



**REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE  
ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)  
DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE  
DE BOUREYA**

**MISSION 1 – ETUDE DE FAISABILITE**

**ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3 : REGULARISATION DES DEBITS ET  
DIMENSIONNEMENT DE LA RETENUE**

JUILLET 2011

1 36 0821

## SOMMAIRE

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
1.1. CADRE DE L'ETUDE .....	3
1.2. BASE DE DEPART .....	4
1.3. APPROCHE SIMPLIFIEE .....	5
1.4. APPROCHE DETAILLEE .....	5
<b>2. ETUDE DE REGULARISATION DES DEBITS .....</b>	<b>7</b>
2.1. DONNEES DE BASE.....	7
2.1.1. LOIS HAUTEUR/VOLUME ET HAUTEUR/SURFACE.....	7
2.1.2. APPORTS LIQUIDES .....	8
2.1.3. APPORTS SOLIDES – SEDIMENTATION.....	9
2.1.4. EVAPORATION .....	9
2.1.5. DEBIT RESERVE .....	10
2.1.6. DEMANDES EN EAU POUR L'IRRIGATION .....	10
2.1.7. DEMANDE EN EAU POUR L'HYDROELECTRICITE .....	10
2.2. VOLUME MORT – COTE MINIMALE D'EXPLOITATION.....	11
2.3. REGULARISATION DES DEBITS ENTRANTS .....	11
2.3.1. REGULARISATION EN ANNEE MOYENNE .....	11
2.3.2. EXTENSION A L'ENSEMBLE DE LA PLAGE DE DONNEES .....	12
<b>3. CALCUL DE L'ENERGIE PRODUCTIBLE PAR L'AMENAGEMENT DE BOURÉYA.....</b>	<b>15</b>
3.1.1. INFLUENCE DU NIVEAU DE RN SUR L'ENERGIE PRODUCTIBLE.....	15
3.1.2. INFLUENCE DE L'AMENAGEMENT DE KOUKOUTAMBA .....	16
3.2. COUT DE L'AMENAGEMENT .....	17
3.2.1. BASES DU CALCUL D'OPTIMISATION.....	17
3.2.2. RESULTATS DU CALCUL D'OPTIMISATION.....	19
3.2.3. CONCLUSION SUR LE NIVEAU DE RETENUE RECOMMANDE.....	21
3.3. INFLUENCE DU DEBIT D'EQUIPEMENT SUR L'ENERGIE PRODUCTIBLE.....	21
3.4. INFLUENCE DE L'AMENAGEMENT DE BOUREYA SUR LA PRODUCTION DE L'AMENAGEMENT DE MANANTALI.....	23
3.4.1. HYPOTHESES .....	23
3.4.2. CALCUL DE L'IMPACT SUR L'ENERGIE PRODUCTIBLE PAR MANANTALI.....	24
<b>4. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>26</b>



## LISTE DES TABLEAUX

TABL. 1 -	..... CARACTERISTIQUES DE L'AMENAGEMENT D'APRES ETUDES ANTERIEURES	4
TABL. 2 -	..... LOIS HAUTEUR/VOLUME ET HAUTEUR/SURFACE DE LA RETENUE	8
TABL. 3 -	..... RETENUE DE BOUREYA – PERTES BRUTES, PERTES NETTES ET APPORTS – MOYENNES MENSUELLES	9
TABL. 4 -	..... PUISSANCE GARANTIE ET PRODUCTION MOYENNE ANNUELLE SUIVANT LA COTE DE RETENUE NORMALE	15
TABL. 5 -	..... PRODUCTION MOYENNE ANNUELLE EN FONCTION DU DEBIT D'EQUIPEMENT	22
TABL. 6 -	..... TEMPS DE FONCTIONNEMENT ANNUEL EN FONCTION DU DEBIT D'EQUIPEMENT	22
TABL. 7 -	..... LOIS HAUTEUR-SURFACE-VOLUME DE L'AMENAGEMENT DE MANANTALI	23
TABL. 8 -	..... MANANTALI – PERTES PAR EVAPORATIONS, DEBIT RESERVE ET DEMANDE POUR L'IRRIGATION	24
TABL. 9 -	..... MANANTALI - LOI HAUTEUR/DEBIT AVAL	24
TABL. 10 -	..... MANANTALI – PRODUCTIBLE AVANT ET APRES CONSTRUCTION DE BOUREYA	25

## LISTE DES FIGURES

FIG. 1.	SITUATION GEOGRAPHIQUE DE L'AMENAGEMENT .....	3
FIG. 2.	LOIS HAUTEUR/VOLUME ET HAUTEUR/SURFACE DE LA RETENUE .....	7
FIG. 3.	APPORTS LIQUIDES DANS LA RETENUE – DEBITS MENSUELS (MAI 1954 – AVRIL 2010) .....	8
FIG. 4.	APPORTS LIQUIDES DANS LA RETENUE – DEBITS MOYENS ANNUELS (1954 – 2010) .....	9
FIG. 5.	REGULARISATION – ANNEE MOYENNE .....	12
FIG. 6.	SIMULATION DE REGULARISATION DES DEBITS DU BAFING A 240 m <sup>3</sup> /s (PERIODE 1954-2010) - VOLUMES ..	13
FIG. 7.	SIMULATION DE REGULARISATION DES DEBITS DU BAFING A 240 m <sup>3</sup> /s (PERIODE 1954-2010) – APPORTS, NIVEAU DE RETENUE, DEVERSEMENTS.....	13
FIG. 8.	EVOLUTION DE LA PRODUCTION MOYENNE ANNUELLE EN FONCTION DE LA COTE DE RETENUE NORMALE....	16
FIG. 9.	EVOLUTION DE LA PUISSANCE GARANTIE EN FONCTION DE LA COTE DE RETENUE NORMALE.....	17
FIG. 10.	FONCTIONS DE COUTS PAR POSTES PRINCIPAUX SUIVANT LA COTE DE RETENUE NORMALE.....	19
FIG. 11.	DETERMINATION DE LA COTE DE RETENUE NORMALE OPTIMUM SUIVANT LE CRITERE DE RENTABILITE ET COUT DE L'ENERGIE – AMENAGEMENT DE BOUREYA SEUL .....	20
FIG. 12.	DETERMINATION DE LA COTE DE RETENUE NORMALE OPTIMUM SUIVANT LE CRITERE DE RENTABILITE ET COUT DE L'ENERGIE – AMENAGEMENT DE BOUREYA AVEC AMENAGEMENT DE KOUKOUTAMBA.....	20
FIG. 13.	DETERMINATION DU DEBIT D'EQUIPEMENT OPTIMUM SUIVANT LE CRITERE DE RENTABILITE ET COUT DE L'ENERGIE .....	22

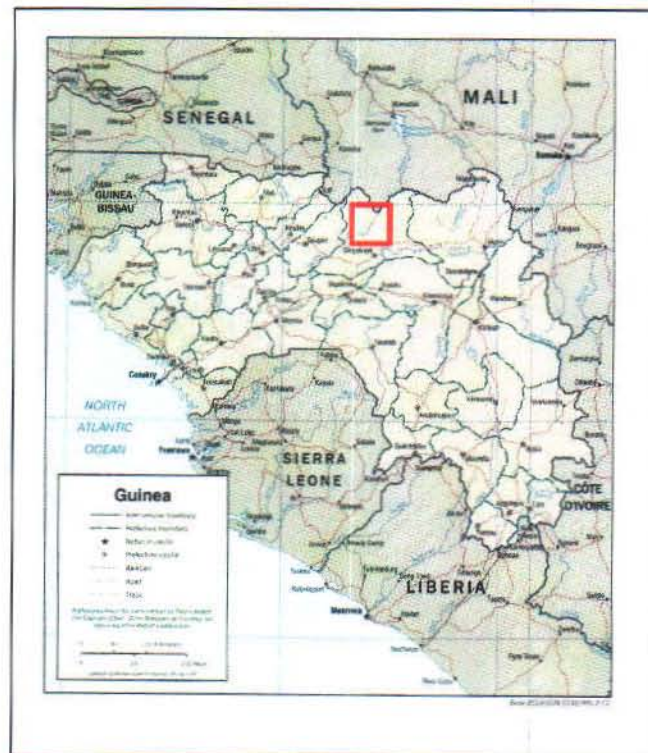
## 1. INTRODUCTION

---

### 1.1. CADRE DE L'ETUDE

Ce document constitue le rapport « Régularisation des débits et dimensionnement de la retenue » préparé par SOGREAH pour la réalisation de l'étude de faisabilité de l'aménagement hydroélectrique de Bouréya.

Le futur aménagement de Bouréya est situé sur le cours du Bafing supérieur, dans les contreforts du Fouta Djalon, en république de Guinée. Il est à vocations multiples, la première de celle-ci étant la production d'énergie hydroélectrique à destination des pays membres de l'OMVS.



**Fig. 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE L'AMENAGEMENT**

Ce volume a ainsi pour objet la détermination des caractéristiques de la future retenue de l'aménagement de Bouréya ainsi que de son influence sur la régularisation des débits du Bafing.

Il traite également de l'influence que pourrait avoir la construction d'un aménagement en amont (à Koukoutamba) sur celui de Bouréya, ainsi que de l'influence que l'aménagement de Bouréya aura sur le barrage de Manantali situé en aval.



**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Est donc abordée ici la notion de gestion intégrée de la chaîne d'aménagement, sans que pour autant ne soit défini à ce stade de mode de gestion détaillé particulier. L'établissement de celui-ci fera l'objet d'analyses aux stades ultérieurs des études de l'aménagement, hors du cadre du présent contrat.

Les objectifs de la présente étude sont d'analyser :

- Les différentes variantes possibles d'aménagement, c'est-à-dire les cotes possibles de retenue normale (RN) ainsi que les débits d'équipements possibles ; tant en l'état actuel d'équipement du Bafing qu'en présence du futur aménagement amont de Koukoutamba ;
- L'impact de l'aménagement de Bouréya sur la production de Manantali, aménagement d'importance situé en aval.

## 1.2. BASE DE DEPART

Les études antérieures produites sur le projet, au nombre de deux (Sénégal Consult en 1970 et Polytechna en 1981), ont conduit à la détermination des caractéristiques suivantes pour l'aménagement :

**Tabl. 1 - CARACTERISTIQUES DE L'AMENAGEMENT D'APRES ETUDES ANTERIEURES**

		SENEGAL CONSULT	POLYTECHNA
<b><u>Retenne</u></b>			
Volume total	m <sup>3</sup>	4,9.10 <sup>9</sup>	5,5.10 <sup>9</sup>
Volume utile	m <sup>3</sup>	4,1.10 <sup>9</sup>	2,85.10 <sup>9</sup>
Niveau de retenue normale	m	381	383
Niveau de retenue maximale	m	282,5	370,5
Volume réservé à l'irrigation en amont	m <sup>3</sup>	-	100.10 <sup>6</sup>
Débit moyen garanti	m <sup>3</sup> /s	-	185
<b><u>Barrage</u></b>			
Niveau de couronnement	m	386	388
Hauteur au dessus des fondations	m	64	66
<b><u>Usine</u></b>			
Débit équipé	m <sup>3</sup> /s	410	370
Nombre de groupes		5	5
Puissance garantie	MW	85	54,2
Puissance installée	MW	130	160,5
Production moyenne d'énergie	GWh	680	717,4
Production annuelle d'énergie garantie	GWh	-	455,2

Ces études et leurs conclusions servent de base à l'élaboration de la présente étude. Cependant, l'étude hydrologique présentée dans le volume 1 de ce rapport a permis l'actualisation des données hydrologiques et donc la reprise des études préliminaires de dimensionnement de la retenue, objet du présent volume.



### 1.3. APPROCHE SIMPLIFIEE

La retenue est tout d'abord modélisée à l'aide de la technique des courbes de masse (également dénommée courbes de Rippl). Cette technique précise, en fonction des caractéristiques de l'aménagement (courbes hauteur/volume/surface de la retenue, les apports, les besoins en eau, l'évaporation, etc.), le volume d'une retenue permettant de satisfaire un tirage minimum d'eau pendant la période critique. Les courbes de masse comprennent deux courbes sur le même graphe. La première courbe représente les apports cumulés en fonction du temps et la deuxième courbe représente les tirages d'eau cumulés en fonction du temps. L'écart maximum entre les 2 courbes est le volume nécessaire de la tranche utile.

L'exercice est d'abord fait sur une année typique moyenne, puis étendu à l'ensemble de la période pour laquelle les données hydrologiques sont connues.

Ce modèle simplifié permet d'investiguer les paramètres suivants :

- Volume requis pour régulariser le fleuve en année moyenne ;
- Volume requis pour satisfaire un débit donné pendant la période critique (débit minimum pour les différents usages de l'eau).

