

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



**Ecole Nationale Polytechnique**  
**Département de Génie Mécanique**

**Projet de Fin d'Etudes**

**En vue de l'obtention du diplôme**  
**D'Ingénieur d'Etat en Génie Mécanique**

**Thème :**

# **Quantification du potentiel hydroélectrique en Algérie**

**Présenté par :**

Abdelghani BENGHANEM

**Proposé et dirigé par :**

Mohamed BENBRAIKA

**\* Promotion juin 2012 \***



### **المخلص :**

الهدف من هذه الدراسة هو إعطاء تقدير كمي للطاقة الكهرومائية في الجزائر، في هذا الإطار قدمنا اهمية الطاقة المائية، بعد ذلك قمنا باقتراح محطات توليد الطاقة الكهرومائية الممكن تطبيقها لمعظم السدود الموجودة حاليا في الجزائر، ثم قمنا بحساب الطاقة النظرية لكل محطة، كذلك قمنا بحساب قدرة التوليد السنوية.

### **كلمات مفتاحية :**

الطاقة الكهرومائية، سد لتوليد الطاقة الكهرومائية، الطاقة المائية، التربينات المائية.

### **Résumé**

Le but de ce mémoire est de donner une estimation quantitative du potentiel hydroélectrique en Algérie. Au cours de ce travail on a présenté l'intérêt de l'énergie hydraulique, ensuite on a proposé des aménagements hydroélectriques applicables pour la majorité des barrages algériens, et on a calculé leurs puissances théoriques, et la production annuelle qui pourra être produite.

### **Mots clés :**

Hydroélectricité, barrage hydroélectrique, énergie hydraulique, turbine hydraulique.

### **Abstract**

The aim of this memory is to give a quantitative evaluation of the hydroelectric potential in Algeria. During this work we presented the interest of the hydraulic energy, after, we proposed applicable hydroelectric station for the majority of the Algerian dams, then we calculated their theoretical powers, and the yearly production that will be able to be produced.

### **Keys words:**

Hydroelectricity, hydroelectric dam, hydraulic energy, water turbine.

# Remerciements

## REMERCIEMENTS

Je remercie avant tout, Dieu le tout puissant de m'avoir donné la foi, la volonté et le courage de mener à bien ce modeste travail.

Je remercie mes parents pour leur patience, leurs encouragements et leur soutien.

Mes remerciements vont à monsieur M. BENBRAIKA d'avoir accepté de m'encadrer, pour ses précieux conseils et sa disponibilité.

Je tiens aussi, à remercier Monsieur GUERGUEB d'accepter de présider ma soutenance, et Monsieur LATRECHE d'examiner mon modeste travail.

Je remercie également Monsieur MESBAH ingénieur à la SPE DARGUINA, de m'accompagner pour une visite de la centrale, pour ses conseils, et de me permettre de s'informer plus.

Merci aux enseignants du département de Génie Mécanique qui ont participé à ma formation tout au long de ces trois années.

Enfin, c'est dans un esprit mitigé que je rédige ces quelques lignes, afin de remercier toutes les personnes qui ont contribué implicitement ou explicitement à l'ensemble de ce travail.

# Dédicace

## DÉDICACE

*A ceux qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de me soutenir, à ceux  
qui leur amour m'a donné la volonté d'aller toujours de l'avant,*

*A mes très chers parents, que Dieu les protège*

*A mon très cher frère, A mes très chères sœurs,*

*A toute ma famille,*

*A tous mes amis*

*Et A tous mes collègues*

*Je dédie ce travail*

*Abdelghani.*



**Table des matières**

Table des matières .....	i
Liste des figures.....	iii
Liste des tableaux.....	v
Nomenclature .....	vi
Introduction générale .....	1
I. L'hydroélectricité .....	4
I.1 Introduction .....	4
I.2 Principe de fonctionnement.....	4
I.3 Configuration des sites .....	5
I.4 Différents types de centrales .....	6
I.4.1 Centrales dites gravitaires.....	6
I.4.1.1 Aménagements au fil de l'eau .....	6
I.4.1.2 Aménagements en pied de barrage.....	9
I.4.1.3 Aménagements intégrés dans un canal d'irrigation .....	10
I.4.2 Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).....	11
I.4.3 Usines marémotrices .....	15
I.4.3.1 Principe de fonctionnement d'une usine marémotrice .....	15
I.5 Le stockage par l'énergie hydraulique .....	17
I.5.1 Besoins de stockage.....	18
I.5.1.1 Stockage d'énergie éolienne .....	18
I.5.1.2 Stockage d'énergie solaire .....	19
I.5.2 Analyse et perspectives .....	19
I.6 Avantages et inconvénients.....	20
I.7 Estimation de la puissance d'une centrale et de la production énergétique.....	22
II. Analyse économique .....	24
II.1 Introduction .....	24
II.2 Une rentabilité sur le long terme .....	24

II.2.1	Un coût d'investissement élevé .....	24
II.2.2	Un faible coût de production .....	26
II.3	Conclusion .....	29
III.	L'énergie hydraulique en Algérie.....	30
III.1	Evolution de la production hydroélectrique en Algérie.....	30
III.2	Le nombre de barrage réalisé et en cours de construction .....	35
IV.	Etude de centrales hydroélectriques.....	36
IV.1	Introduction .....	36
IV.2	Les types des centrales hydroélectriques.....	36
IV.2.1	Centrale de haute chute.....	37
IV.2.2	Centrale de moyenne chute.....	38
IV.2.3	Centrale basse chute .....	40
IV.3	Les turbines .....	40
IV.4	L'efficacité des centrales hydroélectriques.....	42
IV.5	Exemple de centrale installée en Algérie (Centrale de Darguina)] .....	43
IV.5.1	Le site.....	43
IV.5.2	Historique.....	44
IV.5.3	La centrale .....	45
IV.5.4	Les équipements.....	45
IV.5.4.1	Aménagement CHABET-DARGUINA (Haute chute).....	45
IV.5.4.2	Aménagement d'IGHZEROUFTIS (Moyenne chute) .....	49
IV.5.4.3	L'usine de DARGUINA.....	52
V.	Potentiel de la production hydroélectrique en Algérie.....	55
V.1	Introduction .....	55
V.2	Parc de production hydroélectrique .....	56
V.3	Potentiel de la production hydroélectrique en Algérie.....	58
V.4	La productibilité annuelle .....	62
Conclusion générale.....		65
Références bibliographiques.....		67
Annexes .....		69

---



**Liste des figures**

Figure I-1 Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique.....	5
Figure I-2 Aménagement de haute chute.....	7
Figure I-3 Aménagement de basse chute avec conduite forcée.....	7
Figure I-4 Aménagement à basse chute intégré dans le barrage.....	8
Figure I-5 Aménagement de basse chute utilisant un barrage existant.....	9
Figure I-6 Aménagement de basse chute - montage en siphon.....	10
Figure I-7 Aménagement intégré utilisant un canal d'irrigation.....	11
Figure I-8 Aménagement à déversoir longitudinal utilisant un canal d'irrigation .....	11
Figure I-9 Usine de pompage, turbinage.....	12
Figure I-10 Salle des machines	12
Figure I-11 Le bassin supérieur.....	12
Figure I-12 Turbinage.....	13
Figure I-13 Pompage.....	13
Figure I-14 L'énergie consommée et produite dans une installation centrale de pompage-turbinage pendant 24 heures.....	14
Figure I-15 Une usine marémotrice.....	15
Figure I-16 Coupe d'une usine marémotrice.....	16
Figure I-17 Évaluation de la production d'énergie éolienne.....	18
Figure I-18 Évaluation de la production d'énergie solaire.....	19
Figure II-1 Cout d'investissement par technologie (\$/kW).....	25
Figure II-2 Cout du kilowattheure électrique renouvelable (\$/kW).....	27

Figure III-1 Usine hydroélectrique du barrage de BENI BAHDEL (Département d’Oran).....	31
Figure III-2 Production d’électricité - hydroélectricité (% de la production totale) Algérie .....	33
Figure III-3 Structure de la production d’électricité-2010 .....	33
Figure III-4 Taux de croissance 2009-2010.....	34
Figure III-5 Structure de la production électrique d’origine renouvelable-2010..	34
Figure III-6 Taux de croissance annuel moyen 2000-2010 .....	34
Figure IV-1 Aménagement d’une chute .....	36
Figure IV-2 Centrale de haute chute .....	37
Figure IV-3 Centrale de moyenne chute .....	39
Figure IV-4 Centrale de basse chute.....	40
Figure IV-5 Les principales turbines .....	41
Figure IV-6 Choix des turbines selon la hauteur de chute (m) et débit (m <sup>3</sup> /s) .	42
Figure IV-7 Exemple d’efficacité d’une centrale mono-unité en fonction de la puissance de sortie].....	43
Figure IV-8 Vue aérienne de la centrale de DARGUINA.....	44
Figure IV-9 La conduite forcée de la centrale de DARGUINA .....	47
Figure IV-10 Robinet sphérique.....	48
Figure IV-11 Vue bêche turbine et injecteurs.....	48
Figure IV-12 Usine souterraine-étage des turbines .....	52

