	1 276 000 €
Taux de rentabilité interne (TRI)	6.4%	4.5%
Bénéfice net actualisé (BNA)	20 000 €	-100 000 €
Taux d'enrichissement en capital (TEC)	2.2%	-7.6%
Temps de retour brut	15.2 ans	18.2 ans
Prix de revient	8.18 c€/kWh	9.7 c€/kWh

Tableau 8 : Principaux résultats financiers du projet

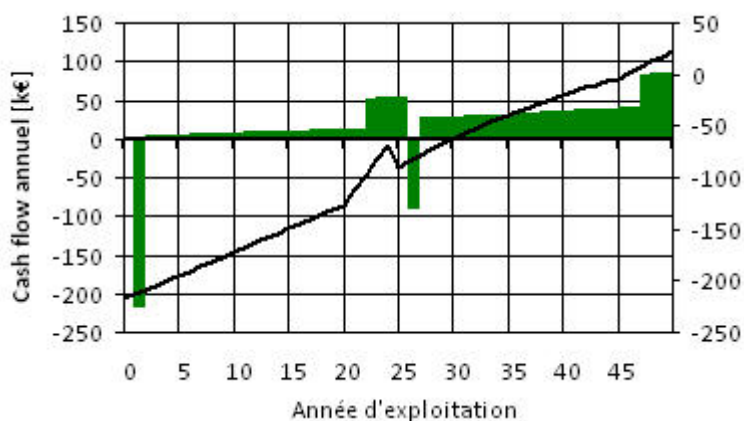


Figure 19 : Courbe des flux financiers pour le scénario 1

9 CONCLUSION

Le présent rapport résume l'étude de faisabilité pour l'équipement du site de Monthermé dans le département des Ardennes.

Deux solutions ont été étudiées pour ce site prenant en compte le potentiel énergétique du site, l'ichtyophilie et la réglementation en vigueur.

Les variantes d'équipement possibles consistaient en la mise en place de turbines Kaplan inclinées en siphon ou des vis hydrodynamiques en rive droite.

Le Tableau 9 regroupe les principaux résultats techniques et financiers de cet aménagement pour les deux scénarios étudiés.

	Scénario 1	Scénario 2
Débit d'équipement	12 m ³ /s	15 m ³ /s
Chute brute maximum	1.5 m	1.5 m
Coûts d'investissement	1 020 000 €	1 280 000 €
Puissance maximum disponible	137 kW	159 kW
Productible	0.65 GWh/an	0.68 GWh/an
Recette nette	66 000 €	69 000 €
Temps de retour brut	15.2 ans	18.2 ans
Prix de revient	8.18 c€/kWh	9.7 c€/kWh
Taux de Rentabilité Interne	6.4%	4.5%
Bénéfice Net Actualisé (50 ans)	20 000 €	-100 000 €

Tableau 9 : Caractéristiques techniques et financières du projet

L'analyse montre que toutes les deux variantes étudiées **ne sont pas financièrement intéressantes**.

En effet, les lourds travaux prévus sur le barrage et la difficulté d'accès au site augmentent significativement les coûts d'investissements.

L'équipement du site pourra néanmoins permettre :

- **d'éviter l'émission de 30 t de CO₂ chaque année et d'alimenter plus de 400 foyers.**
- d'aménager une passe à poissons et de restaurer le barrage,
- d'afficher une volonté claire du Maître d'Ouvrage d'**engagement pour les énergies propres** et le respect de l'environnement.

10 ANNEXES

ANNEXE C : ARRETE DU 01 MARS 2007

Article 1 Le présent arrêté fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1° de l'article 2 du décret du 6 décembre 2000 susvisé. Ces installations sont de deux types :

1. Les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs et cours d'eau ;
2. Les installations utilisant l'énergie houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique.

L'électricité produite à partir de systèmes de stockage nécessitant de l'énergie pour leur remplissage ne bénéficie pas de l'obligation d'achat.