### 1.4. APPROCHE DETAILLEE

L'étude est ensuite complétée par une modélisation sous le logiciel HILLPLAN pour permettre la simulation de gestion du réservoir et d'en déterminer le calcul du productible et de la puissance garantie.

Le modèle réalise un bilan volumique conservatif des masses d'eau en entrée et sortie de réservoir au pas de temps mensuel sur l'ensemble de la durée de la chronique d'apports.

Font également partie des données d'entrée les lois hauteur-volume-surface de la retenue, le volume mort, les pertes par évaporation, les demandes en eau à satisfaire.

À noter que la tranche morte de la retenue est déterminée par le plus contraignant des deux critères suivants :

- Le volume nécessaire pour stocker le transport solide sur une durée déterminée ;
- Le niveau minimum admissible de la retenue pour un fonctionnement correct des turbines, sachant que la tranche habituelle de fonctionnement peut s'étendre environ de 60% à 125% de la chute de conception des turbines.

Pour la régularisation de la retenue de Bouréya seule, l'usine étant en pied d'aménagement, le débit réservé est turbiné et le productible est alors déterminé en prenant en compte l'intégralité des apports utilisables.

Le productible évalué est alors mis en parallèle des investissements nécessaires à son obtention, et ce afin de proposer une étude économique simplifiée visant à déterminer un optimum de dimensionnement. A ce sujet, l'étude économique détaillée sera réalisé lors de l'Avant-Projet Sommaire qui sera étudié à un stade ultérieur de l'étude.

Pour l'étude de l'impact de l'aménagement de Bouréya sur celui de Manantali situé en aval, les consignes de gestion de ce dernier sont prises en compte. Celles-ci préconisent donc une priorisation des objectifs, avec par ordre de priorité :

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

---

- La satisfaction du débit réservé,
- La satisfaction des débits de soutien d'étiage (irrigation, AEP, etc.)
- La satisfaction des débits de soutien de crue (navigation sur le bief aval du fleuve Sénégal),
- Et enfin la satisfaction de la production électrique.

Les demandes en production d'énergie sont considérées comme satisfaites lorsqu'elles sont garanties 95% du temps, pour les deux aménagements de Bouréya et Manantali. Dans ce cas, le taux de défaillance est fixé à 5%, ce qui correspond à un total de 34 mois pendant lesquels la demande en énergie ne peut être pleinement satisfaite pour un nombre total de 672 mois de simulation (intégralité de la chronique des apports entre mai 1954 et avril 2010).



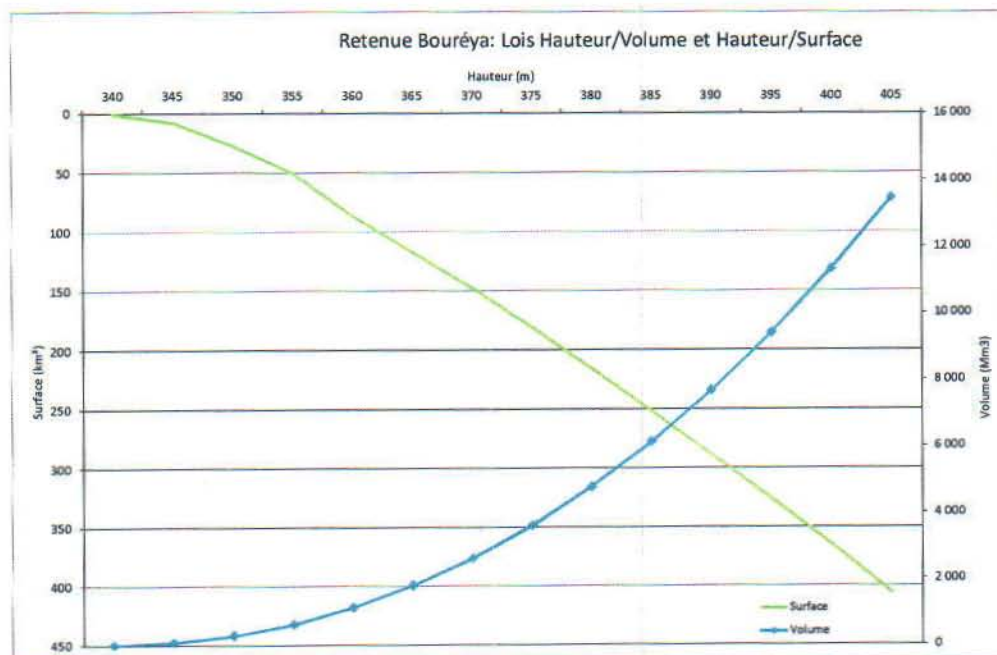
## 2. ETUDE DE REGULARISATION DES DEBITS

### 2.1. DONNEES DE BASE

#### 2.1.1. LOIS HAUTEUR/VOLUME ET HAUTEUR/SURFACE

Compte tenu de l'implantation retenue pour le futur aménagement de Bouréya et des données topographiques disponibles dans la zone, les lois Hauteur/Volume et Hauteur/Surface (HSV) de l'ensemble de la cuvette de retenue sont établies sur la base d'un modèle numérique de terrain retraçant les courbes de niveau équidistantes de 5m.

Ces lois sont présentées ci-dessous sous formes graphique et tabulée :



**Fig. 2. LOIS HAUTEUR/VOLUME ET HAUTEUR/SURFACE DE LA RETENUE**



**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

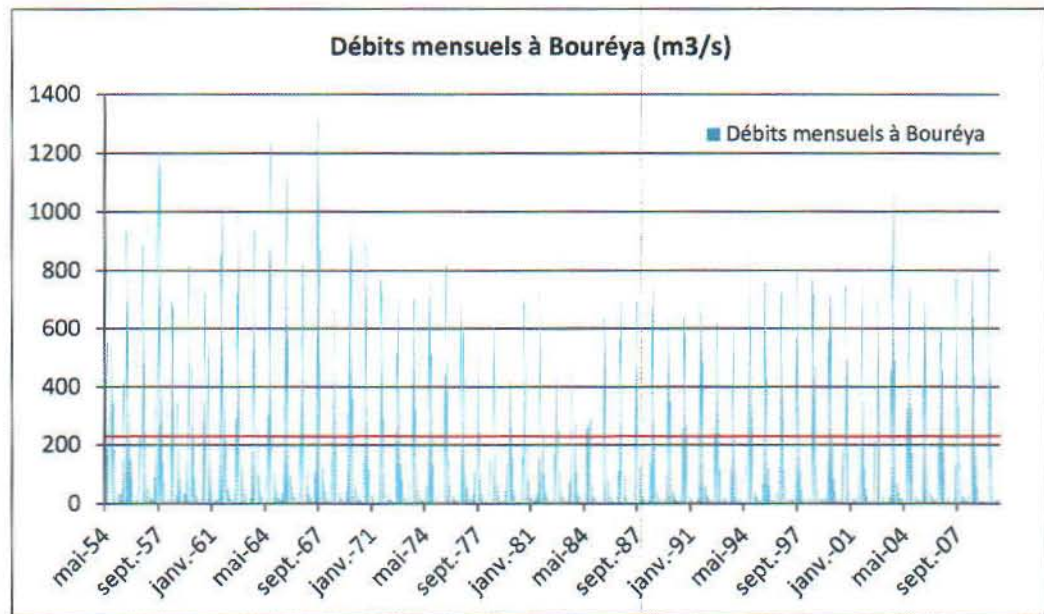
**Tabl. 2 - LOIS HAUTEUR/VOLUME ET HAUTEUR/SURFACE DE LA RETENUE**

Hauteur (m)	Surface (km <sup>2</sup> )	Volume (Mm <sup>3</sup> )
340	0	19
345	7	105
350	27	297
355	50	638
360	86	1 146
365	117	1 808
370	148	2 629
375	181	3 620
380	215	4 786
385	251	6 136
390	289	7 672
395	326	9 397
400	364	11 322
405	406	13 455

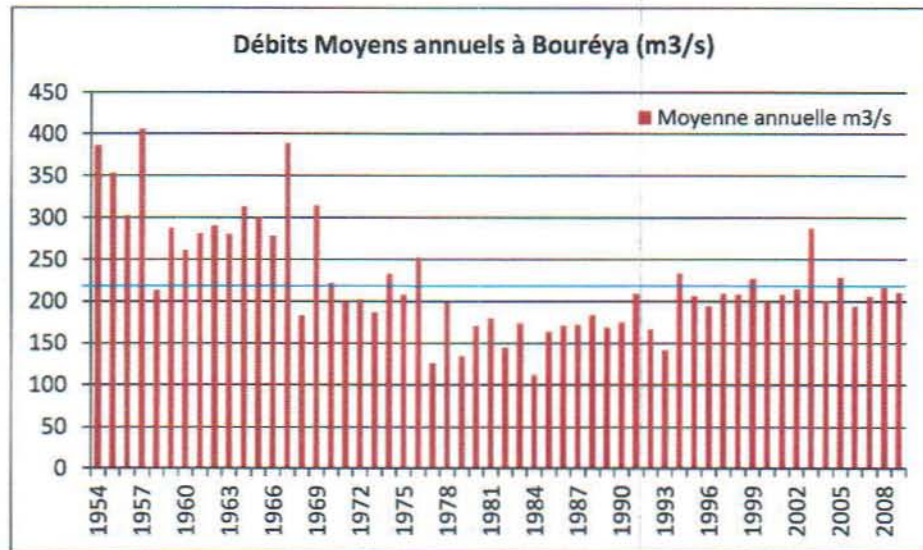
**2.1.2. APPORTS LIQUIDES**

L'étude hydrologique présentée dans le volume 1 du rapport d'études sectorielles a permis de déterminer les apports liquides à Bouréya sur la période mai 1954 – avril 2010.

Ces apports liquides sont présentés ci-après, sous formes d'apports mensuels et d'apports moyens annuels.



**Fig. 3. APPORTS LIQUIDES DANS LA RETENUE – DEBITS MENSUELS (MAI 1954 – AVRIL 2010)**



**Fig. 4. APPORTS LIQUIDES DANS LA RETENUE – DEBITS MOYENS ANNUELS (1954 – 2010)**

**2.1.3. APPORTS SOLIDES – SEDIMENTATION**

Le volume 1 du rapport d'études sectorielles traite de la problématique des apports solides du Bafing dans la retenue. Ce rapport met en évidence la faiblesse de ces apports, avec un volume maximum de l'ordre de 45 à 50 Mm<sup>3</sup> au bout d'une durée de 50 ans d'exploitation de l'aménagement.

Ce volume de sédiment est à intégrer au volume mort défini ci-après.

**2.1.4. EVAPORATION**

Le volume 1 du rapport d'études sectorielles traite de la problématique des pertes par évaporation sur le lac de retenue de Bouréya. On rappelle ci-après les valeurs moyennes mensuelles de pertes brutes, apports et pertes nettes sur la retenue de Bouréya :

**Tabl. 3 - RETENUE DE BOUREYA – PERTES BRUTES, PERTES NETTES ET APPORTS – MOYENNES MENSUELLES**

	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc	Total
ETP Mensuelle (mm)	134	139	172	173	146	115	100	96	101	107	107	119	1510
Pluie Mensuelle (mm)	3	3	10	46	147	235	316	354	280	150	34	6	1584
Pertes nettes par évaporation (mm)	131	136	162	127	-1	-120	-216	-258	-179	-43	73	113	-74

Compte tenu des précipitations moyennes mensuelles enregistrées sur la zone, il est montré que les valeurs annuelles des pertes nettes sont négatives.



### 2.1.5. DEBIT RESERVE

Un débit réservé de 10 m<sup>3</sup>/s est considéré pour l'aménagement. Cette valeur a été prise égale à celle définie dans le mode de gestion actuel de l'aménagement de Manantali, situé en aval de Bouréya, sur le cours malien du Bafing. De plus, et du fait de la présence de l'usine en pied immédiat du barrage, la valeur de ce débit réservé n'a pas d'incidence en termes de productible puisqu'il est également turbiné.

### 2.1.6. DEMANDES EN EAU POUR L'IRRIGATION

Les investigations conduites par les experts de SOGREAH lors des différentes missions menées en Guinée ont permis de rencontrer les différents services de la Direction Nationale de l'Agriculture, de la Direction Nationale du Génie Rural, ainsi que du Ministère de la Géologie dont dépend la Direction Nationale des Mines. Ces rencontres ont permis de faire le point sur les projets de développement agricole et minier dans la région du projet et plus particulièrement des projets de développement susceptibles d'utiliser l'eau de la retenue.