Liste des tableaux

Tableau II.1 Coûts unitaires moyens de diverses filières de production électrique .....28

Tableau V.1 Parc de production hydroélectrique en Algérie .....56

Tableau V.2 Centrales hydroélectriques de hautes chutes et leurs puissances ...57

Tableau V.3 Centrales hydroélectriques de chutes moyennes et leurs puissances .....58

Tableau V.4 Les différents barrages et leur puissance exploitable .....60

Tableau V.5 Les différents barrages à exploiter avec leurs puissances annuelles .....63

**Nomenclature**

**Abréviations**

AEP	Alimentation en Eaux Potable
AIE	Agence Internationale de l'Energie
EDF	Electricité De France
E-SER	Electricité produite à partir des Sources d'Energie Renouvelables
IRR	Irrigation
NGA	Le réseau de Nivellement Général de l'Algérie
PHE	Cote Plus Hautes Eaux
RN	Cote Retenue Normale
STEP	Stations de Transfert d'Energie par Pompage

**Lettres latins**

$g$	Accélération de la pesanteur ( $g = 9,81$ )	( $m/s^2$ )
$H_b$	Hauteur brute de la chute d'eau	( $m$ )
$k$	Rendement de la centrale	
$M$	Masse de l'eau	( $kg$ )
$P$	Puissance utile de la chute d'eau	( $W$ )
$Q$	Débit de la chute d'eau	( $m^3/s$ )
$t$	Temps	(seconde)
$W$	Energie potentielle	(Joule)

**Lettres grecques**

$\eta$	Efficacité d'une unité	
$\rho$	La masse volumique de l'eau	( $kg/m^3$ )

# **Introduction générale**

### Introduction générale

L'eau est un élément essentiel à toute vie. Outre son utilisation dans les différents domaines de l'industrie et de l'agriculture, grâce à son cycle éternel, l'eau peut être aménagée pour fournir de l'énergie électrique à l'humanité. L'eau s'écoulant sous pression est d'abord convertie en énergie mécanique, puis en énergie électrique.

L'énergie électrique couvre environ un quart du besoin énergétique mondial ; et pour les pays en voie de développement, elle est un enjeu majeur. Elle est généralement produite à partir d'hydrocarbures et de charbon, qui malheureusement émettent beaucoup de gaz à effet de serre ; toutefois, une part non négligeable de l'énergie électrique provient de sources renouvelables, et qui pour l'essentiel vient de la conversion hydroélectrique.

L'énergie électrique produite dans le monde provient ainsi à 39 % du charbon, 15 % du nucléaire, 20 % du gaz et 7 % du pétrole, et à une grande part de 19 % des énergies renouvelables [1].

L'enjeu actuel est de trouver un ratio optimal entre les différents sources de production afin de satisfaire la croissance de la demande tout en tenant compte de l'accessibilité et du prix des ressources, de la sécurité d'approvisionnement des matières, et des émissions de CO<sub>2</sub>.

L'électricité renouvelable provient à 89 % de l'hydroélectricité (grande et petite), à 5,7 % de la biomasse (biomasse solide, biomasse liquide, biogaz et déchets ménagers renouvelables), à 3,5 % de l'énergie éolienne, 1,58 % de l'énergie géothermique, 0,2 % de l'énergie solaire (centrales thermiques ou solaires thermodynamiques, centrales photovoltaïques) et 0,02 % de l'énergie marines [1]. Depuis 2004 la croissance de l'électricité renouvelable est devenue supérieure à celles des filières conventionnelles, atteignant 18,6 % en 2006 [1]. Cette accélération de la croissance de l'électricité renouvelable s'explique en grande partie par la mise en service de nouvelles capacités de production hydroélectrique et par une meilleure hydraulité, notamment en Asie et en Amérique du Sud.

Bien que les grands barrages produisent l'essentiel de l'hydroélectricité dans le monde, il existe de petites structures, souvent moins dommageables pour l'environnement, moins coûteuses et plus rentables.

La grande majorité des petites centrales hydroélectriques sont des aménagements "au fil de l'eau", ce qui signifie que les turbines produisent de l'électricité lorsque les débits du cours d'eau sont suffisants pour les alimenter. Ces sites n'ont pas la capacité de stocker de l'eau dans le but de produire de l'électricité durant les heures de pointe, et la production cesse lorsque le débit de la rivière descend en dessous du seuil technique de fonctionnement des équipements.

Certaines centrales sont des systèmes autonomes utilisés pour l'électrification de sites isolés, on parle alors de centrale en îlot, mais, dans la plupart des cas dans le monde, l'électricité produite est injectée dans le réseau.

Durant les dernières années, conscients des bénéfices environnementaux des énergies renouvelables, la plupart des gouvernements européens, soutenus par la Directive E-SER ont fixé le prix de rachat tenant compte de ces bénéfices en comparaison avec les énergies fossiles dont le prix peut être plus bas [2]. Le Portugal, l'Espagne et l'Allemagne ont prouvé que des prix de rachat raisonnables étaient essentiels pour augmenter la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.

En Algérie la production de l'électricité est essentiellement basée sur les conversions d'énergie fossiles. Et pour s'affranchir de cette dépendance dans les énergies non renouvelables, il est impératif de s'intéresser au secteur de la production d'énergie renouvelable, notamment celui de la production hydroélectrique.

Notre étude vise à fournir un aperçu du potentiel hydroélectrique exploitable en Algérie.

Le travail abordé dans ce mémoire est organisé comme suit :

Une introduction générale, dont on présente l'intérêt de l'énergie hydraulique et les parts de production d'énergies renouvelables.

Un premier chapitre, qui est consacré à la définition et à la présentation du principe de fonctionnement, des différents types de centrales hydroélectriques, le stockage d'énergie par le pompage, leurs avantages et inconvénients, suivi d'une étude théorique de l'estimation de la puissance d'une centrale hydroélectrique.

Un deuxième chapitre qui est une étude économique, traite le cout de la production vis-à-vis d'autre filières de la production électrique, ainsi que la rentabilité des centrales hydroélectriques.

Le troisième chapitre est consacré à l'évolution de la production hydroélectrique en Algérie, depuis ses premiers jalons, avec une présentation du taux de production sur toute la période allant jusqu'à 2012. On y présente aussi le nombre de barrage en exploitation et en cours de réalisation.

Le quatrième chapitre est une étude approchée des centrales hydroélectriques, avec une estimation de la puissance produite par chaque type d'aménagement, nous avons aussi proposée les critères de choix des turbines selon la hauteur de chute et le débit. Un exemple pratique sur la centrale de Darguina, est ainsi détaillé.

Dans le cinquième et dernier chapitre, on aborde la quantification du potentiel hydroélectrique en Algérie, avec le calcul des puissances théoriques et de la production annuelle, qui pourraient ainsi être exploités.



# Chapitre I

## L'hydroélectricité

- I.1 Introduction
- I.2 Principe de fonctionnement
- I.3 Configuration des sites
- I.4 Différents types de centrales
- I.5 Avantages et inconvénients
- I.6 Estimation de la puissance  
d'une centrale et de la  
production énergétique

## I. L'hydroélectricité

### I.1 Introduction

L'hydroélectricité est une énergie remarquable parce que sa production est d'une grande flexibilité. Une centrale hydroélectrique peut répondre presque immédiatement à une augmentation de la demande d'électricité en faisant passer plus d'eau à travers les turbines. Par ailleurs, lorsque la demande est faible, le débit est réduit et l'eau est emmagasinée. L'hydroélectricité peut alors également servir de soutien aux autres énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

Certaines installations hydroélectriques comportent des barrages, qui servent à augmenter la hauteur de la chute d'eau ou à régulariser le débit, et des réservoirs où l'eau est emmagasinée comme réserve d'énergie. D'autres produisent de l'électricité en utilisant le débit de l'eau de façon immédiate (centrales au fil de l'eau). Certaines centrales hydroélectriques utilisent des systèmes de pompage qui leur permettent d'emmagasiner l'eau pour pouvoir la réutiliser lors de périodes de forte demande d'énergie (centrales à réserve pompée).

Une centrale hydraulique est composée de trois parties :

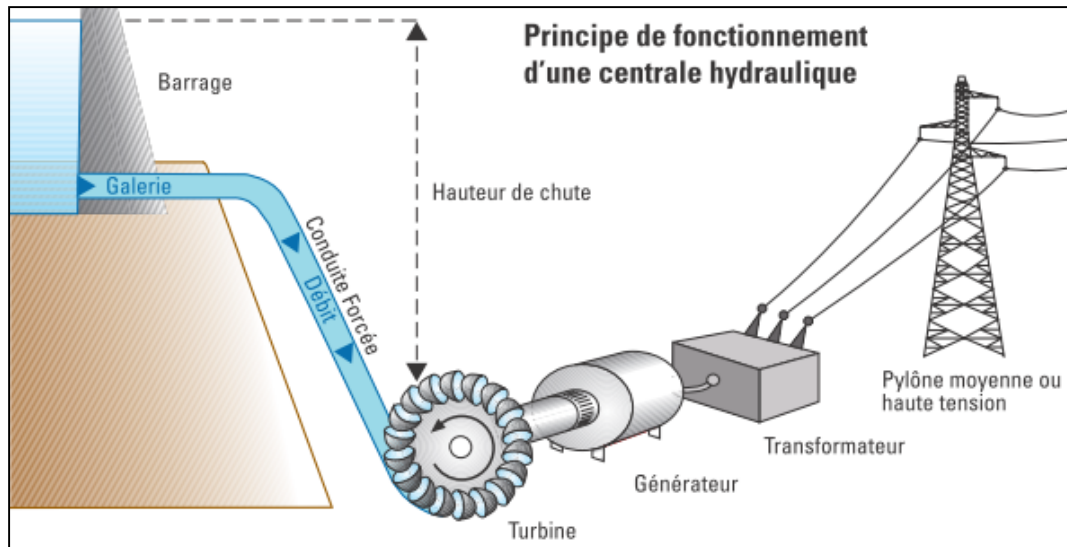
- le barrage qui retient l'eau,
- la centrale qui produit l'électricité,
- les lignes électriques qui évacuent et transportent l'énergie électrique.