Article 2 L'installation du producteur est décrite dans le contrat d'achat, qui précise ses caractéristiques principales :

1. Nombre et type de générateurs ;
2. Puissance maximale installée ;
3. Puissance active maximale de fourniture (puissance maximale produite par l'installation et fournie à l'acheteur) et, le cas échéant, puissance active maximale d'autoconsommation (puissance maximale produite par l'installation et consommée par le producteur pour ses besoins propres) ;
4. Productibilité moyenne annuelle estimée (quantité d'énergie que l'installation est susceptible de produire en moyenne sur une période d'un an) ;
5. Fourniture moyenne annuelle estimée (quantité d'énergie que le producteur est susceptible de fournir à l'acheteur en moyenne sur une période d'un an) et, le cas échéant, autoconsommation moyenne annuelle estimée (quantité d'énergie que le producteur est susceptible de consommer pour ses besoins propres en moyenne sur une période d'un an) ;
6. Point de livraison ;
7. Tension de livraison.

Article 3 L'hiver tarifaire est compris entre le 1er novembre et le 31 mars. L'été tarifaire est compris entre le 1er avril et le 31 octobre. Toutefois, en Corse, l'hiver tarifaire est compris entre le 1er novembre et le dernier jour de février. L'été tarifaire est compris entre le 1er mars et le 31 octobre.

Les heures creuses correspondent aux heures comprises entre 22 heures et 6 heures (entre 23 heures et 7 heures pendant la période d'été où l'heure légale est décalée d'une heure) et à toute la journée du dimanche.

Les heures de pointe comprennent 2 heures le matin et 2 heures le soir, correspondant aux heures de pointe du tarif Vert A5 Base, tous les jours sauf le dimanche, de décembre à février inclus.

En métropole, un producteur bénéficie, selon son choix, d'une tarification à une, deux, quatre ou cinq composantes. Un producteur situé hors de la métropole bénéficie d'une tarification à une composante.

Article 4 La date de demande complète de contrat d'achat par le producteur détermine les tarifs applicables à une installation. Cette demande est considérée comme étant complète lorsqu'elle comporte la copie de la lettre de notification mentionnée à l'article R. 421-12 du code de l'urbanisme, lorsqu'un permis de construire est nécessaire, ainsi que les éléments définis à l'article 2 du présent arrêté.

Si la demande complète de contrat est effectuée en 2007, les tarifs applicables sont ceux de l'annexe du présent arrêté.

Si la demande complète de contrat d'achat est effectuée après le 31 décembre 2007, les tarifs applicables sont ceux de l'annexe du présent arrêté indexés au 1er janvier de l'année de la demande par application du coefficient K.

Article 5 Peut bénéficier d'un contrat aux tarifs définis dans les conditions indiquées à l'article 4 ci-dessus, dans la mesure où elle respecte à la date de signature du contrat les conditions des décrets du 6 décembre 2000 et du 10 mai 2001 susvisés, une installation :

1. Mise en service pour la première fois après la date de publication du présent arrêté et dont les organes fondamentaux (générateurs) n'ont jamais produit d'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre

d'un contrat commercial. Le contrat est alors conclu pour une durée de 20 ans à compter de la mise en service industrielle de l'installation. Cette mise en service doit avoir lieu dans un délai de 4 ans à compter de la date de demande complète de contrat par le producteur. En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat est réduite d'autant ;

2. Dont la puissance maximale installée et la productibilité moyenne annuelle estimée sont augmentées de plus de 10 %. Un contrat additionnel est alors conclu pour une durée de 20 ans à compter de la mise en service industrielle de l'installation modifiée pour les kWh supplémentaires produits, calculés mensuellement et selon la même saisonnalité que le contrat initial selon la formule suivante :

$$[(\text{Puissance finale} - \text{Puissance initiale}) / \text{Puissance finale}] \times \text{nombre total de kWh produits.}$$

Le tarif appliqué jusqu'au terme du contrat additionnel à ces kWh supplémentaires est celui qui serait appliqué à une installation dont la puissance correspondrait à la puissance finale.

Article 6 Un producteur, qui a déposé une demande complète de contrat d'achat sur la base de l'arrêté du 25 juin 2001 modifié fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers pour une installation dont la mise en service n'est pas intervenue à la date de publication du présent arrêté, peut déposer une nouvelle demande de contrat d'achat sur la base du présent arrêté. Cette dernière demande annule et remplace la précédente demande.