Il apparaît que du point de vue minier, et malgré les difficultés d'obtention d'informations fiables tant ce secteur est stratégique en termes d'investissement, aucune société minière n'est présente dans la partie amont du réservoir et même la Société Minière de Dinguiraye (SMD) est plutôt basée à Léro, beaucoup plus à l'Est de l'aménagement, sans possibilité rationnelle d'utilisation de l'eau de la retenue pour une quelconque production.

Du point de vue agricole, le seul projet de développement actuellement à l'étude (et ce depuis de nombreuses années sans réelle avancée notable), est le PDRI/HGO (Projet de Développement Rural Intégré de la Haute Guinée Occidentale). Ce projet concerne cependant plutôt la région de Dinguiraye/Kouroussa et ne prévoit que la mise en valeur de 1000 hectares de terres agricoles par l'irrigation.

Ainsi, tel que présenté dans le volume 1 du rapport d'étude sectorielles, les besoins en eau pour l'irrigation en amont de la retenue ont peu voire pas évolué depuis l'étude réalisée par Polytechna en 1981. Cette étude préconisait alors de consacrer un volume annuel de 100 Mm<sup>3</sup> pour l'irrigation en amont de la retenue. Au stade actuel de l'étude, il est considéré que ce volume est inclus dans le volume mort de la retenue compte tenu :

- du faible pourcentage que représente le volume prélevé pour l'irrigation en regard de la capacité utile de la retenue (plusieurs milliards de m<sup>3</sup>),
- de la précision des données nécessaires à l'établissement du volume mort (topographie, sédimentation),
- et du faible pourcentage que représente le volume prélevé pour l'irrigation en regard du volume mort de la retenue (850 Mm<sup>3</sup>, tel que défini ci-après).

### 2.1.7. DEMANDE EN EAU POUR L'HYDROELECTRICITE

Tel que présenté dans le volume 2 du rapport d'études sectorielles, la production d'énergie de base maximisée et assurée toute l'année est recherchée.

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

---

## **2.2. VOLUME MORT – COTE MINIMALE D'EXPLOITATION**

Le volume mort de la retenue, c'est-à-dire le volume d'eau situé sous la cote minimale d'exploitation pour turbinage, est défini sur la base des trois critères suivants, le plus pénalisant des trois étant retenu :

- Chute hydraulique minimum admissible pour un fonctionnement correct des turbines, sachant que la tranche habituelle de fonctionnement peut s'étendre environ de 50% à 125% de la chute de conception des turbines ;
- Volume d'eau requis pour l'irrigation défini ci-dessus ;
- Volume de la retenue rendu inutilisable au fil du temps par le phénomène de sédimentation, volume défini ci-dessus.

Compte tenu du niveau aval de restitution, aux alentours de la cote 330m, et de la valeur « optimale » de retenue normale définie dans les études du présent rapport, la cote minimale d'exploitation atteindrait le niveau 357.5m.

Cette valeur est du même ordre de grandeur que la cote minimale d'exploitation fixée lors des études antérieures, à savoir 357m.

Le volume de la retenue pour une telle cote atteint la valeur de 850 Mm<sup>3</sup> environ.

Cette valeur, bien supérieure à celles définies pour l'irrigation ou la sédimentation, est donc celle prise en compte comme volume mort de la retenue.

## **2.3. REGULARISATION DES DEBITS ENTRANTS**

Comme indiqué ci-dessus, la retenue est tout d'abord modélisée à l'aide de la technique des courbes de masse.

### **2.3.1. REGULARISATION EN ANNEE MOYENNE**

L'exercice est réalisé sur une année moyenne (moyenne sur la période 1950-2010).

Le graphique ci-dessous fourni le résultat de l'étude de régularisation, avec un débit sortant régularisé de l'ordre de 240 m<sup>3</sup>/s.



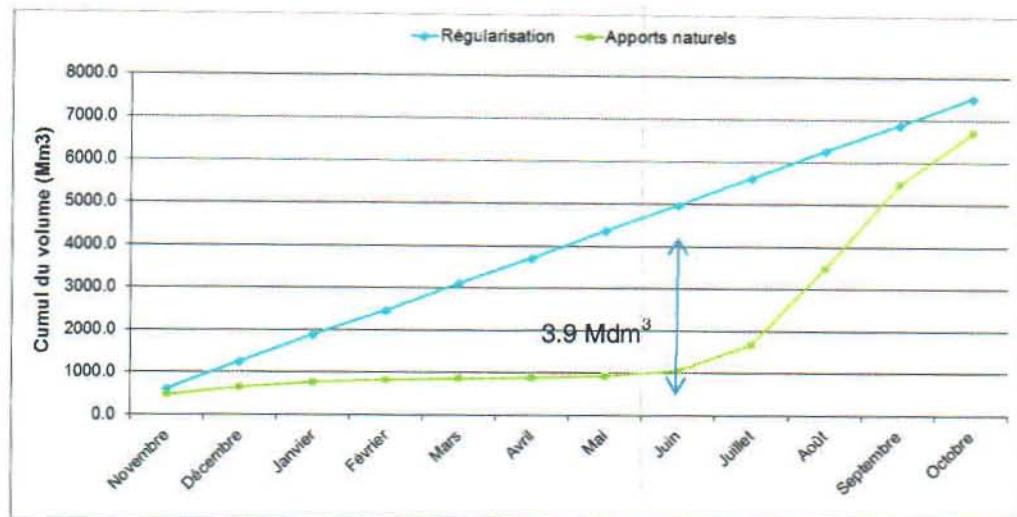


Fig. 5. REGULARISATION – ANNEE MOYENNE

Le volume utile qu'il serait alors nécessaire pour assurer une régularisation des débits entrants en année moyenne atteint la valeur de 3.9 Mdm<sup>3</sup> environ. Ce volume s'ajoute bien entendu au volume mort déterminé ci-dessus, pour atteindre un volume total de retenue de l'ordre de 4.75 Mdm<sup>3</sup>, correspondant à la cote de retenue normale RN=379m.

### 2.3.2. EXTENSION A L'ENSEMBLE DE LA PLAGE DE DONNEES

Compte tenu de la forte variabilité des apports au cours des décennies écoulées, variabilité mise en évidence au chapitre 3.1.2 Apports liquides du présent rapport, la simulation est réalisée sur l'ensemble de la période étudiée.

En effet, l'analyse des apports met en évidence l'existence de trois périodes distinctes décrites comme suit :

- une première quinzaine d'années où les apports annuels sont largement au-dessus de la moyenne (apports moyens annuels sur cette période de l'ordre de 280m<sup>3</sup>/s >> 215m<sup>3</sup>/s),
- une vingtaine d'années où les apports sont largement en-dessous de la moyenne (apports moyens annuels sur cette période de l'ordre de 170m<sup>3</sup>/s << 215m<sup>3</sup>/s),
- une quinzaine d'années, sur la période la plus récente, avec des apports plutôt réguliers mais situés légèrement en-dessous de la moyenne (apports moyens annuels sur cette période de l'ordre de 200m<sup>3</sup>/s < 215m<sup>3</sup>/s).

Le graphique ci-dessous montre le résultat de la simulation étendue sur l'ensemble de la période étudiée, avec le débit de régularisation défini en année moyenne.

OMVS- HAUT-COMMISSARIAT

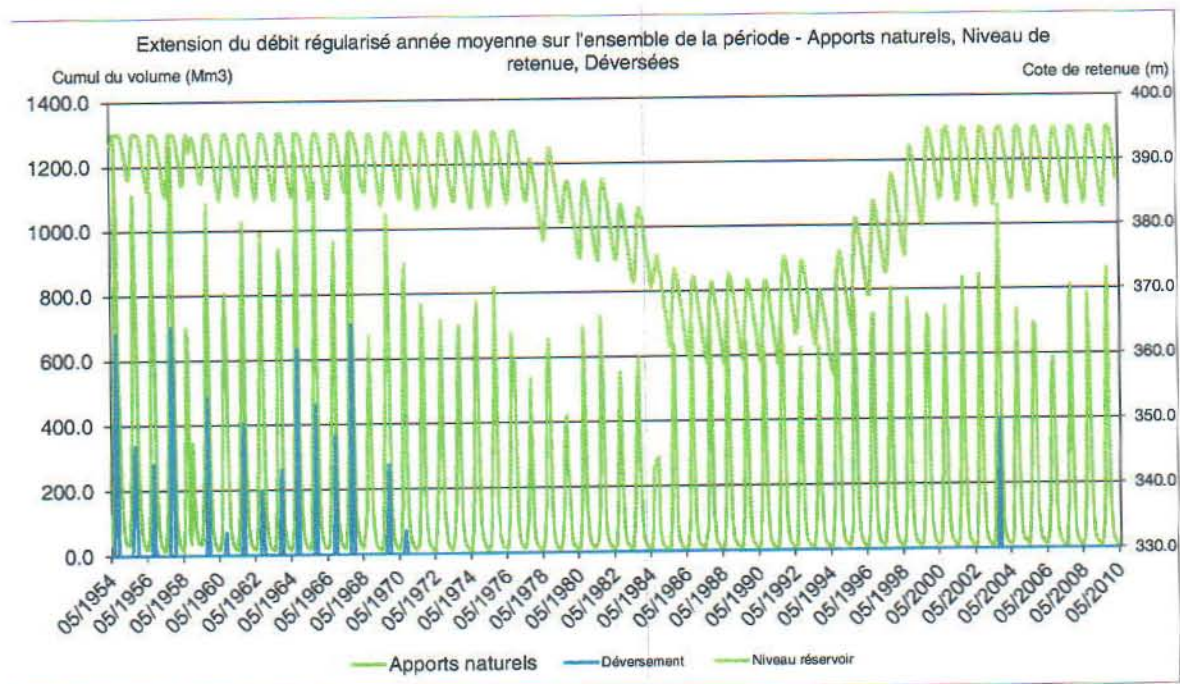
**REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)  
DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA**

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**



**Fig. 6. SIMULATION DE REGULARISATION DES DEBITS DU BAFING A 240 M<sup>3</sup>/s (PERIODE 1954-2010) - VOLUMES**

On constate alors un déficit de remplissage très important intervenant en cas de régularisation des débits du Bafing à la valeur donnée ci-dessus en année moyenne. Ceci est montré sur le graphique suivant, retraçant l'évolution du niveau moyen mensuel du réservoir en fonction des apports :



**Fig. 7. SIMULATION DE REGULARISATION DES DEBITS DU BAFING A 240 M<sup>3</sup>/s (PERIODE 1954-2010) – APPORTS, NIVEAU DE RETENUE, DEVERSEMENTS**

Le déficit très important de remplissage constaté conduit alors, pour permettre d'assurer une production suffisante pendant la période de déficit, à prévoir un volume de retenue



**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

---

nécessaire d'environ 9.4 Mm<sup>3</sup> (8.55 Mdm<sup>3</sup> utiles + 0.85 Mdm<sup>3</sup> de volume de mort), correspondant à une cote de retenue de l'ordre de 395m.

Si on refait l'exercice par périodes, on obtient les résultats suivants :

- Pour les années 1955-70 (forte hydraulité, apports moyens annuels 280m<sup>3</sup>/s) : débit régularisé de l'ordre de 280 m<sup>3</sup>/s (volume utile nécessaire d'environ 4.2 Mdm<sup>3</sup>, cote de retenue à 382m environ, production moyenne de 760 GWh/an),
- Pour les années 1970-95 (faible hydraulité, apports moyens annuels 170m<sup>3</sup>/s) : débit régularisé de l'ordre de 170 m<sup>3</sup>/s, avec même un certain déficit en fin de période du fait de l'accumulation d'années légèrement en déficit par rapport à la moyenne de cette période (volume utile nécessaire d'environ 2.8 Mdm<sup>3</sup>, cote de retenue à 375m environ, production moyenne de 406 GWh/an).
- Pour les années 1995-2010 (hydraulité modérée, apports moyens annuels 200m<sup>3</sup>/s) : débit régularisé de l'ordre de 200 m<sup>3</sup>/s (volume utile nécessaire d'environ 3.5Mdm<sup>3</sup>, cote de retenue à 378m environ, production moyenne de 520 GWh/an)

La forte variabilité des résultats montre ainsi les limites de la méthode, celle-ci ne permettant pas de dégager la notion d'Energie Garantie.

Ainsi, dans la mesure où il n'existe aucun moyen fiable de connaître les apports futurs, et ce même si les experts du GIEC ont conclu que la pluviométrie sur le continent africain ne devrait pas être modifiée outre mesure dans les années à venir, il convient de reprendre l'exercice de simulation avec un modèle permettant de dégager une valeur d'énergie garantie, et ce en tenant compte des variations d'apports.

### 3.CALCUL DE L'ENERGIE PRODUCTIBLE PAR L'AMENAGEMENT DE BOURÉYA

On s'intéresse à l'énergie productible par l'aménagement de Bouréya. On distingue habituellement :

- l'énergie dite garantie, qui est celle pouvant être fournie pendant la totalité du temps, en acceptant un certain niveau de défaillance (ici, 5% du temps),
- de l'énergie secondaire pouvant être produite en supplément, sans affecter la production d'énergie garantie.