### I.2 Principe de fonctionnement

L'eau accumulée dans les barrages ou dérivées par les prises d'eau, constitue une énergie potentielle disponible pour entraîner en rotation la turbine d'une génératrice. L'énergie hydraulique se transforme alors en énergie mécanique. Cette turbine accouplée mécaniquement à un alternateur l'entraîne en rotation afin de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique.

La puissance disponible résulte de la conjonction de deux facteurs :

- Hauteur de la chute,
- Débit de la chute.



**Figure I-1 Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique**

L'électricité produite peut soit être utilisée directement, soit stockée dans des accumulateurs. Enfin, l'eau est regagne la rivière.

La production constante d'électricité exige un débit qui ne soit pas variable comme celui des fleuves et qui soit disponible au moment voulu. La création des barrages a résolu ces deux problèmes.

### I.3 Configuration des sites

L'objectif d'une centrale hydroélectrique est de convertir l'énergie potentielle et cinétique d'une masse d'eau s'écoulant entre deux points d'altitudes différentes, présentant ainsi une dénivellation (ou hauteur de chute), en énergie électrique.

Selon la hauteur de chute, les centrales peuvent être classées en trois catégories : Centrale à haute chute: 100 m et plus, Centrale à moyenne chute : 30-100 m, Centrale à basse chute : 2-30 m.

Cette classification n'est pas rigide mais permet de définir la catégorie des sites. Elle correspond de plus à des types de machines différents [2].

Parmi les applications, nous pouvons citer:

- Les centrales au fil de l'eau,
- Les centrales de pied de barrage,
- Les centrales intégrées dans un canal ou un système d'approvisionnement en eau.

## **I.4 Différents types de centrales**

### **I.4.1 Centrales dites gravitaires**

#### **I.4.1.1 Aménagements au fil de l'eau**

Dans les aménagements au fil de l'eau, la turbine produit de l'électricité à partir de l'eau disponible prélevée dans le cours d'eau. Lorsque le débit du cours d'eau descend sous le débit technique minimum nécessaire au fonctionnement de la turbine équipant la centrale, la production cesse.

Les aménagements de moyennes et hautes chutes utilisent des seuils pour dériver l'eau vers la prise d'eau. L'écoulement est alors dirigé vers les turbines par une conduite en charge ou conduite forcée. Les conduites forcées étant chères, elles sont essentiellement utilisées dans les aménagements à haute chute dont la puissance peut être élevée, même si le débit est faible. Une solution permettant de limiter les coûts (figure I.2) consiste à transporter l'eau par un canal à faible pente, longeant le cours d'eau vers une chambre de mise en charge, puis par une courte conduite forcée vers les turbines. Si la topographie et la morphologie du terrain ne permettent pas l'agencement d'un canal, une conduite à basse pression peut constituer une option économique. A la sortie des turbines, l'eau regagne la rivière par un canal de fuite [2].

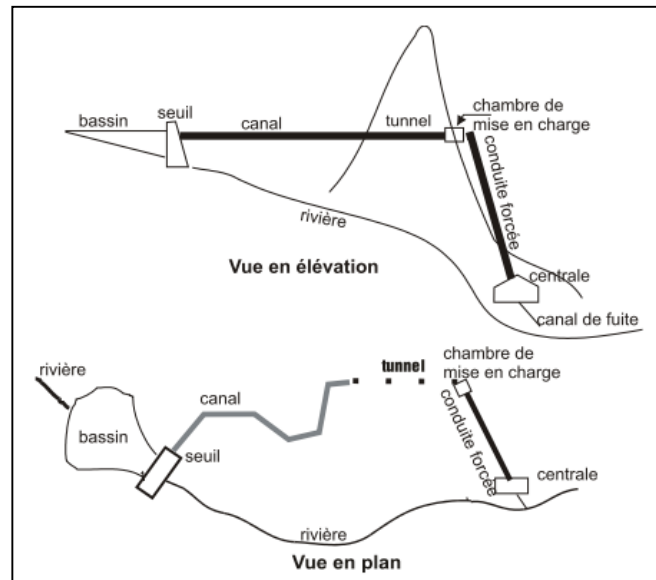


Figure I-2 Aménagement de haute chute

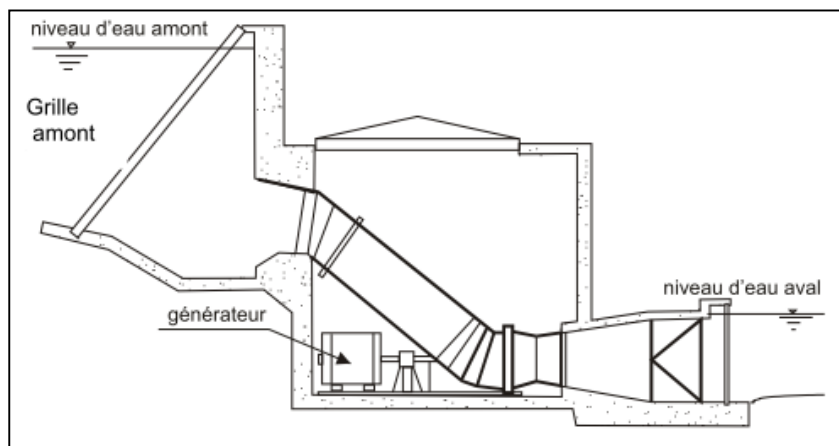


Figure I-3 Aménagement de basse chute avec conduite forcée

Dans certains cas, un petit réservoir, stockant assez d'eau pour fonctionner uniquement durant les heures de pointe où le prix de vente de l'énergie est plus élevé, peut être créé par le seuil ou un bassin construit au niveau de la chambre de mise en charge.

Les aménagements à basse chute sont construits généralement dans les régions de plaine où dans les vallées. Deux options technologiques peuvent être choisies: soit l'eau est détournée vers une centrale par l'intermédiaire d'une courte

conduite forcée (figure I.3), comme dans les aménagements de haute chute, soit la chute est créée par un petit barrage, équipé de vannes secteur, d'une prise d'eau intégrée (figure I.4), d'une centrale et d'une passe à poissons [2].