Article 7 Une installation mise en service avant la date de publication du présent arrêté, ou qui a déjà produit de l'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial, et qui n'a jamais bénéficié de l'obligation d'achat peut bénéficier d'un contrat d'achat aux tarifs définis dans les conditions indiquées à l'article 4 ci-dessus et multipliés par le coefficient S défini ci-après :

$S = (20 - N)/20$ si N est inférieur à 20 ans ;

$S = 1/20$ si N est supérieur ou égal à 20 ans,

où N est le nombre d'années, entières ou partielles, comprises entre la date de mise en service de l'installation et la date de signature du contrat d'achat.

Le producteur fournit à l'acheteur une attestation sur l'honneur précisant la date de mise en service de l'installation. Le producteur tient les justificatifs correspondants (factures d'achat des composants, contrats d'achat, factures correspondant à l'électricité produite depuis la mise en service) à la disposition de l'acheteur.

Article 8 Chaque contrat comporte les dispositions relatives à l'indexation des tarifs qui lui sont applicables. Cette indexation s'effectue annuellement au 1er novembre par l'application du coefficient L.

ANNEXES DE L'ARRETE

Annexe 1 : Tarifs mentionnés à l'article 3 de l'arrêté

L'énergie électrique active fournie par le producteur est facturée à l'acheteur sur la base des tarifs ci-dessous, exprimés en cEUR/kWh hors TVA. Ils peuvent inclure une prime pour les petites installations, appelée MP, ainsi qu'une majoration de qualité appelée MQ.

I. - Pour les installations visées au 2° de l'article 1er, le tarif applicable à l'énergie active fournie est égal à 15 cEUR/kWh.

II. - Pour les installations visées au 1° de l'article 1er, le tarif applicable à l'énergie fournie est égal à :

$$\mathbf{T + MP + MQ}$$

Formule dans laquelle :

- **T** est le tarif de référence, défini conformément au tableau ci-dessous ;
- **MP** est la prime pour les petites installations, calculée en fonction de la puissance maximale installée P, et définie conformément au tableau ci-dessous ;
- **MQ** est la majoration de qualité, attribuée en fonction de la régularité de la chute, calculée selon les principes et modalités définis au III de la présente annexe.

		Tarif T	Prime MP (c€/kWh)		
			P < 400 kW	600 kW < P < 2 500 kVA	P > 3 000 kW
Tarif à une composante	-	6,07	2,5	0,5	0
Tarif à deux composantes	Hiver	8,38	3,45	0,69	0
	Eté	4,43	1,82	0,36	0
Tarif à quatre composantes	Hiver pleines	10,19	4,20	0,84	0
	Hiver creuses	5,95	2,45	0,49	0
	Eté pleines	4,55	1,87	0,37	0
	Eté creuses	5,25	1,75	0,35	0
Tarif à cinq composantes	Hiver pointe	17,72	7,30	1,46	0
	Hiver pleines	8,92	3,67	0,73	0
	Hiver creuses	5,95	2,45	0,49	0
	Eté pleines	4,55	1,87	0,37	0
	Eté creuses	4,25	1,75	0,35	0
Pour les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte					
		9	2,50	0,50	0

Tableau 10 : Caractéristiques techniques et financières du projet

Pour la prime MP, les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

Annexe 2 : Majoration de qualité

1. Les principes

1.1. En métropole, une majoration MQ, fixée au contrat d'achat pour une durée de cinq ans et révisable à la demande de l'une ou l'autre des parties à la fin de chaque période de cinq ans, est appliquée en hiver en fonction de la régularité interannuelle de la chute.

Cette régularité est évaluée à partir des productions mensuelles totales des années antérieurement connues, prises consécutivement jusqu'à concurrence de quinze ans.

Un coefficient d'irrégularité est calculé pour les mois d'hiver. Sa valeur permet de calculer un taux, qui, appliqué à la majoration maximum, donne la valeur de la majoration de qualité effective.