L'énergie totale produite par l'aménagement est alors la somme des deux résultats précédents.

Dans notre cas, c'est la production d'énergie totale qui nous intéresse, mais on procède tout de même par calcul de l'énergie garantie, puis détermination de l'énergie secondaire.

On utilise un pas de temps mensuel (suffisant vu la taille du réservoir), et on utilise les débits mensuels sur la période 1964 à 2009.

#### 3.1.1. INFLUENCE DU NIVEAU DE RN SUR L'ENERGIE PRODUCTIBLE

On garde un débit d'équipement fixe de 410 m<sup>3</sup>/s et une capacité de 130 MW correspondant aux valeurs pressenties suite aux études réalisées auparavant.

On fait alors varier la retenue normale autour de la valeur de 381 m (provenant également des études préliminaires) et on étudie la conséquence sur la puissance garantie, et sur l'énergie productible. Sept valeurs de RN ont été étudiées sur la plage 375 – 390 m.

Le tableau suivant récapitule les résultats obtenus :

**Tabl. 4 - PUISSANCE GARANTIE ET PRODUCTION MOYENNE ANNUELLE SUIVANT LA COTE DE RETENUE NORMALE**

RN (m)	Puissance garantie (MW)	Production moyenne annuelle (GWh)
375	39,0	513,3
378	45,3	574,1
381	46,9	630,6
383	49,9	661,8
385	50,4	695,5
387	54,3	719,4
390	63,1	747,0

Ainsi, on constate que l'augmentation du niveau de RN de 375 à 390 m permet d'augmenter de 60% la puissance garantie (39 à 63 MW) et d'augmenter la production moyenne annuelle d'environ 45 % (513 à 747 GWh).



### 3.1.2. INFLUENCE DE L'AMENAGEMENT DE KOUKOUTAMBA

On s'intéresse maintenant à l'influence qu'aura la réalisation de l'aménagement de Koukoutamba, situé à l'amont de Bouréya sur l'énergie produisible et la puissance garantie de ce dernier.

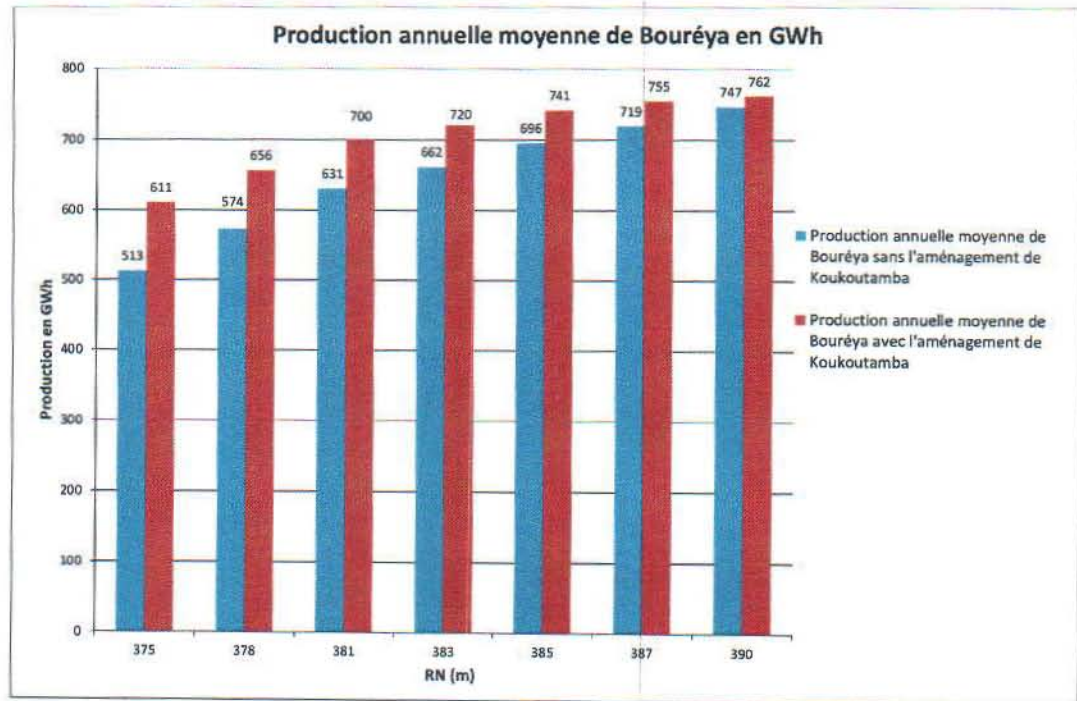


Fig. 8. EVOLUTION DE LA PRODUCTION MOYENNE ANNUELLE EN FONCTION DE LA COTE DE RETENUE NORMALE

La production annuelle moyenne de Bouréya augmente grâce à la régularisation des débits par l'aménagement en amont.

De plus, on constate que l'influence est d'autant plus sensible lorsque la RN est faible (augmentation de production allant de 18% pour une RN de 375 m à 2% pour une RN de 390 m).

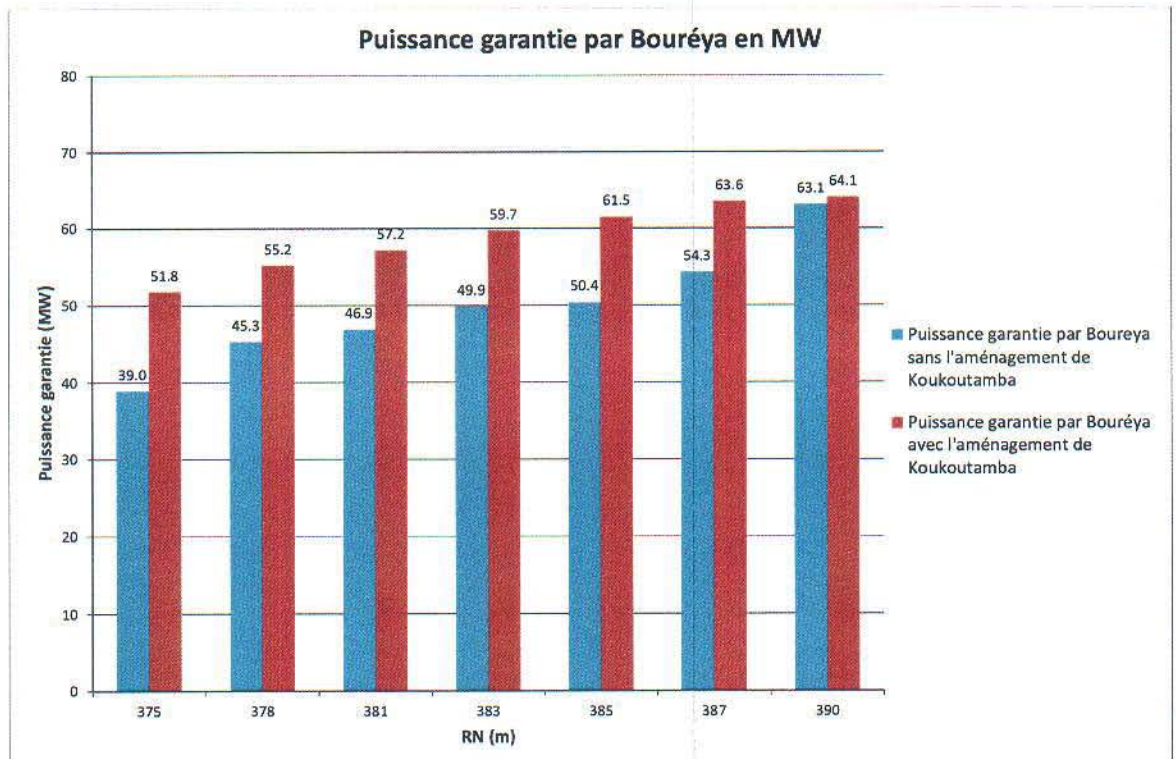


Fig. 9. EVOLUTION DE LA PUISSANCE GARANTIE EN FONCTION DE LA COTE DE RETENUE NORMALE

L'influence de Koukoutamba sur la puissance garantie à Bouréya est, ici encore, plus importante pour des RN plus faibles (augmentation de puissance garantie allant de 32,8% pour une RN de 375 m à 1,5% pour une RN de 390 m).

## 3.2. COUT DE L'AMENAGEMENT

Remarque préliminaire : A ce stade de l'étude, les différents coûts induits par la construction de l'aménagement ont été évalués sommairement et ne peuvent être considérés que comme tels, c'est-à-dire uniquement comme une base permettant la comparaison des différentes variantes envisageables. Ne sont d'ailleurs pas pris en compte les coûts invariants quelle que soit la variante d'aménagement retenue (ligne électrique, base vie, etc.).

Les coûts unitaires et leur base d'établissement sont présentés dans le « Volume 2 : Transports et accès / Base vie / Prix unitaires » du rapport d'études sectorielles.

### 3.2.1. BASES DU CALCUL D'OPTIMISATION

Afin d'établir les éléments du coût de l'aménagement et de préparer les bases de l'optimisation, une étude de dimensionnement et une estimation ont été réalisées pour les différents cas de retenue normale précédemment cités. Les volumes de travaux nécessaires ont ainsi été établis sur des schémas d'aménagement et devront faire l'objet,



**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

pour la variante retenue, d'un métré plus détaillé et précis au stade ultérieur d'Avant-Projet Sommaire. Pour chacun de ces cas, ont été réalisés :

- Un dimensionnement des ouvrages de l'aménagement, assorti d'un avant métré des principales quantités et notamment :
  - Des volumes d'excavation, avec distinction entre excavations au rocher et excavation en terrain meuble. La distinction entre ces volumes est basée sur les informations disponibles à ce stade, c'est-à-dire à l'issue de la campagne d'investigations géotechniques et géophysiques conduites sur le site.
  - Des volumes de construction des ouvrages en béton (prises d'eau, évacuateurs de crues, usine hydroélectrique, plots de raccordement aux ouvrages en remblais),
  - Des volumes de construction des ouvrages en remblais (batardeaux, corps du barrage en remblai, éventuelles digues secondaires, etc.), en distinguant les types de remblais pouvant présenter des coûts unitaires différents (noyaux argileux, recharges en enrochements, filtres et drains, etc.),
- Un dimensionnement et une estimation des coûts des équipements hydromécaniques établie sur la base des coûts catalogue du Consultant constamment tenus à jour pour :
  - L'équipement des prises d'eau usinières (vannes et organes de manœuvre, batardeaux de maintenance, etc.),
  - L'équipement de l'évacuateur de crues (vannes et clapets et leurs organes de manœuvre, batardeaux de maintenance, etc.),
- Un dimensionnement et une estimation des coûts des équipements hydroélectriques et hydromécaniques de l'usine, établie sur la base des coûts catalogue du Consultant constamment tenus à jour pour :
  - turbines et alternateurs,
  - transformateurs et poste de départ,
  - organes de manutentions,
  - etc.
- Une estimation des coûts environnementaux tels qu'établis à ce stade et présentés dans le rapport spécifique de ce secteur, incluant les coûts des mesures compensatoires liées à la submersion des terres agricoles, le recasement des populations et le rétablissement des voies de communications au voisinage de la retenue.
- Une estimation des coûts indirects, estimés à ce stade à 25% du total de l'aménagement sur la base d'études récentes similaires et incluant les coûts d'études, reconnaissances complémentaires et administration du projet, les coûts des aléas, imprévus et non-métrés pour les différents postes pris en compte,
- Une évaluation du coût total actualisé de l'aménagement incluant :
  - la période de construction (évaluée à ce stade à quatre années) avec une répartition de l'investissement annuel de 15%, 25%, 30% et 30% du total,