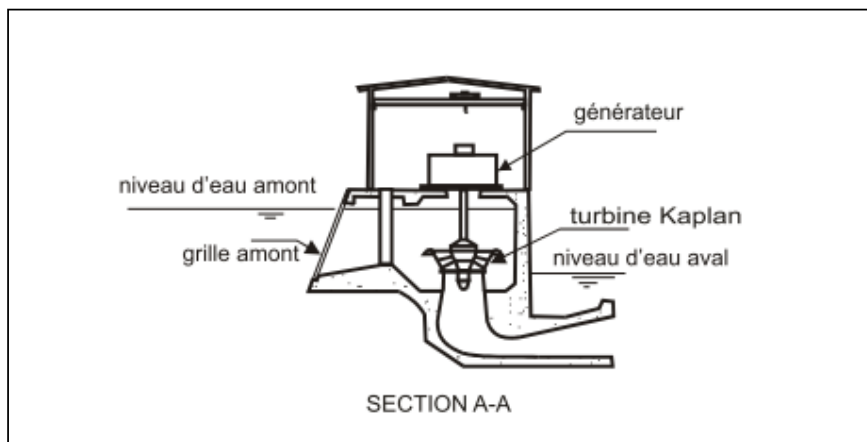
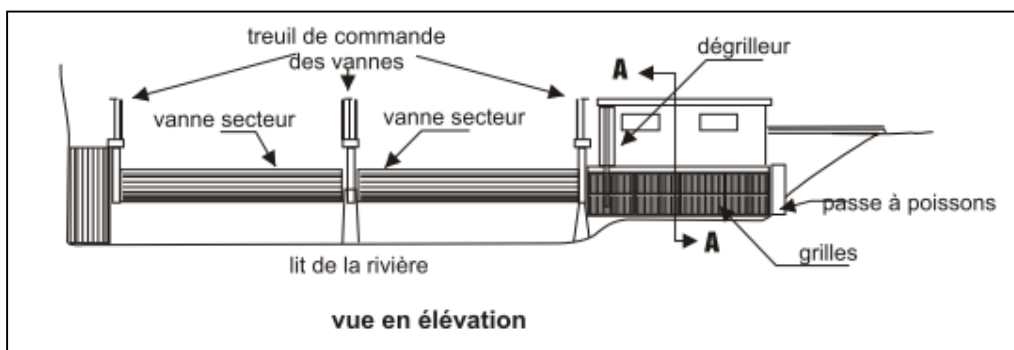
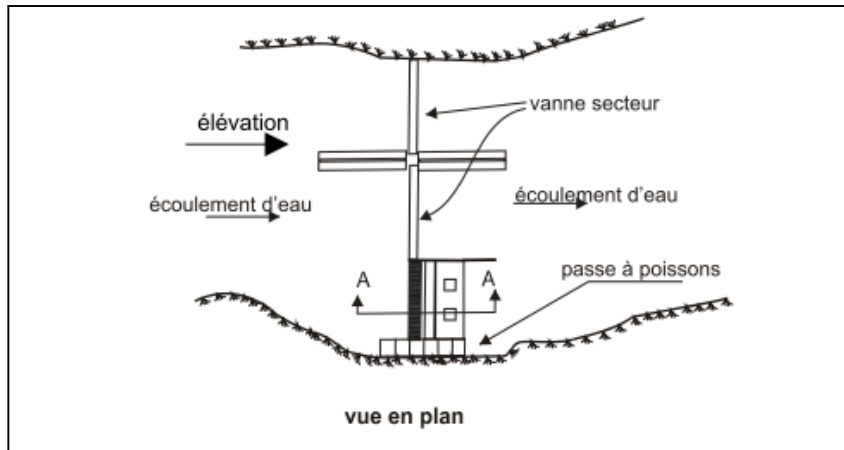
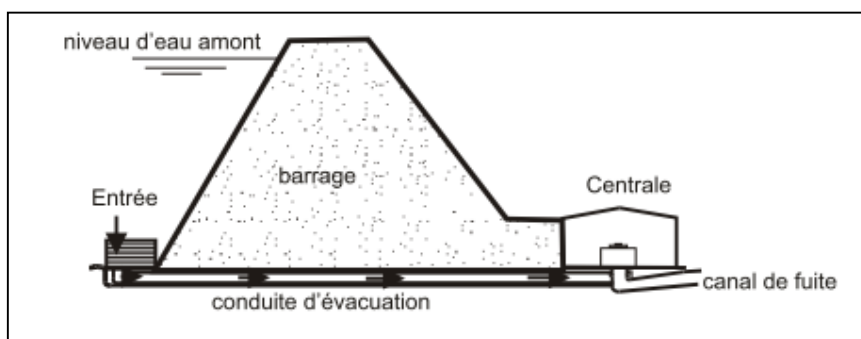


Figure I-4 Aménagement à basse chute intégré dans le barrage

### I.4.1.2 Aménagements en pied de barrage

Pour des raisons économiques, un petit aménagement hydroélectrique n'est en général pas compatible avec un grand réservoir permettant d'exploiter la centrale au moment le plus approprié. Si, par contre, le réservoir a déjà été construit à d'autres fins (contrôle des crues, réseau d'irrigation, alimentation en eau d'une grande ville, zone de loisirs, etc.), il peut être possible de produire de l'électricité en turbinant soit un débit compatible avec son utilisation première, soit le débit réservé à des fins écologiques sortant de la retenue [2].

La question principale est de savoir comment implanter la turbine sur site. Si le barrage comporte un ouvrage de fond, comme sur la figure I.5, la solution est évidente.



**Figure I-5 Aménagement de basse chute utilisant un barrage existant**

Sinon, pour autant que le barrage ne soit pas trop haut, un système en siphon peut être installé. Des aménagements de ce type (figure I.6) fournissent une solution élégante pour des dénivellations jusqu'à 10 mètres et pour des groupes de puissance inférieure à 1 000 kW, bien que des exceptions existent par exemple en Suède (11MW) ou aux USA (30.5 m). La turbine peut être située au sommet du barrage ou sur le parement aval. Le groupe peut être livré pré-monté sur le site et installé sans modification importante du barrage [2].

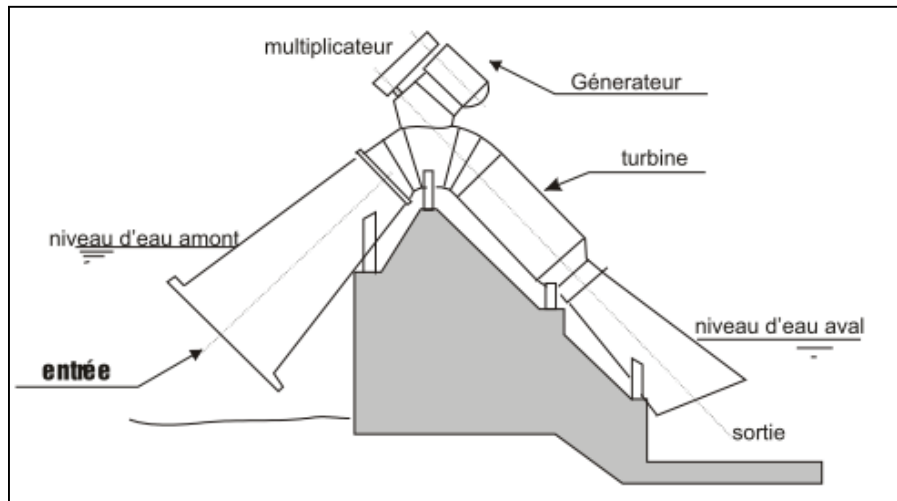


Figure I-6 Aménagement de basse chute - montage en siphon

#### I.4.1.3 Aménagements intégrés dans un canal d'irrigation

Deux types d'aménagements peuvent être conçus pour exploiter une dénivellation dans un canal d'irrigation:

Le canal est localement agrandi pour installer la prise d'eau, la centrale électrique, le canal de fuite et le by-pass latéral. La figure I.7 représente un aménagement de ce type, avec une centrale immergée équipée d'une turbine Kaplan et un multiplicateur à renvoi d'angle. Pour garantir en tout temps l'alimentation en eau pour l'irrigation, l'aménagement peut inclure un by-pass latéral, comme sur la figure I.7. Pour des raisons évidentes de coût, une telle solution doit être conçue en même temps que le canal [2].



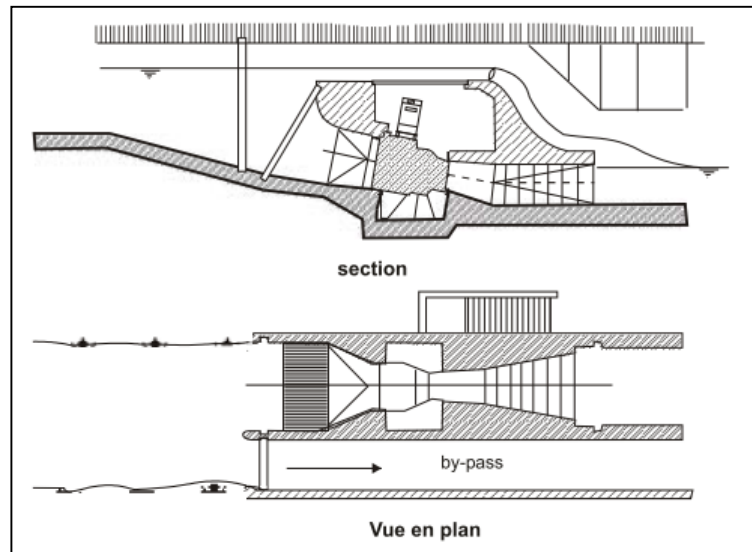


Figure I-7 Aménagement intégré utilisant un canal d'irrigation

Si le canal existe déjà, un aménagement, comme celui représenté sur la figure I.8, est une option convenable. Le canal doit être légèrement agrandi pour inclure la prise d'eau et le déversoir. Pour réduire la largeur de la prise d'eau au minimum, un déversoir ayant un seuil long doit être installé. A partir de la prise d'eau, une conduite forcée longeant le canal dirige l'eau en pression vers la turbine. L'eau passe dans la turbine et retourne au cours d'eau par un court canal de fuite [2].

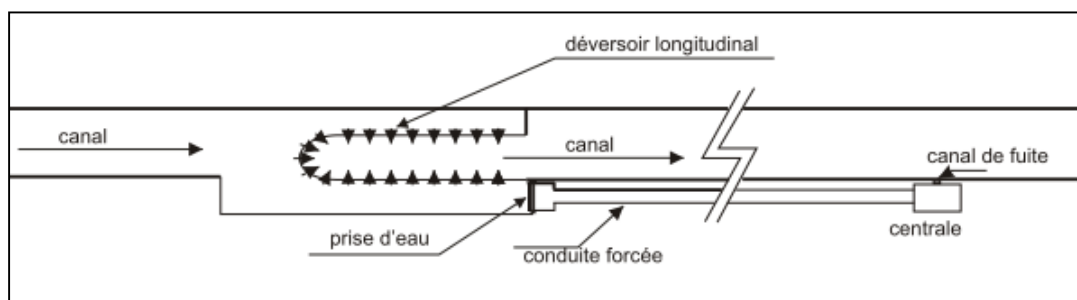


Figure I-8 Aménagement à déversoir longitudinal utilisant un canal d'irrigation

#### I.4.2 Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les centrales peuvent aussi stocker l'énergie, c'est le cas des STEP (station de transfert d'énergie par pompage).