1.2. Les productions retenues peuvent être corrigées des défaillances imputables soit à des accidents survenus au matériel ou aux ouvrages de génie civil, soit à des arrêts d'entretien normal, dont l'époque et la durée ont été décidées en accord avec l'acheteur.

En outre, pour le calcul des coefficients d'irrégularité, seront éliminés, jusqu'à concurrence de 10 % du nombre total des mois pris en compte (ce nombre total de mois sera si besoin arrondi à l'entier supérieur le plus proche), ceux dont la production a été la plus faible.

1.3. Dans les cas suivants : création d'une nouvelle centrale, augmentation de la puissance des groupes d'une centrale existante, ou modification significative du mode d'exploitation (changement des débits réservés...), la détermination des taux de majoration de qualité au titre des cinq premières années d'exploitation se fait selon les modalités suivantes :

- pour les cinq premières années, le producteur annonce à l'acheteur la fraction de la majoration maximum qu'il estime pouvoir tenir ;

- cette valeur est appliquée les cinq premières années.

A la fin de la cinquième année, les taux réels sont calculés au vu des productions des cinq premières années d'exploitation de la centrale. Une régularisation est alors effectuée sur les cinq années qui viennent de s'écouler à partir de la formule suivante :

$$F = PH \times tH \times LH$$

F : somme à rembourser à l'acheteur ou au producteur.

PH : majoration de qualité maximum (en cEUR/kWh) aux conditions économiques en vigueur au moment de la régularisation.

tH : écart entre le taux de majoration calculé à la fin de la période de cinq ans et celui annoncé par le producteur.

LH : livraisons faites en hiver par le producteur au cours des cinq premières années.

Le taux calculé à la fin des cinq premières années est appliqué pour les cinq années suivantes.

A l'issue des dix premières années, un calcul identique à celui de la fin de la cinquième année est effectué à partir des productions observées pendant les dix années précédentes. Le pourcentage de majoration de qualité maximum nouvellement calculé devient la référence pour les cinq années suivantes.

Par contre, aucune régularisation financière de majoration de qualité n'est effectuée sur les cinq années écoulées.

1.4. Dans les départements d'outre-mer et la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon, les principes sont identiques mais la majoration de qualité effective est attribuée en été et en hiver.

2. Calcul de la majoration de qualité

Sont considérés en hiver les seuls mois de décembre, janvier et février, soit 3 x n mois pour la période des n années retenues.

Comme prévu au paragraphe 1.2 de la présente annexe, un nombre de mois m peut être éliminé jusqu'à concurrence de 10 % du nombre total des mois pris en compte.

La production moyenne Pmoy est le quotient par (3 n - m) de la somme des productions des (3 n - m) mois en cause.

La production Pmax est la plus élevée des (3 n - m) productions mensuelles et la production minimum Pmin la plus faible.

Les coefficients d'irrégularité sont calculés comme suit :

$$I1 = (Pmax - Pmoy) / Pmoy$$

$$I2 = (Pmoy - Pmin) / Pmoy$$

En hiver, les défaillances prolongées étant beaucoup plus désavantageuses, le coefficient d'irrégularité pris est :

$$I = (I1 + 3 I2) / 4$$

La chute ayant un coefficient I supérieur à 70 % ne donne droit à aucune majoration.

La chute ayant un coefficient I égal à 50 % est considérée comme une chute moyenne, donnant droit à une majoration égale à la moitié du maximum prévu.

La chute ayant un coefficient I inférieur à 20 % est considérée comme une très bonne chute, donnant droit à la majoration maximum.

Les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

En cas de suspension du contrat dans le cadre de la loi n° 84-512 sur la pêche en eau douce, le calcul de la majoration de qualité est repris pour tenir compte des conditions réelles de production après redémarrage de la centrale.

3. Valeur de la majoration de qualité maximale

La majoration de qualité maximale, exprimée en cEUR/kWh hors TVA, est égale à 1,68 cEUR/kWh. Cette valeur est indexée au 1er janvier de l'année de la demande de contrat d'achat par application du coefficient K défini à l'article 4 du présent arrêté.

Le contrat précise le pourcentage de la majoration de qualité maximale attribuée à l'installation du producteur pour chaque période quinquennale prévue.