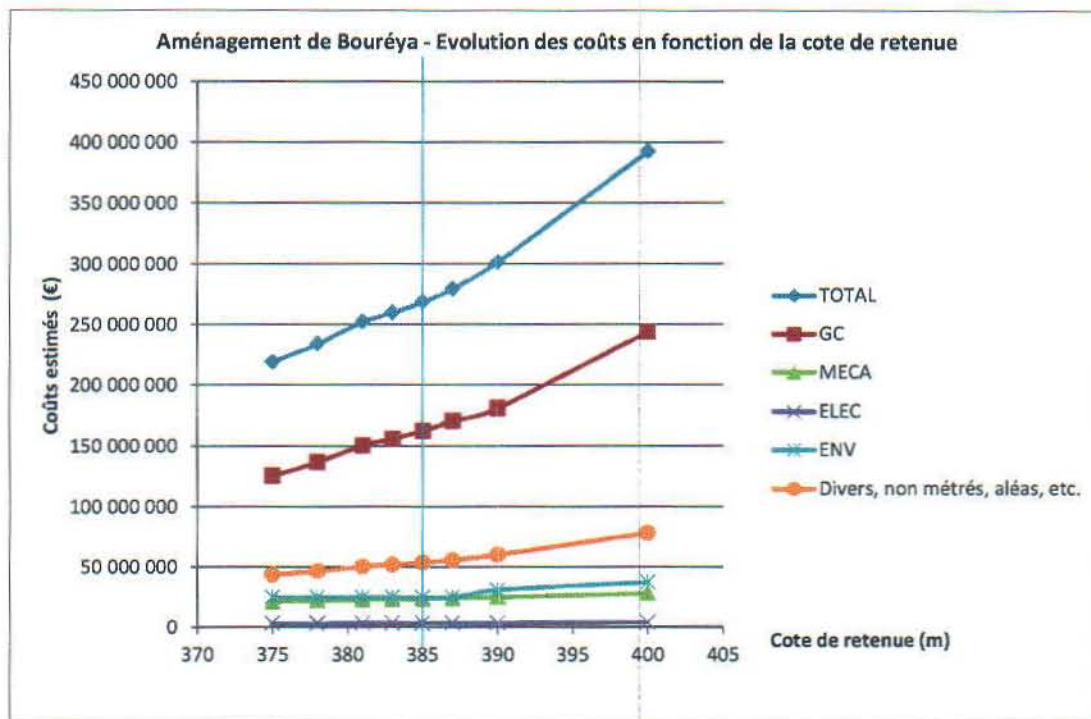


**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

- Trente années d'exploitation intégrant les coûts annuels d'opération et maintenance évalués à 0.5% du total du génie civil et 1.5% du total des équipements ainsi qu'un renouvellement complet de la moitié des équipements électriques et hydromécaniques à la fin de cette période d'exploitation.
  - Une actualisation à la date d'entrée en service de l'aménagement, supposée intervenir au second semestre de la dernière année de construction,
  - Un taux d'actualisation paramétré à 4%, 6%, 8% et 10%, ce taux n'ayant pas d'influence sur le résultat de l'optimisation. Les valeurs présentées ci-après tiennent compte d'un taux d'actualisation de 8%, valeur couramment admise à ce stade des études.
- Une valorisation de la production à un prix moyen de l'ordre de 0.07 euro par kW.h, valeur réaliste compte tenu du contexte local mais ne modifiant en rien les conclusions quant à l'optimum retenu.

**3.2.2. RESULTATS DU CALCUL D'OPTIMISATION**

Le graphique ci-après présente l'évolution des différents postes de coûts tels que listés ci-dessus pour les différents niveaux de retenue étudiés.



**Fig. 10. FONCTIONS DE COÛTS PAR POSTES PRINCIPAUX SUIVANT LA COTE DE RETENUE NORMALE**

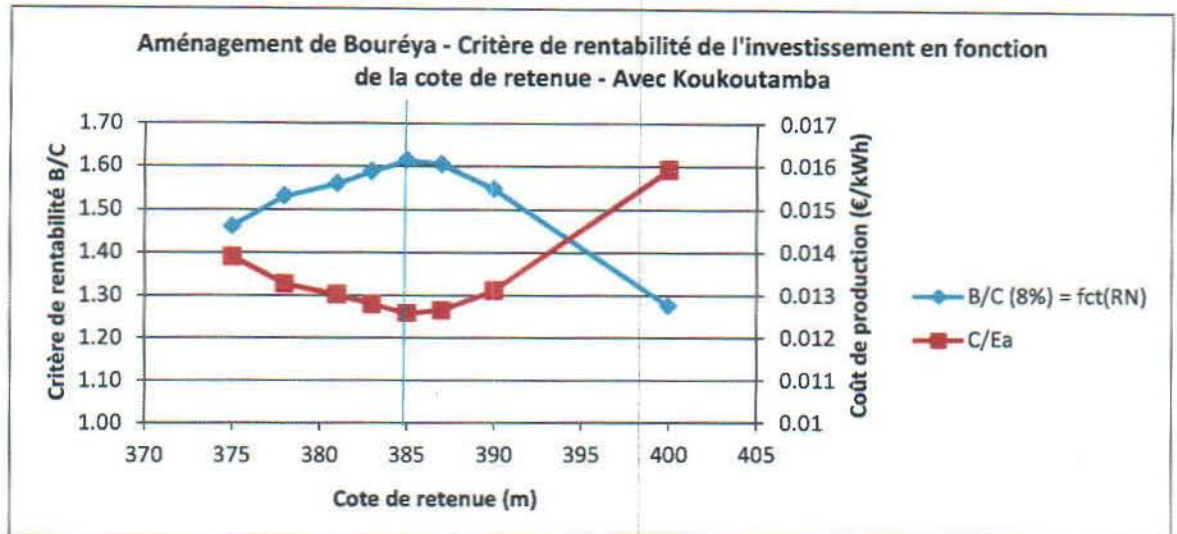
On notera sur la droite du graphique les résultats pour une retenue à la cote 400m, valeur uniquement présentée pour information dans la mesure où les contraintes du site conduisent à une limitation topographique (épanouissement important de la largeur de la vallée au-delà de la cote 400m), conduisant à prévoir la création de digues de cols, d'importants rétablissements de voies de communication et des coûts de compensation des submersions importants.



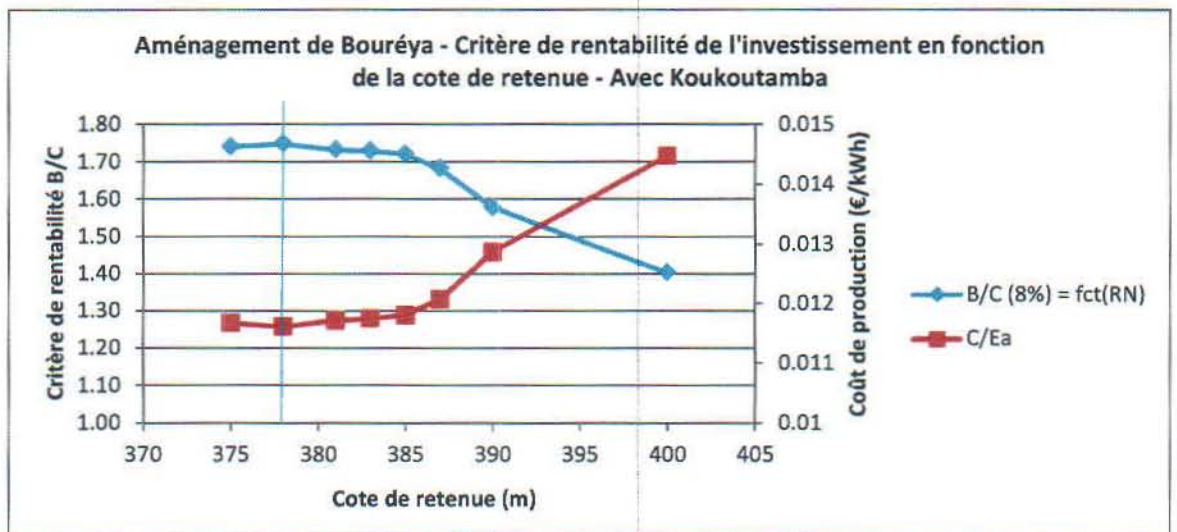
**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Les résultats obtenus sont présentés de façon détaillée en annexe (tableaux de VAN). Les deux figures suivantes synthétisent les résultats obtenus pour l'aménagement de Bouréya construit seul ou avec l'aménagement de Koukoutamba régularisant les débits entrants. Sont ainsi présentés, pour chacune des cotes de retenue étudiées :

- le rapport de la valorisation actualisée de l'aménagement et du coût total actualisé (rapport noté B/C),
- le coût de production moyen actualisé de l'énergie obtenu en divisant le coût total actualisé par l'énergie totale actualisée que le projet peut produire pendant la même durée de vie économique de 30 ans (C/Ea).



**Fig. 11. DETERMINATION DE LA COTE DE RETENUE NORMALE OPTIMUM SUIVANT LE CRITERE DE RENTABILITE ET COUT DE L'ENERGIE – AMENAGEMENT DE BOUREYA SEUL**



**Fig. 12. DETERMINATION DE LA COTE DE RETENUE NORMALE OPTIMUM SUIVANT LE CRITERE DE RENTABILITE ET COUT DE L'ENERGIE – AMENAGEMENT DE BOUREYA AVEC AMENAGEMENT DE KOUKOUTAMBA**

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

---

On constate que, quel que soit le phasage de réalisation, le critère de rentabilité (B/C) conduit à un niveau de retenue optimum similaire des optima déterminés par le moindre coût de production (C/Ea), ceci étant dû au fait que les coûts moyens et marginaux à la production d'une part et, d'autre part, la valeur marginale de l'énergie demeurent proches dans le cas de cet aménagement.

On constate cependant, que le phasage de réalisation a une importance très forte sur l'optimum à retenir :

- dans le cas où l'aménagement serait construit et exploité sans l'aménagement de Koukoutamba, la valeur à retenir pour la retenue normale serait de 385m,
- dans le cas où l'aménagement de Koukoutamba serait construit et viendrait régulariser les débits entrants, la valeur à retenir pour la retenue normale serait de 378m.

**3.2.3. CONCLUSION SUR LE NIVEAU DE RETENUE RECOMMANDE**

On retiendra des éléments présentés ci-dessus, la toute relative réelle valeur de l'optimum dans le cas de l'aménagement voyant ses débits régularisés par l'aménagement amont de Koukoutamba. En effet, on constate que dans ce cas-là, l'optimum reste très « plat », avec un écart inférieur à 2% tant en critère de rentabilité qu'en coût de production entre les deux valeurs de retenue 378m et 385m.

Placer la cote de retenue normale à la cote 385m conduit ainsi, pour un « investissement » supplémentaire inférieur à 2%, à augmenter la production de plus de 12% (avec Koukoutamba) à 20% (sans Koukoutamba).

Ainsi, compte tenu des besoins en énergie dans la sous-région, les éléments ci-dessus conduisent à recommander de retenir, pour l'aménagement de Bouréya :

UNE COTE DE RETENUE NORMALE DE 385M
-------------------------------------

**3.3. INFLUENCE DU DEBIT D'EQUIPEMENT SUR L'ENERGIE PRODUCTIBLE**

On étudie ici l'influence d'une augmentation du débit d'équipement sur l'énergie productible ainsi que sur les volumes d'eau déversés par l'aménagement de Bouréya. Les calculs sont effectués avec une RN optimale de 385 m.



**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

L'augmentation de la puissance installée avec un débit équipé allant de 410 à 700 m<sup>3</sup>/s se traduit par une croissance de l'énergie produite de seulement 5%. De plus, diminuer le débit équipé à 350 m<sup>3</sup>/s reviendrait à perdre 3% de la production annuelle. On constate que c'est entre 350 et 450 m<sup>3</sup>/s que le débit équipé a le plus d'influence sur l'énergie produite et les volumes déversés. Le tableau ci-après présente les résultats obtenus :

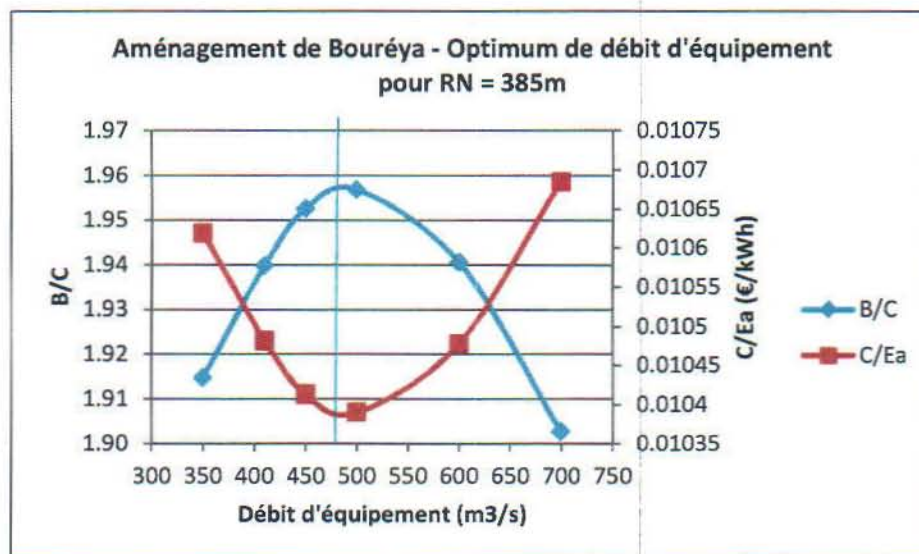
**Tabl. 5 - PRODUCTION MOYENNE ANNUELLE EN FONCTION DU DEBIT D'EQUIPEMENT**

Q équipé	350	410	450	500	600	700
Production moyenne annuelle (GWh)	674,7	695,7	706,8	718,3	729,1	730,5
Augmentation de la production moyenne annuelle (%)	-3,0%		1,6%	3,2%	4,8%	5,0%
Volume deversé moyen annuel (*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	68,3	42,3	34,5	22,9	15,6	7,3

Il est également intéressant de regarder les temps de fonctionnement moyen annuel. A partir de 500 m<sup>3</sup>/s de débit équipé, le temps de fonctionnement annuel est inférieur à 40%, et il sera plus difficile de rentabiliser.