Ils sont appelés aussi : les usines de pompage, turbinage (Figure I.9)

**Turbinage** : l'alternateur produit de l'énergie électrique.

**Pompage** : l'alternateur consomme de l'énergie pour remonter l'eau d'un bassin inférieur à un bassin supérieur.

Les stations de transfert d'énergie par pompage fonctionnent sur le principe du recyclage de l'eau par pompage.

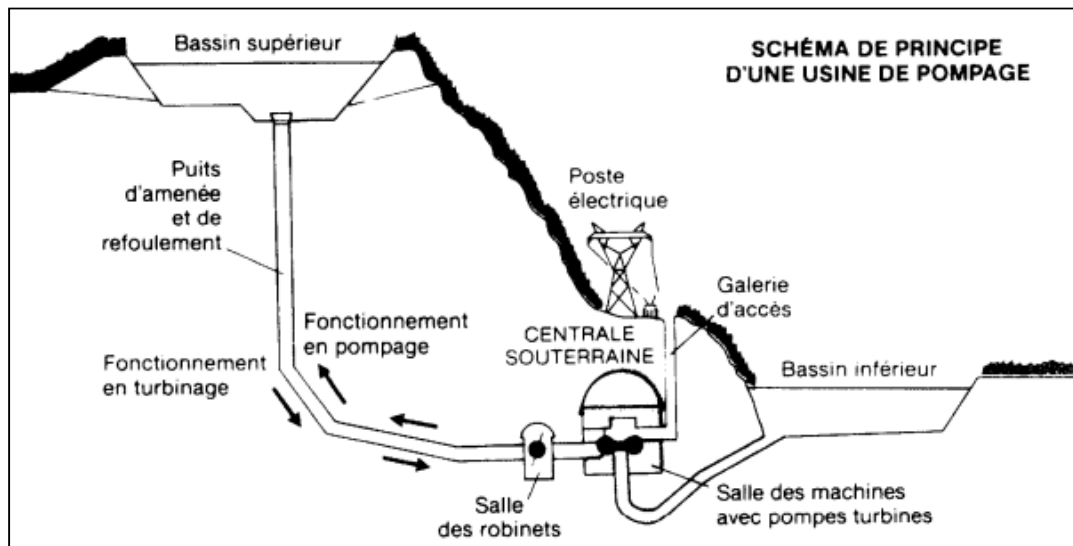


Figure I-9 Usine de pompage, turbinage

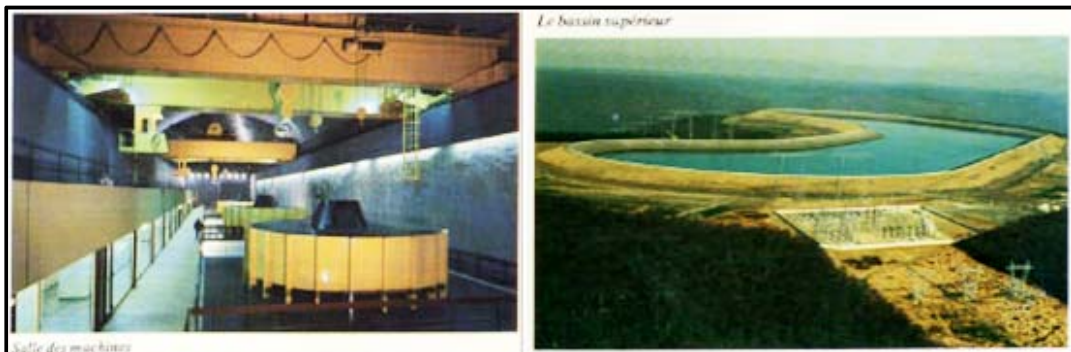
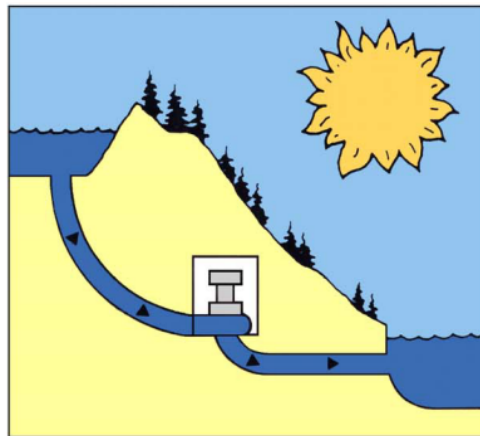


Figure I-10 Salle des machines

Figure I-11 Le bassin supérieur

Le système comporte deux bassins, l'un au-dessus de la centrale et l'autre immédiatement en aval. En période de forte consommation (l'énergie est chère), l'eau contenue dans le bassin supérieur produit de l'énergie puis s'accumule dans le bassin inférieur.

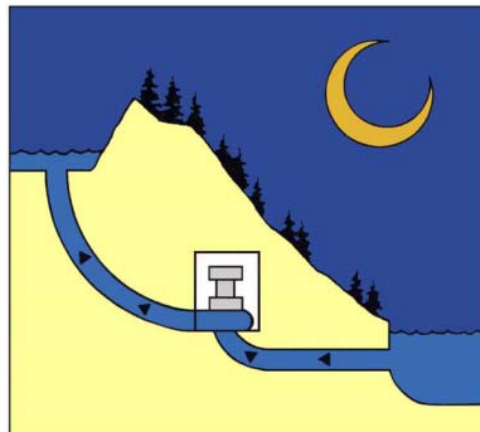
(Figure I.12)



**Figure I-12 Turbinage**

En période de basse consommation (l'énergie est bon marché), elle est remontée par pompage vers le bassin supérieur pour être ensuite réutilisée.

(Figure I.13)

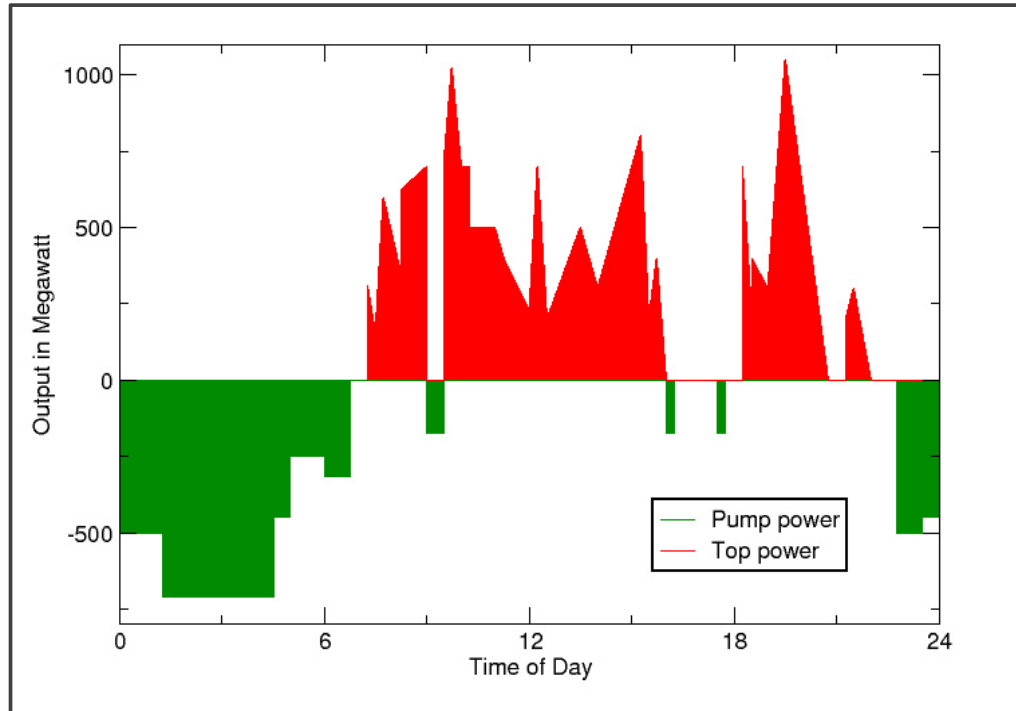


**Figure I-13 Pompage**

Le processus n'est toutefois pas aussi efficace que les autres formes standard de l'énergie hydroélectrique.

Le processus de pompage nécessite une quantité substantielle d'énergie, plus en fait, que celle créée par le processus de production. Le processus est en fait un consommateur net d'énergie, l'avantage est que le système augmente les revenus pour l'installation par la production et la vente de son énergie pendant les périodes de pointe [3].

Le tableau suivant affiche l'énergie consommée et produite dans une installation centrale de pompage-turbinage au cours d'une période de 24 heures en moyenne [3].



**Figure I-14 L'énergie consommée et produite dans une installation centrale de pompage-turbinage pendant 24 heures**

Une analyse des informations affichées dans la Figure I.14 indique qu'environ 70% à 80% de l'énergie utilisée dans le processus de pompage pour élever l'eau est récupérée au cours du processus de génération. Contrairement aux autres formes d'énergie comme l'énergie éolienne et solaire, qui rencontrent des problèmes de stockage d'énergie, le pompage-turbinage est un moyen efficace de stocker l'énergie pour une utilisation ultérieure [3].

Un nouvel usage de cette technique est le stockage appliqué aux énergies alternatives telles que l'éolienne et le solaire. Une des principales difficultés avec ces formes d'énergie est la variabilité de leur production, ou la production d'énergie intermittente. Le stockage par pompage tient compte de l'énergie produite par les sources intermittentes, qui tombe en période de haute production mais de faible demande, pour faire fonctionner les pompes, qui

élèvent l'eau pour la production hydroélectrique, essentiellement afin de stocker l'énergie pour les périodes de pointe de consommation [3].

### I.4.3 Usines marémotrices

Une usine marémotrice exploite les variations du niveau de la mer pour produire de l'électricité.

Ce type de centrale hydroélectrique nécessite un site approprié (baie ou estuaire) ou les amplitudes des marées sont importantes [4].



Figure I-15 Une usine marémotrice

#### I.4.3.1 Principe de fonctionnement d'une usine marémotrice

Un barrage est établi en travers du site (baie ou estuaire), un bassin est donc formé. L'usine marémotrice fonctionne ensuite sur le principe des vases communicant [4].

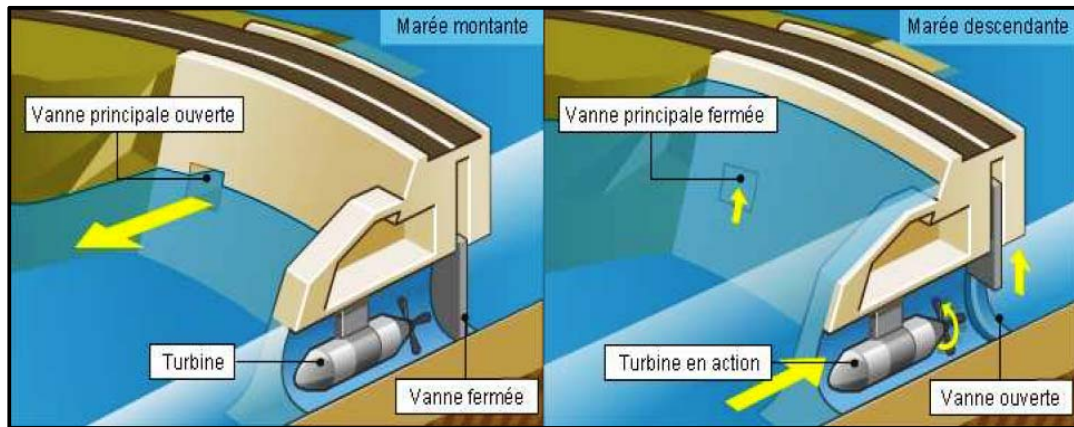


Figure I-16 Coupe d'une usine marémotrice

Deux cycles d'exploitation sont possibles : le simple ou le double effet. Ce choix est fait en fonction de la hauteur d'eau disponible ainsi que des prévisions de marnage afin d'obtenir un rendement optimal [4].

#### a) Fonctionnement en cycle simple effet

- A marée montante, le barrage est ouvert grâce à des vannes, il laisse passer la mer qui envahit le bassin de retenue. Le bassin se remplit jusqu'à atteindre son plus haut niveau et dès que la marée se prépare à redescendre, le barrage est fermé.
- A marée descendante, il faut attendre que le niveau de la mer ait suffisamment baissé. On laisse alors l'eau stockée dans le bassin se déverser dans la mer en entraînant des turbines hydroélectriques [4].

#### b) Fonctionnement en cycle double effet

Ce cycle de fonctionnement nécessite des turbines réversibles qui peuvent fonctionner dans les deux sens.

- A marée montante, les vannes sont fermées. Une fois que le bassin a atteint son plus bas niveau et la mer son niveau optimal, les vannes sont ouvertes : le bassin se remplit et la hauteur de chute importante permet de générer de l'énergie.

- A marée descendante, le fonctionnement est identique au cycle simple effet : l'eau stockée dans le bassin se déverse dans la mer en entraînant des turbines hydroélectriques.

Quel que soit le cycle de fonctionnement, un système de pompage peut être activé pour augmenter le niveau du bassin. Cela permet d'amplifier et d'anticiper la production en fonction des besoins en électricité du réseau.

Lorsque le niveau de la mer et celui du bassin sont très proches, le remplissage de ce dernier est accéléré par le pompage. Ce supplément permet d'augmenter le volume d'eau du bassin et ainsi d'augmenter le temps d'exploitation de l'usine et le rendement de l'usine [4].

Les usines marémotrices ont comme avantages, une production prévisible (en fonction des marées), risque d'accident technologique (rupture du barrage) quasiment nul et l'ouvrage peut faire office de pont, et ses inconvénients sont le fonctionnement intermittent, bouleversements de l'écosystème local [4].

### **I.5 Le stockage par l'énergie hydraulique**

Les potentialités du soleil et du vent sont très supérieures aux besoins mondiaux mais quelques points essentiels doivent être soulignés :

- les pays en voie de développement, généralement ensoleillés, c'est le cas de l'Algérie, sont favorisés sur le terrain de l'énergie solaire. Une production réduite en saison des pluies peut même être compensée par une production hydroélectrique accrue.
- le potentiel éolien, représente une meilleure ressource pour les pays industrialisés. Elle est généralement bien adaptée aux variations saisonnières de la demande.
- l'association des énergies renouvelables peut être optimisée, par exemple en combinant à l'énergie solaire une production hydroélectrique plus importante de nuit.

Mais le problème essentiel est leur intermittence, d'où le besoin de les associer à des énergies fossiles ou au stockage d'énergie.

### I.5.1 Besoins de stockage

Le besoin de stockage est difficile à évaluer de manière précise, et varie beaucoup suivant les sources et les différentes régions. Mais on peut cependant, pour l'énergie éolienne et solaire, évaluer l'impact du stockage sur le besoin d'énergies fossiles, en classant la disponibilité et les besoins sur les  $365 \times 24 = 8\,760$  heures de l'année.

#### I.5.1.1 Stockage d'énergie éolienne

Pour le parc éolien (terrestre et Offshore) d'une région, la production globale peut être nulle un tiers du temps et varier de 0 à 60 % de la puissance installée pendant les deux tiers restants [5].

L'intermittence peut être compensée pour une part par des énergies fossiles ou la biomasse, et surtout par l'hydraulique de lacs ou par le stockage. Un scénario est schématisé (figure I.17).

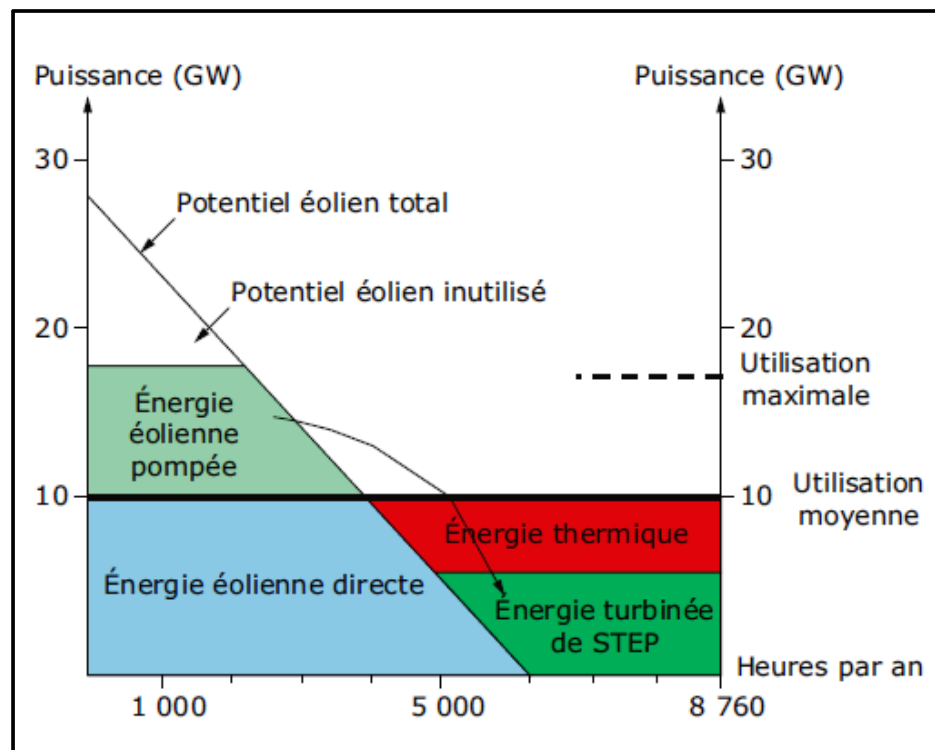


Figure I-17 Évaluation de la production d'énergie éolienne [5]



### I.5.1.2 Stockage d'énergie solaire

La production est effective moins de 4 000 heures par an, mais peut être importante sur près de 3 000 heures, et la consommation est plus adaptable aux horaires de production, que l'énergie éolienne ; une partie du stockage peut être effectuée au niveau des usines solaires à concentration. Un scénario est schématisé (figure I.18).