**Tabl. 6 - TEMPS DE FONCTIONNEMENT ANNUEL EN FONCTION DU DEBIT D'EQUIPEMENT**

Q équipé	350	410	450	500	600	700
Temps de fonctionnement Annuel	53%	46%	43%	39%	33%	29%



**Fig. 13. DETERMINATION DU DEBIT D'EQUIPEMENT OPTIMUM SUIVANT LE CRITERE DE RENTABILITE ET COUT DE L'ENERGIE**

Ainsi, compte tenu des besoins en énergie dans la sous-région, les éléments ci-dessus conduisent à recommander de retenir, pour l'aménagement de Bouréya :

**UN DEBIT D'EQUIPEMENT DE 480 m<sup>3</sup>/s**

### 3.4. INFLUENCE DE L'AMENAGEMENT DE BOUREYA SUR LA PRODUCTION DE L'AMENAGEMENT DE MANANTALI

Le présent chapitre a pour but de quantifier l'influence de l'aménagement de Bouréya sur la production de l'aménagement de Manantali (dans le cas où Koukoutamba n'a pas été construit).

Pour cela, on calcule l'énergie productible par l'aménagement de Manantali sans aménagement à l'amont, puis avec l'aménagement de Bouréya, pour différentes valeurs de RN.

#### 3.4.1. HYPOTHESES

Les données utilisées pour la modélisation de l'aménagement de Manantali proviennent du rapport IRD, Novembre 2001, « Programme d'optimisation de la gestion des réservoirs, Phase III, Manuel de gestion du barrage de Manantali, Version finale ».

Les principales hypothèses sont récapitulées ci-après.

Tabl. 7 - LOIS HAUTEUR-SURFACE-VOLUME DE L'AMENAGEMENT DE MANANTALI

Hauteur (m)	Volume (Mm3)	Surface (km <sup>2</sup> )
150	0	0
170	750	110
175	1400	155
180	2150	215
187	3600	277
188	3700	280
200	7700	410
208	11270	477
211	12810	506
213	14350	535
220	17650	605

- Niveau minimal d'exploitation : 187 m
- RN : 208 m
- Une puissance installée de 200 MW



**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

- Les pertes par évaporation, le débit réservé et les demandes en irrigation sont récapitulées dans le tableau suivant :

**Tabl. 8 - MANANTALI – PERTES PAR EVAPORATIONS, DEBIT RESERVE ET DEMANDE POUR L'IRRIGATION**

	Pertes par évaporation (mm)	Débit réservé (m3/s)	Demande en irrigation et pertes en eau (m3/s)
Janvier	156	10	48
Février	184	10	65
Mars	234	10	94
Avril	234	10	101
Mai	204	10	54
Juin	98	10	67
Juillet	-92	10	128
Août	-181	10	184
Septembre	-60	10	133
Octobre	48	10	153
Novembre	96	10	73
Décembre	99	10	49

- La relation hauteur débit aval suivante :

**Tabl. 9 - MANANTALI - LOI HAUTEUR/DEBIT AVAL**

Niveau d'eau aval (m)	Débit (m3/s)
154	0
154,1	100
154,6	250
155,5	500
156,4	860
158,8	2500
160,2	3380
160,85	3880
161,6	4570

### 3.4.2. CALCUL DE L'IMPACT SUR L'ENERGIE PRODUCTIBLE PAR MANANTALI

Il convient de prendre en compte les résultats suivants uniquement à titre relatif, pour simple comparaison entre l'aménagement de Manantali seul, puis impacté par l'aménagement de Bouréya. En effet, le mode de gestion actuel de l'aménagement de Manantali s'effectue au pas de temps journalier et peut évoluer en cours d'année, selon un mode de gestion prévisionnel, alors que les seules données disponibles pour la présente étude sont au pas de temps mensuel.

Il est ainsi uniquement vérifié à ce stade que la construction de l'aménagement de Bouréya n'impacte pas négativement les différentes demandes en eau à Manantali.

OMVS- HAUT-COMMISSARIAT  
 REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)  
 DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

On calcule ainsi l'énergie produisible par l'aménagement de Manantali avec et sans Boureya et on obtient les résultats suivants :

**Tabl. 10 - MANANTALI – PRODUCTIBLE AVANT ET APRES CONSTRUCTION DE BOUREYA**

RN Boureya (m)	0	375	378	381	383	385	387	390
Production Manantali (GWh)	960	978	979	996	1003	999	1004	1009
Augmentation de production (%)	0	1,8%	1,9%	3,7%	4,4%	4,1%	4,6%	5,0%

La présence de l'aménagement de Bouréya permet d'augmenter le productible de Manantali d'une valeur comprise entre 1,8% (RN = 375 m) et 5% (RN = 390m). De plus, on constate que pour des RN variant entre 381 et 390 la production varie peu (996 à 1009 GWh).

Pour la valeur de RN recommandée (RN = 385 m), on a une augmentation de production d'environ 4,1% (40 GWh supplémentaires)

L'étude met ainsi en évidence une régularisation plus importante des eaux du Bafing par l'effet conjoint des deux aménagements de Bouréya et Manantali, avec notamment un débit entrant plus important à Manantali en saison sèche et une légère augmentation (environ 2 à 5 % suivant le scénario d'aménagement retenu pour Bouréya) de la production annuelle moyenne d'énergie à Manantali du fait de cette meilleure régularisation du Bafing.



---

## 4. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

---

L'étude de régularisation des débits du Bafing et de dimensionnement de la retenue de Bouréya met en évidence :

- Une limitation de l'énergie garantie 95 % du temps par la forte variabilité des apports constatés sur la période d'étude et notamment la longue sécheresse 1970 à 1993 (constat encore plus prononcé lors de la succession d'années très sèches de 1980 à 1985),
- Une production totale d'énergie augmentant avec l'élévation de la RN mais la détermination d'un optimum économique aux alentours de la cote 385m ;
- Une production d'énergie totale augmentant avec l'augmentation du débit d'équipement mais la détermination d'un optimum économique aux alentours de  $Q_{\text{equip}} = 480 \text{ m}^3/\text{s}$  ;
- Un impact important et positif de la construction du barrage de Koukoutamba en amont de Bouréya, sans pour autant que la construction de Koukoutamba ne soit un préalable nécessaire pour l'intérêt économique et énergétique de l'aménagement de Bouréya ;
- Un impact faible mais positif sur la satisfaction des différents besoins en eau sur l'aménagement aval à Manantali (augmentation de la production, meilleure régularisation des débits entrants permettant un meilleur soutien d'étiage).

Ces conclusions appellent les recommandations suivantes :

- La discussion et validation à ce stade de la cote de retenue normale et du débit d'équipement, ces deux variables entrant en premier lieu dans le dimensionnement des ouvrages de l'aménagement qui seront étudiés au stade d'Avant-projet ;
- La réalisation, tel que prévu dans le déroulement de la présente étude, d'une étude économique poursuivie sur l'aménagement finalement retenu ;
- La prévision, à terme, d'une gestion intégrée et prévisionnelle des trois aménagements de Koukoutamba (lorsque construit), Bouréya et Manantali.

**ANNEXES : TABLEAUX D'OPTIMISATION ECONOMIQUE  
PRELIMINAIRE**



**OMVS- HAUT-COMMISSARIAT**  
**REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)**  
**DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA**

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Coût actualisé (VAN) - Cotes de retenue 375m – 378m

	RN	375
Hydro-mechanical works cost (ME)	26.62	
Electrical works cost (ME)	3.99	
Civil works cost (ME)	157.04	
Environmental cost (ME)	31.25	
Total cost (ME)	218.90	
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)	42.8	
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)	42.8	
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)	42.8	

	RN	378
Hydro-mechanical works cost (ME)	27.47	
Electrical works cost (ME)	4.12	
Civil works cost (ME)	171.13	
Environmental cost (ME)	31.25	
Total cost (ME)	233.97	
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)	45.9	
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)	45.9	
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)	45.9	

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

O&M annual cost Civil works	0.5%
E&M works	1.5%

O&M annual cost Civil works	0.5%
E&M works	1.5%

Year of production	Year	375		
		Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M) (ME)	Net benefit (ME)
	N	0.0	32.835	-32.84
	N+1	0.0	54.726	-54.73
	N+2	0.0	65.671	-65.67
	N+3	0.0	65.671	-65.67
0	N+4	21.4	1.244	20.14
1	N+5	42.8	1.244	41.53
2	N+6	42.8	1.244	41.53
3	N+7	42.8	1.244	41.53
4	N+8	42.8	1.244	41.53
5	N+9	42.8	1.244	41.53
6	N+10	42.8	1.244	41.53
7	N+11	42.8	1.244	41.53
8	N+12	42.8	1.244	41.53
9	N+13	42.8	1.244	41.53
10	N+14	42.8	1.244	41.53
11	N+15	42.8	1.244	41.53
12	N+16	42.8	1.244	41.53
13	N+17	42.8	1.244	41.53
14	N+18	42.8	1.244	41.53
15	N+19	42.8	1.244	41.53
16	N+20	42.8	1.244	41.53
17	N+21	42.8	1.244	41.53
18	N+22	42.8	1.244	41.53
19	N+23	42.8	1.244	41.53
20	N+24	42.8	1.244	41.53
21	N+25	42.8	1.244	41.53
22	N+26	42.8	1.244	41.53
23	N+27	42.8	1.244	41.53
24	N+28	42.8	1.244	41.53
25	N+29	42.8	1.244	41.53
26	N+30	42.8	16.550	26.22

Year of production	Year	378		
		Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M) (ME)	Net benefit (ME)
	N	0.0	35.095	-35.09
	N+1	0.0	58.491	-58.49
	N+2	0.0	70.190	-70.19
	N+3	0.0	70.190	-70.19
0	N+4	23.0	1.329	21.63
1	N+5	45.9	1.329	44.59
2	N+6	45.9	1.329	44.59
3	N+7	45.9	1.329	44.59
4	N+8	45.9	1.329	44.59
5	N+9	45.9	1.329	44.59
6	N+10	45.9	1.329	44.59
7	N+11	45.9	1.329	44.59
8	N+12	45.9	1.329	44.59
9	N+13	45.9	1.329	44.59
10	N+14	45.9	1.329	44.59
11	N+15	45.9	1.329	44.59
12	N+16	45.9	1.329	44.59
13	N+17	45.9	1.329	44.59
14	N+18	45.9	1.329	44.59
15	N+19	45.9	1.329	44.59
16	N+20	45.9	1.329	44.59
17	N+21	45.9	1.329	44.59
18	N+22	45.9	1.329	44.59
19	N+23	45.9	1.329	44.59
20	N+24	45.9	1.329	44.59
21	N+25	45.9	1.329	44.59
22	N+26	45.9	1.329	44.59
23	N+27	45.9	1.329	44.59
24	N+28	45.9	1.329	44.59
25	N+29	45.9	1.329	44.59
26	N+30	45.9	17.124	28.80

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	218.59	202.37	189.13	177.92
NPV of benefit B	579.43	431.56	329.22	256.56
B-C	360.84	229.19	140.08	78.64
B/C	2.65	2.13	1.74	1.44

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	233.46	216.20	202.09	190.13
NPV of benefit B	622.11	463.35	353.46	275.46
B-C	388.65	247.15	151.37	85.33
B/C	2.66	2.14	1.75	1.45



OMVS- HAUT-COMMISSARIAT  
 REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)  
 DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA  
**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Coût actualisé (VAN) - Cotes de retenue 381m – 383m

	RN	381
Hydro-mechanical works cost (ME)		28.39
Electrical works cost (ME)		4.26
Civil works cost (ME)		188.12
Environmental cost (ME)		31.25
Total cost (ME)		252.02
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)		49.0
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)		49.0
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)		49.0

	RN	383
Hydro-mechanical works cost (ME)		28.94
Electrical works cost (ME)		4.34
Civil works cost (ME)		195.26
Environmental cost (ME)		31.25
Total cost (ME)		259.79
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)		50.4
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)		50.4
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)		50.4