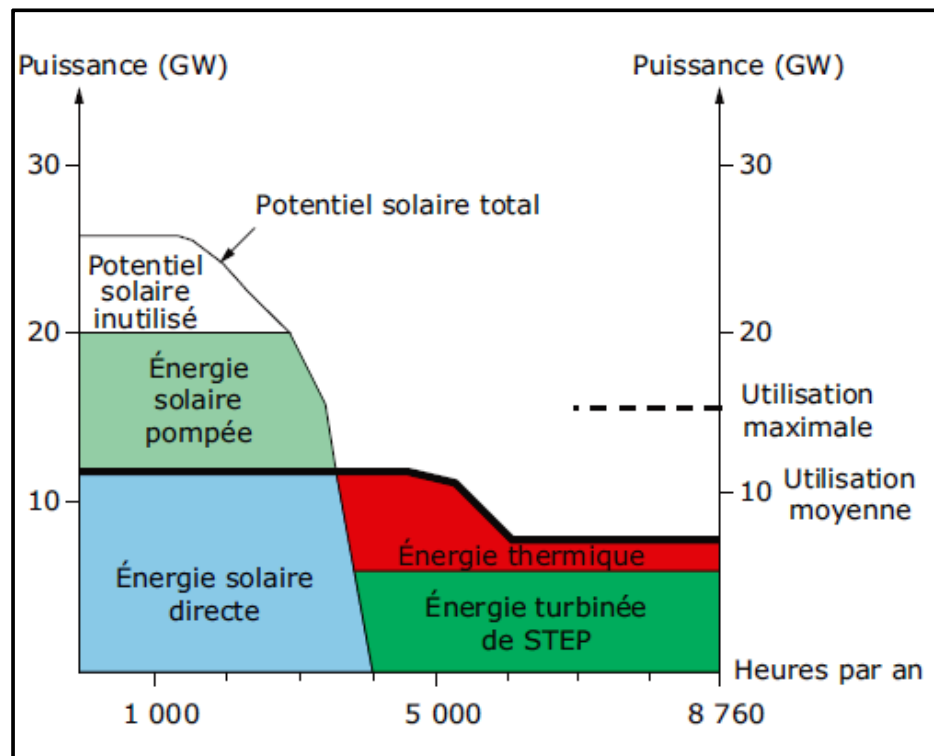


Figure I-18 Évaluation de la production d'énergie solaire [5]

### I.5.2 Analyse et perspectives

Une évaluation globale des besoins de stockage n'est pas très précise, mais un ordre de grandeur peut être avancé d'après les données ci-dessus. Les schémas indiquent pour l'éolien ou le solaire une puissance des installations de stockage voisine de la production moyenne de ces sources d'énergie, ce qui conduirait à une puissance de 40 000 GWh divisé par 8 760 heures, donc plus de 4,5 GW.

La durée de stockage souhaitable semble être de l'ordre de 20 heures en moyenne [5], la recherche de solutions peut être basée sur  $4,5 \text{ GW} \times 20 \text{ heures}$ , c'est-à-dire 90 GWh.

Le développement de STEP devrait être très progressif et important principalement après 2030. On peut par exemple prévoir un doublement de la capacité mondial tous les 10 ans avec 500 GW en 2030, 1 000 en 2040 et 2 à 3 000 au milieu du siècle. Le développement majeur des énergies intermittentes se fera d'ailleurs probablement à partir de 2025 ou 2030 [5].

Avant cette date, le développement des STEP pourra être ralenti par la concurrence des turbines à gaz, en l'absence de taxe carbone.

Un scénario d'utilisation maximale de l'énergie fossile ne fait que retarder de quelques décennies le développement des énergies intermittentes et des STEP à cause de l'épuisement des réserves de gaz et de charbon. Dans tous les cas, plusieurs milliers de GW de STEP seront probablement nécessaires dans la deuxième moitié du siècle.

## I.6 Avantages et inconvénients

L'hydroélectricité fait partie des énergies renouvelables et non polluantes : pas de dégagement de gaz à effet de serre, ni de production de déchets toxiques. Si l'investissement nécessaire ainsi que les impacts humains et écologiques pèsent sur les projets de grands barrages, l'avenir semble prometteur pour la petite hydroélectricité.

Les avantages de l'hydroélectricité sont certains, et nombreux, c'est pour cela que nous ne citerons que les principaux. Les barrages sont énormément répandus dans le monde c'est l'un des premiers avantages de cette technologie.

- éprouvée et connue. Elle est d'un rendement inégalé, sans priver les générations futures de matières premières, et sans les accabler.
- un choix écologique : la puissance de l'eau produit de l'électricité. Aucune combustion n'est nécessaire, donc aucun gaz à effet de serre n'est émis.

- Une énergie renouvelable : cette technique de production s'appuie sur le cycle de l'eau. Donc tant que le cycle de l'eau se perpétuera, il y aura de l'énergie.
- Elle apporte également une réponse aux besoins d'ajustement de la production électrique lors des pics de consommation ou de brusques fluctuations de la demande d'électricité.
- Des possibilités de stockage : on ne stocke pas l'électricité dans une centrale, mais le fait de garder l'eau grâce au barrage, permet d'avoir une énergie potentielle à disposition.
- Rend son indépendance : prix évolutifs, et évite les difficultés dues à un raccordement de réseaux en site éloignés.
- Il existe également un apport économique : le tourisme grâce aux lacs et aux stations balnéaires.

Les barrages sont une avancée technologique importante dans l'histoire de la production d'énergie, mais ils ont comme toute invention des inconvénients.

- une sédimentation du cours d'eau en aval : la baisse du niveau peut priver les riverains d'eau et accroît les risques d'incendie.
- les lâchés d'eau : ces crues peuvent provoquer des pertes de terre agricole, des inondations de forêt, et parfois même des contaminations de l'eau par le mercure.
- l'inondation de la vallée en amont : la végétation submergée se décompose produisant des gaz à effet de serre, le dioxyde de carbone  $\text{CO}_2$  et le méthane  $\text{CH}_4$ . De plus ces végétaux morts ne réalisent plus de photosynthèse donc le  $\text{CO}_2$  atmosphérique est moins converti matière végétale.
- une barrière pour les poissons : les saumons, par exemple, ne peuvent passer au-dessus du barrage pour gagner leur zone de ponte habituelle, ils s'épuisent sans pouvoir se reproduire.
- une perte esthétique : la beauté des sites (chutes, rapides) est affectée par ces constructions.

**I.7 Estimation de la puissance d'une centrale et de la production énergétique**

La définition de l'énergie potentielle est :  $W = M \cdot g \cdot H_b$

Avec :  $W$  : énergie potentielle en Joules,

$M$  : masse de l'eau en Kg,

$g$  : accélération de la pesanteur en  $m/s^2$  ( $g = 9,81$ ).

$H_b$ : hauteur de la chute d'eau en m.

La définition de la puissance est :  $P = \frac{W}{t}$

Avec :  $P$  : puissance utile de la chute d'eau en W,

$t$  : temps.

On peut alors calculer la puissance d'une chute d'eau en fonction de sa hauteur et de son débit

$$P = \frac{M \cdot g \cdot H_b}{t} \quad \text{or} \quad M = V \cdot \rho \quad \text{donc} \quad P = \frac{V \cdot \rho \cdot g \cdot H_b}{t}$$

On retrouve le débit, qui n'est rien d'autre que le rapport d'un volume par le temps :

$$P = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H_b$$

Avec :  $Q$  : débit de la chute d'eau en  $m^3/s$ .

$\rho$  : masse volumique de l'eau en  $kg/m^3$ .

On voit que, pour avoir une puissance importante, le produit  $Q \cdot H_b$  doit être le plus élevé possible. L'idéal est d'avoir un grand débit sur une grande hauteur de chute. Malheureusement ces deux conditions sont rarement réunies. Les termes  $\rho$  et  $g$  sont constants.

Remarque :

La masse volumique de l'eau est  $1000 \text{ kg/m}^3$ , donc  $1 \text{ m}^3$  correspond à une masse de  $1000 \text{ kg}$ . On obtient alors une expression de  $P$  en kW.  $P = Q \cdot g \cdot H_b$

La quantité d'énergie produite par une chute peut se calculer par la formule suivante [6]:

$$P = Q \cdot g \cdot H_b \cdot k$$

Avec :

P : puissance produite mesurée (kW)

$H_b$  : Hauteur de chute brute (m)

Q : débit moyen mesuré ( $m^3/s$ )

g : constante d'accélération de la pesanteur ( $\approx 9.81 m/s^2$ )

k : rendement de la centrale (compris entre 0.6 et 0.9)

# Chapitre II

## Analyse économique

**II.1 Introduction**

**II.2 Une rentabilité sur le long  
terme**

**II.3 Conclusion**

## II. Analyse économique

### II.1 Introduction

Comment produire l'électricité dont nous avons besoin ? Vaut-il mieux faire appel aux centrales thermiques classiques qui brûlent du charbon ou du gaz naturel, aux centrales nucléaires, aux éoliennes ou aux centrales hydroélectriques ? Le principal critère de choix entre toutes ces techniques est le coût de production du kWh car les ressources économiques (capital, travail qualifié) dont dispose une société sont rares et doivent être utilisées de la façon la plus efficiente. Mais le calcul du coût d'un kWh hydroélectrique n'est pas simple. Il faut donc définir avec précision son contenu et ses paramètres [7].