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

O&M annual cost Civil works	0.5%
E&M works	1.5%

O&M annual cost Civil works	0.5%
E&M works	1.5%

Year of production	Year	Total cost (Cap.+O&M)		
		Sale revenue	(ME)	Net benefit
		(ME)	(ME)	(ME)
	N	0.0	37.803	-37.80
	N+1	0.0	63.005	-63.01
	N+2	0.0	75.607	-75.61
	N+3	0.0	75.607	-75.61
0	N+4	24.5	1.430	23.07
1	N+5	49.0	1.430	47.57
2	N+6	49.0	1.430	47.57
3	N+7	49.0	1.430	47.57
4	N+8	49.0	1.430	47.57
5	N+9	49.0	1.430	47.57
6	N+10	49.0	1.430	47.57
7	N+11	49.0	1.430	47.57
8	N+12	49.0	1.430	47.57
9	N+13	49.0	1.430	47.57
10	N+14	49.0	1.430	47.57
11	N+15	49.0	1.430	47.57
12	N+16	49.0	1.430	47.57
13	N+17	49.0	1.430	47.57
14	N+18	49.0	1.430	47.57
15	N+19	49.0	1.430	47.57
16	N+20	49.0	1.430	47.57
17	N+21	49.0	1.430	47.57
18	N+22	49.0	1.430	47.57
19	N+23	49.0	1.430	47.57
20	N+24	49.0	1.430	47.57
21	N+25	49.0	1.430	47.57
22	N+26	49.0	1.430	47.57
23	N+27	49.0	1.430	47.57
24	N+28	49.0	1.430	47.57
25	N+29	49.0	1.430	47.57
26	N+30	49.0	17.756	31.24

Year of production	Year	Total cost (Cap.+O&M)		
		Sale revenue	(ME)	Net benefit
		(ME)	(ME)	(ME)
	N	0.0	38.968	-38.97
	N+1	0.0	64.947	-64.95
	N+2	0.0	77.936	-77.94
	N+3	0.0	77.936	-77.94
0	N+4	25.2	1.475	23.72
1	N+5	50.4	1.475	48.92
2	N+6	50.4	1.475	48.92
3	N+7	50.4	1.475	48.92
4	N+8	50.4	1.475	48.92
5	N+9	50.4	1.475	48.92
6	N+10	50.4	1.475	48.92
7	N+11	50.4	1.475	48.92
8	N+12	50.4	1.475	48.92
9	N+13	50.4	1.475	48.92
10	N+14	50.4	1.475	48.92
11	N+15	50.4	1.475	48.92
12	N+16	50.4	1.475	48.92
13	N+17	50.4	1.475	48.92
14	N+18	50.4	1.475	48.92
15	N+19	50.4	1.475	48.92
16	N+20	50.4	1.475	48.92
17	N+21	50.4	1.475	48.92
18	N+22	50.4	1.475	48.92
19	N+23	50.4	1.475	48.92
20	N+24	50.4	1.475	48.92
21	N+25	50.4	1.475	48.92
22	N+26	50.4	1.475	48.92
23	N+27	50.4	1.475	48.92
24	N+28	50.4	1.475	48.92
25	N+29	50.4	1.475	48.92
26	N+30	50.4	18.116	32.28

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	251.25	232.76	217.61	204.76
NPV of benefit B	663.83	494.43	377.17	293.94
B-C	412.58	261.67	159.56	89.18
B/C	2.64	2.12	1.73	1.44

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	258.95	239.91	224.31	211.06
NPV of benefit B	682.80	508.55	387.95	302.33
B-C	423.85	268.65	163.64	91.27
B/C	2.64	2.12	1.73	1.43



OMVS- HAUT-COMMISSARIAT  
**REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)**  
**DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA**

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Coût actualisé (VAN) - Cotes de retenue 385m – 387m

	RN	385
Hydro-mechanical works cost (ME)		29.69
Electrical works cost (ME)		4.45
Civil works cost (ME)		203.28
Environmental cost (ME)		31.25
Total cost (ME)		268.67
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)		51.9
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)		51.9
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)		51.9

	RN	387
Hydro-mechanical works cost (ME)		30.30
Electrical works cost (ME)		4.54
Civil works cost (ME)		213.52
Environmental cost (ME)		31.25
Total cost (ME)		279.61
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)		52.8
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)		52.8
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)		52.8

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

O&M annual cost	Civil works	0.5%
	E&M works	1.5%

O&M annual cost	Civil works	0.5%
	E&M works	1.5%

Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M) (ME)	Net benefit (ME)
	N	0.0	40.300	-40.30
	N+1	0.0	67.167	-67.17
	N+2	0.0	80.600	-80.60
	N+3	0.0	80.600	-80.60
0	N+4	25.9	1.528	24.41
1	N+5	51.9	1.528	50.34
2	N+6	51.9	1.528	50.34
3	N+7	51.9	1.528	50.34
4	N+8	51.9	1.528	50.34
5	N+9	51.9	1.528	50.34
6	N+10	51.9	1.528	50.34
7	N+11	51.9	1.528	50.34
8	N+12	51.9	1.528	50.34
9	N+13	51.9	1.528	50.34
10	N+14	51.9	1.528	50.34
11	N+15	51.9	1.528	50.34
12	N+16	51.9	1.528	50.34
13	N+17	51.9	1.528	50.34
14	N+18	51.9	1.528	50.34
15	N+19	51.9	1.528	50.34
16	N+20	51.9	1.528	50.34
17	N+21	51.9	1.528	50.34
18	N+22	51.9	1.528	50.34
19	N+23	51.9	1.528	50.34
20	N+24	51.9	1.528	50.34
21	N+25	51.9	1.528	50.34
22	N+26	51.9	1.528	50.34
23	N+27	51.9	1.528	50.34
24	N+28	51.9	1.528	50.34
25	N+29	51.9	1.528	50.34
26	N+30	51.9	18.599	33.27

Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M) (ME)	Net benefit (ME)
	N	0.0	41.942	-41.94
	N+1	0.0	69.903	-69.90
	N+2	0.0	83.883	-83.88
	N+3	0.0	83.883	-83.88
0	N+4	26.4	1.590	24.80
1	N+5	52.8	1.590	51.19
2	N+6	52.8	1.590	51.19
3	N+7	52.8	1.590	51.19
4	N+8	52.8	1.590	51.19
5	N+9	52.8	1.590	51.19
6	N+10	52.8	1.590	51.19
7	N+11	52.8	1.590	51.19
8	N+12	52.8	1.590	51.19
9	N+13	52.8	1.590	51.19
10	N+14	52.8	1.590	51.19
11	N+15	52.8	1.590	51.19
12	N+16	52.8	1.590	51.19
13	N+17	52.8	1.590	51.19
14	N+18	52.8	1.590	51.19
15	N+19	52.8	1.590	51.19
16	N+20	52.8	1.590	51.19
17	N+21	52.8	1.590	51.19
18	N+22	52.8	1.590	51.19
19	N+23	52.8	1.590	51.19
20	N+24	52.8	1.590	51.19
21	N+25	52.8	1.590	51.19
22	N+26	52.8	1.590	51.19
23	N+27	52.8	1.590	51.19
24	N+28	52.8	1.590	51.19
25	N+29	52.8	1.590	51.19
26	N+30	52.8	19.010	33.77

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	267.80	248.11	231.98	218.29
V of benefit B	702.72	523.39	399.26	311.15
B-C	434.92	275.27	167.28	92.87
B/C	2.62	2.11	1.72	1.43

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	278.59	258.15	241.40	227.16
NPV of benefit B	715.04	532.57	406.27	316.61
B-C	436.45	274.41	164.87	89.46
B/C	2.57	2.06	1.68	1.39



OMVS- HAUT-COMMISSARIAT  
**REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)**  
**DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA**

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Coût actualisé (VAN) - Cotes de retenue 390m – 400m

RN 390				RN 400					
Hydro-mechanical works cost (ME)		31.27		Hydro-mechanical works cost (ME)		35.55			
Electrical works cost (ME)		4.69		Electrical works cost (ME)		5.33			
Civil works cost (ME)		226.57		Civil works cost (ME)		304.74			
Environmental cost (ME)		39.06		Environmental cost (ME)		46.88			
Total cost (ME)		301.60		Total cost (ME)		392.51			
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)		53.3		Annual benefit (ME) (year 0 to 4)		61.6			
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)		53.3		Annual benefit (ME) (year 5 to 9)		61.6			
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)		53.3		Annual benefit (ME) (year 10 to ->)		61.6			
Percentage of invest	Year N	15%		Percentage of invest	Year N	15%			
	Year N+1	25%			Year N+1	25%			
	Year N+2	30%			Year N+2	30%			
	Year N+3	30%			Year N+3	30%			
O&M annual cost	Civil works	0.5%		O&M annual cost	Civil works	0.5%			
	E&M works	1.5%			E&M works	1.5%			
Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M) (ME)	Net benefit (ME)	Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M) (ME)	Net benefit (ME)
	N	0.0	45.240	-45.24		N	0.0	58.876	-58.88
	N+1	0.0	75.399	-75.40		N+1	0.0	98.127	-98.13
	N+2	0.0	90.479	-90.48		N+2	0.0	117.752	-117.75
	N+3	0.0	90.479	-90.48		N+3	0.0	117.752	-117.75
0	N+4	26.7	1.672	25.00	0	N+4	30.8	2.137	28.66
1	N+5	53.3	1.672	51.67	1	N+5	61.6	2.137	59.46
2	N+6	53.3	1.672	51.67	2	N+6	61.6	2.137	59.46
3	N+7	53.3	1.672	51.67	3	N+7	61.6	2.137	59.46
4	N+8	53.3	1.672	51.67	4	N+8	61.6	2.137	59.46
5	N+9	53.3	1.672	51.67	5	N+9	61.6	2.137	59.46
6	N+10	53.3	1.672	51.67	6	N+10	61.6	2.137	59.46
7	N+11	53.3	1.672	51.67	7	N+11	61.6	2.137	59.46
8	N+12	53.3	1.672	51.67	8	N+12	61.6	2.137	59.46
9	N+13	53.3	1.672	51.67	9	N+13	61.6	2.137	59.46
10	N+14	53.3	1.672	51.67	10	N+14	61.6	2.137	59.46
11	N+15	53.3	1.672	51.67	11	N+15	61.6	2.137	59.46
12	N+16	53.3	1.672	51.67	12	N+16	61.6	2.137	59.46
13	N+17	53.3	1.672	51.67	13	N+17	61.6	2.137	59.46
14	N+18	53.3	1.672	51.67	14	N+18	61.6	2.137	59.46
15	N+19	53.3	1.672	51.67	15	N+19	61.6	2.137	59.46
16	N+20	53.3	1.672	51.67	16	N+20	61.6	2.137	59.46
17	N+21	53.3	1.672	51.67	17	N+21	61.6	2.137	59.46
18	N+22	53.3	1.672	51.67	18	N+22	61.6	2.137	59.46
19	N+23	53.3	1.672	51.67	19	N+23	61.6	2.137	59.46
20	N+24	53.3	1.672	51.67	20	N+24	61.6	2.137	59.46
21	N+25	53.3	1.672	51.67	21	N+25	61.6	2.137	59.46
22	N+26	53.3	1.672	51.67	22	N+26	61.6	2.137	59.46
23	N+27	53.3	1.672	51.67	23	N+27	61.6	2.137	59.46
24	N+28	53.3	1.672	51.67	24	N+28	61.6	2.137	59.46
25	N+29	53.3	1.672	51.67	25	N+29	61.6	2.137	59.46
26	N+30	53.3	19.653	33.69	26	N+30	61.6	22.580	39.02
Discount rate	4%	6%	8%	10%	Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	299.66	277.87	259.96	244.71	NPV of cost C	388.56	360.73	337.73	318.06
NPV of benefit B	722.63	538.22	410.58	319.97	NPV of benefit B	834.53	621.57	474.16	369.52
B-C	422.97	260.35	150.62	75.26	B-C	445.97	260.83	136.43	51.46
B/C	2.41	1.94	1.58	1.31	B/C	2.15	1.72	1.40	1.16



OMVS- HAUT-COMMISSARIAT  
REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)

DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Coût actualisé (VAN) – Débits d'équipement 350 et 410 m<sup>3</sup>/s

QEQUIP	350
Hydro-mechanical works cost (ME)	29.27
Electrical works cost (ME)	3.56
Civil works cost (ME)	161.32
Environmental cost (ME)	25.00
Total cost (ME)	219.15
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)	47.2
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)	47.2
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)	47.2

QEQUIP	410
Hydro-mechanical works cost (ME)	31.58
Electrical works cost (ME)	3.56
Civil works cost (ME)	162.62
Environmental cost (ME)	25.00
Total cost (ME)	222.77
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)	48.7
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)	48.7
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)	48.7

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

O&M annual cost	Civil works	0.5%
	E&M works	1.5%

O&M annual cost	Civil works	0.5%
	E&M works	1.5%

Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M)		Net benefit (ME)
			(ME)	(ME)	
	N	0.0	32.872		-32.87
	N+1	0.0	54.787		-54.79
	N+2	0.0	65.744		-65.74
	N+3	0.0	65.744		-65.74
0	N+4	23.6	1.299		22.32
1	N+5	47.2	1.299		45.93
2	N+6	47.2	1.299		45.93
3	N+7	47.2	1.299		45.93
4	N+8	47.2	1.299		45.93
5	N+9	47.2	1.299		45.93
6	N+10	47.2	1.299		45.93
7	N+11	47.2	1.299		45.93
8	N+12	47.2	1.299		45.93
9	N+13	47.2	1.299		45.93
10	N+14	47.2	1.299		45.93
11	N+15	47.2	1.299		45.93
12	N+16	47.2	1.299		45.93
13	N+17	47.2	1.299		45.93
14	N+18	47.2	1.299		45.93
15	N+19	47.2	1.299		45.93
16	N+20	47.2	1.299		45.93
17	N+21	47.2	1.299		45.93
18	N+22	47.2	1.299		45.93
19	N+23	47.2	1.299		45.93
20	N+24	47.2	1.299		45.93
21	N+25	47.2	1.299		45.93
22	N+26	47.2	1.299		45.93
23	N+27	47.2	1.299		45.93
24	N+28	47.2	1.299		45.93
25	N+29	47.2	1.299		45.93
26	N+30	47.2	17.715		29.52

Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M)		Net benefit (ME)
			(ME)	(ME)	
	N	0.0	33.415		-33.42
	N+1	0.0	55.692		-55.69
	N+2	0.0	66.830		-66.83
	N+3	0.0	66.830		-66.83
0	N+4	24.4	1.340		23.01
1	N+5	48.7	1.340		47.36
2	N+6	48.7	1.340		47.36
3	N+7	48.7	1.340		47.36
4	N+8	48.7	1.340		47.36
5	N+9	48.7	1.340		47.36
6	N+10	48.7	1.340		47.36
7	N+11	48.7	1.340		47.36
8	N+12	48.7	1.340		47.36
9	N+13	48.7	1.340		47.36
10	N+14	48.7	1.340		47.36
11	N+15	48.7	1.340		47.36
12	N+16	48.7	1.340		47.36
13	N+17	48.7	1.340		47.36
14	N+18	48.7	1.340		47.36
15	N+19	48.7	1.340		47.36
16	N+20	48.7	1.340		47.36
17	N+21	48.7	1.340		47.36
18	N+22	48.7	1.340		47.36
19	N+23	48.7	1.340		47.36
20	N+24	48.7	1.340		47.36
21	N+25	48.7	1.340		47.36
22	N+26	48.7	1.340		47.36
23	N+27	48.7	1.340		47.36
24	N+28	48.7	1.340		47.36
25	N+29	48.7	1.340		47.36
26	N+30	48.7	18.914		29.79

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	219.91	203.34	189.87	178.51
NPV of benefit B	639.86	476.57	363.55	283.32
B-C	419.95	273.23	173.67	104.81
B/C	2.91	2.34	1.91	1.59

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	224.08	207.05	193.25	181.63
NPV of benefit B	659.78	491.40	374.87	292.14
B-C	435.70	284.36	181.61	110.51
B/C	2.94	2.37	1.94	1.61



OMVS- HAUT-COMMISSARIAT  
**REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)**  
**DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA**  
**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Coût actualisé (VAN) – Débits d'équipement 450 et 500 m<sup>3</sup>/s

	QEQUIP	450
Hydro-mechanical works cost (ME)		32.70
Electrical works cost (ME)		3.56
Civil works cost (ME)		163.44
Environmental cost (ME)		25.00
Total cost (ME)		224.70
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)		49.5
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)		49.5
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)		49.5

	QEQUIP	500
Hydro-mechanical works cost (ME)		34.65
Electrical works cost (ME)		3.56
Civil works cost (ME)		164.41
Environmental cost (ME)		25.00
Total cost (ME)		227.62
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)		50.3
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)		50.3
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)		50.3

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

O&M annual cost	Civil works	0.5%
	E&M works	1.5%

O&M annual cost	Civil works	0.5%
	E&M works	1.5%

Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M)		Net benefit (ME)
			(ME)	(ME)	
	N	0.0	33.705	-33.71	
	N+1	0.0	56.176	-56.18	
	N+2	0.0	67.411	-67.41	
	N+3	0.0	67.411	-67.41	
0	N+4	24.7	1.361	23.38	
1	N+5	49.5	1.361	48.11	
2	N+6	49.5	1.361	48.11	
3	N+7	49.5	1.361	48.11	
4	N+8	49.5	1.361	48.11	
5	N+9	49.5	1.361	48.11	
6	N+10	49.5	1.361	48.11	
7	N+11	49.5	1.361	48.11	
8	N+12	49.5	1.361	48.11	
9	N+13	49.5	1.361	48.11	
10	N+14	49.5	1.361	48.11	
11	N+15	49.5	1.361	48.11	
12	N+16	49.5	1.361	48.11	
13	N+17	49.5	1.361	48.11	
14	N+18	49.5	1.361	48.11	
15	N+19	49.5	1.361	48.11	
16	N+20	49.5	1.361	48.11	
17	N+21	49.5	1.361	48.11	
18	N+22	49.5	1.361	48.11	
19	N+23	49.5	1.361	48.11	
20	N+24	49.5	1.361	48.11	
21	N+25	49.5	1.361	48.11	
22	N+26	49.5	1.361	48.11	
23	N+27	49.5	1.361	48.11	
24	N+28	49.5	1.361	48.11	
25	N+29	49.5	1.361	48.11	
26	N+30	49.5	19.493	29.98	

Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M)		Net benefit (ME)
			(ME)	(ME)	
	N	0.0	34.143	-34.14	
	N+1	0.0	56.905	-56.90	
	N+2	0.0	68.286	-68.29	
	N+3	0.0	68.286	-68.29	
0	N+4	25.1	1.395	23.74	
1	N+5	50.3	1.395	48.88	
2	N+6	50.3	1.395	48.88	
3	N+7	50.3	1.395	48.88	
4	N+8	50.3	1.395	48.88	
5	N+9	50.3	1.395	48.88	
6	N+10	50.3	1.395	48.88	
7	N+11	50.3	1.395	48.88	
8	N+12	50.3	1.395	48.88	
9	N+13	50.3	1.395	48.88	
10	N+14	50.3	1.395	48.88	
11	N+15	50.3	1.395	48.88	
12	N+16	50.3	1.395	48.88	
13	N+17	50.3	1.395	48.88	
14	N+18	50.3	1.395	48.88	
15	N+19	50.3	1.395	48.88	
16	N+20	50.3	1.395	48.88	
17	N+21	50.3	1.395	48.88	
18	N+22	50.3	1.395	48.88	
19	N+23	50.3	1.395	48.88	
20	N+24	50.3	1.395	48.88	
21	N+25	50.3	1.395	48.88	
22	N+26	50.3	1.395	48.88	
23	N+27	50.3	1.395	48.88	
24	N+28	50.3	1.395	48.88	
25	N+29	50.3	1.395	48.88	
26	N+30	50.3	20.500	29.78	

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	226.27	209.01	195.04	183.29
NPV of benefit B	670.28	499.23	380.84	296.79
B-C	444.01	290.22	185.80	113.50
B/C	2.96	2.39	1.95	1.62

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	229.66	212.02	197.77	185.81
NPV of benefit B	681.16	507.33	387.01	301.61
B-C	451.50	295.31	189.24	115.80
B/C	2.97	2.39	1.96	1.62



OMVS- HAUT-COMMISSARIAT  
 REALISATION DE L'ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS)  
 DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DE BOUREYA

**MISSION 1 : ETUDE DE FAISABILITE – ETUDES SECTORIELLES – VOLUME 3: DIMENSION RETENUE**

Coût actualisé (VAN) – Débits d'équipement 600 et 700 m<sup>3</sup>/s

QEQUIP 600	
Hydro-mechanical works cost (ME)	37.83
Electrical works cost (ME)	3.56
Civil works cost (ME)	166.22
Environmental cost (ME)	25.00
<b>Total cost (ME)</b>	<b>232.61</b>
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)	51.0
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)	51.0
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)	51.0

QEQUIP 700	
Hydro-mechanical works cost (ME)	40.90
Electrical works cost (ME)	3.56
Civil works cost (ME)	167.88
Environmental cost (ME)	25.00
<b>Total cost (ME)</b>	<b>237.34</b>
Annual benefit (ME) (year 0 to 4)	51.1
Annual benefit (ME) (year 5 to 9)	51.1
Annual benefit (ME) (year 10 to ->)	51.1

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

Percentage of invest	Year N	15%
	Year N+1	25%
	Year N+2	30%
	Year N+3	30%

O&M annual cost	Civil works	0.5%
	E&M works	1.5%

O&M annual cost	Civil works	0.5%
	E&M works	1.5%

Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M)		Net benefit (ME)
			(ME)	(ME)	
	N	0.0	34.892	-34.89	
	N+1	0.0	58.154	-58.15	
	N+2	0.0	69.784	-69.78	
	N+3	0.0	69.784	-69.78	
0	N+4	25.5	1.452	24.06	
1	N+5	51.0	1.452	49.58	
2	N+6	51.0	1.452	49.58	
3	N+7	51.0	1.452	49.58	
4	N+8	51.0	1.452	49.58	
5	N+9	51.0	1.452	49.58	
6	N+10	51.0	1.452	49.58	
7	N+11	51.0	1.452	49.58	
8	N+12	51.0	1.452	49.58	
9	N+13	51.0	1.452	49.58	
10	N+14	51.0	1.452	49.58	
11	N+15	51.0	1.452	49.58	
12	N+16	51.0	1.452	49.58	
13	N+17	51.0	1.452	49.58	
14	N+18	51.0	1.452	49.58	
15	N+19	51.0	1.452	49.58	
16	N+20	51.0	1.452	49.58	
17	N+21	51.0	1.452	49.58	
18	N+22	51.0	1.452	49.58	
19	N+23	51.0	1.452	49.58	
20	N+24	51.0	1.452	49.58	
21	N+25	51.0	1.452	49.58	
22	N+26	51.0	1.452	49.58	
23	N+27	51.0	1.452	49.58	
24	N+28	51.0	1.452	49.58	
25	N+29	51.0	1.452	49.58	
26	N+30	51.0	22.150	28.88	

Year of production	Year	Sale revenue (ME)	Total cost (Cap.+O&M)		Net benefit (ME)
			(ME)	(ME)	
	N	0.0	35.602	-35.60	
	N+1	0.0	59.336	-59.34	
	N+2	0.0	71.203	-71.20	
	N+3	0.0	71.203	-71.20	
0	N+4	25.6	1.506	24.06	
1	N+5	51.1	1.506	49.63	
2	N+6	51.1	1.506	49.63	
3	N+7	51.1	1.506	49.63	
4	N+8	51.1	1.506	49.63	
5	N+9	51.1	1.506	49.63	
6	N+10	51.1	1.506	49.63	
7	N+11	51.1	1.506	49.63	
8	N+12	51.1	1.506	49.63	
9	N+13	51.1	1.506	49.63	
10	N+14	51.1	1.506	49.63	
11	N+15	51.1	1.506	49.63	
12	N+16	51.1	1.506	49.63	
13	N+17	51.1	1.506	49.63	
14	N+18	51.1	1.506	49.63	
15	N+19	51.1	1.506	49.63	
16	N+20	51.1	1.506	49.63	
17	N+21	51.1	1.506	49.63	
18	N+22	51.1	1.506	49.63	
19	N+23	51.1	1.506	49.63	
20	N+24	51.1	1.506	49.63	
21	N+25	51.1	1.506	49.63	
22	N+26	51.1	1.506	49.63	
23	N+27	51.1	1.506	49.63	
24	N+28	51.1	1.506	49.63	
25	N+29	51.1	1.506	49.63	
26	N+30	51.1	23.738	27.40	

Discount rate	4%	6%	8%	10%
IPV of cost C	235.41	217.14	202.43	190.11
of benefit B	691.39	514.95	392.83	306.14
B-C	455.98	297.82	190.40	116.02
B/C	2.94	2.37	1.94	1.61

Discount rate	4%	6%	8%	10%
NPV of cost C	240.87	221.99	206.85	194.19
NPV of benefit B	692.73	515.95	393.59	306.73
B-C	451.86	293.96	186.74	112.54
B/C	2.88	2.32	1.90	1.58