Aujourd'hui, bien qu'un grand nombre d'externalités soit pris en compte, il apparaît néanmoins que la filière hydroélectrique dispose encore de nombreux atouts pour son développement futur.

### II.2 Une rentabilité sur le long terme

La production d'énergie hydraulique, si elle nécessite un investissement élevé, apparaît rentable sur le long terme. L'absence de coût de combustible fait de la houille blanche une énergie à faible coût d'exploitation, essentiellement pour la maintenance.

La durée de vie des aménagements est très longue, de l'ordre de 40 à 50 ans et peut être généralement doublée grâce à une remise à niveau des installations. Du fait de cette longévité, les investissements sont souvent largement amortis dans les pays développés et les coûts de production n'intègrent plus que les coûts d'exploitation [8].

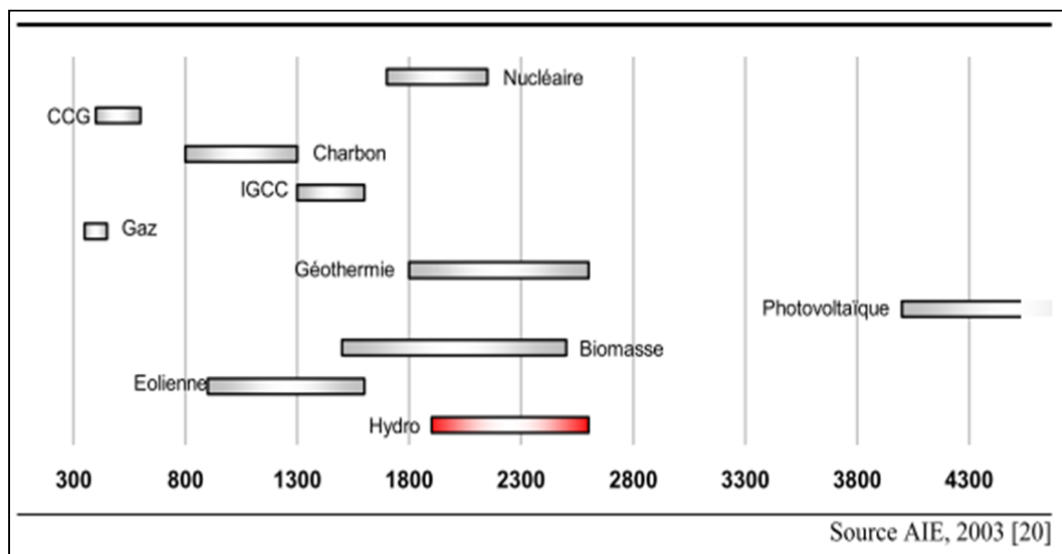
#### II.2.1 Un coût d'investissement élevé

Le coût d'une grande installation hydraulique est difficilement comparable. Il dépend fortement des conditions du site dans lequel il s'inscrit et son intérêt économique ne peut s'étudier qu'au cas par cas suivant les finalités de l'ouvrage.

L'efficacité des différents objectifs visés n'est pas l'objet de ce rapport et n'est donc pas étudié ici. Il est cependant intéressant de noter que l'étude de la Commission Mondiale des Barrages estime que dans l'ensemble, les barrages à vocation de production d'énergie hydroélectrique ont réalisé leurs objectifs financiers, ce qui n'est pas le cas des barrages à buts multiples.

La particularité de chaque aménagement et la difficulté de connaître tous les coûts imputés empêchent de connaître avec précisions les investissements nécessaires. Pour avoir un ordre d'idée, les travaux de génie civil représentent la majeure partie des coûts d'investissement (60-70)%, ensuite vient le coût de la centrale hydraulique (25-35)% puis les études nécessaires à la réalisation de l'ensemble (5-10)%.

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) estime un coût d'investissement pour l'hydroélectricité compris entre 1 900 et 2 600 \$/kW, ce qui est comparativement élevé vis-à-vis des autres filières (cf. Graphique 1 ci-dessous).



**Figure II-1** Cout d'investissement par technologie (\$/kW)

Pour une centrale de basse chute d'une puissance de 20 kW, EDF estime un coût d'investissement compris entre 1 525 €/kW et 4 600 €/kW. Pour une centrale de haute chute de 2 MW, entre 2 600 €/kW et 7 850 €/kW.



Wasserkraft Volk AG donne une fourchette pouvant aller jusqu'à 6 000 €/kW pour les petites centrales hydroélectriques [8].

La plage de variation des coûts d'investissement de l'hydroélectricité est plus large que celle des autres filières, parce que les différences géologiques et hydrographiques des sites à équiper sont considérables, de même que les installations hydroélectriques : basse et haute chute, accumulation et pompage...

### II.2.2 Un faible coût de production

Un coût élevé de l'investissement ne signifie cependant pas que le kWh hydroélectrique est plus coûteux que les autres puisque annuellement les dépenses de fonctionnement seront très réduites. Le calcul des coûts unitaires est cependant compliqué par l'extrême variabilité du nombre d'heures annuelles de fonctionnement d'une centrale. A cela, plusieurs raisons. La production hydroélectrique dépend des régimes d'alimentation des cours d'eau qui, tous, comportent des aléas de débit en un point donné.

Toutes les centrales, en outre, ne remplissent pas la même fonction le long du monotone de puissance, selon la durée de remplissage de leur réservoir qui va de moins de 2 heures pour les centrales au fil de l'eau à plus de 400 heures pour les centrales à accumulation. Alors que les premières sont appelées à fonctionner de 5 à 8000 heures en base du diagramme de charge, les secondes pourront n'être appelées que quelques centaines d'heures pour assurer sa pointe. Entre les deux, les usines d'éclusées sont normalement destinées à faire face aux modulations journalières et hebdomadaires de la demande d'électricité.

La durée annuelle de fonctionnement d'une centrale, enfin, est soumise à diverses sujétions d'ordre interne et externe. Les premières résultent de la gestion des aménagements, amont et aval, qui commande les volumes d'eau retenus ou lâchés. Les secondes découlent des contraintes qu'imposent les usages alternatifs de l'eau (navigation, irrigation, pêche, loisirs) qui peuvent se traduire, notamment, par des débits réservés [7].

Les chiffres du Graphique II-2 ci-dessous, bien qu'émanant d'une association de constructeurs de centrales, semblent s'avérer raisonnables; EDF les corrobore avec l'annonce d'un coût de production moyen de 0.022 € par kWh qui peut monter à 0.1 €/kWh pour des centrales inférieures à 100 kW [8].

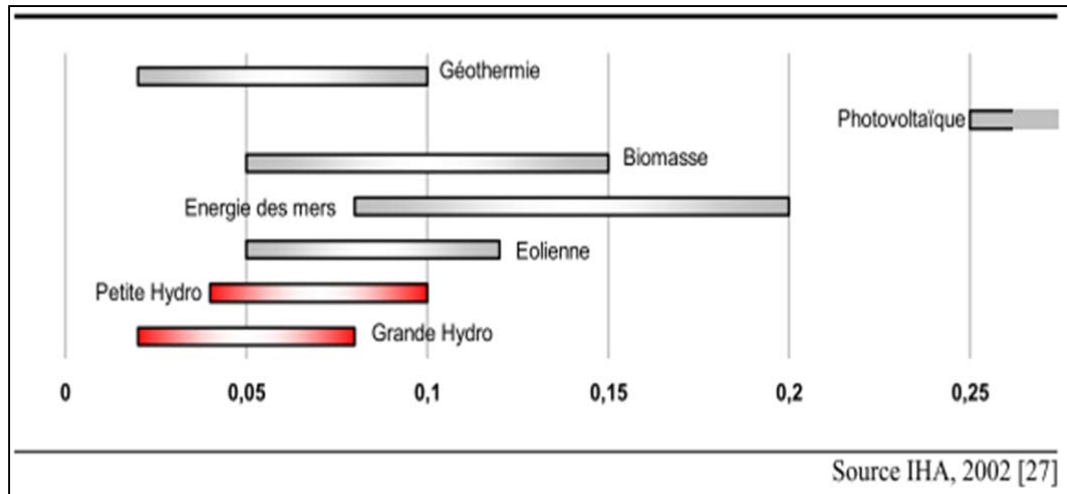


Figure II-2 Cout du kilowattheure électrique renouvelable (\$/kWh)

En dépit de leur extrême variabilité, les coûts unitaires des kWh hydroélectriques restent dans une fourchette qui supporte très bien la comparaison non seulement avec le nucléaire et le thermique classique (3 à 5 cents \$/kWh), mais aussi avec les filières à base de sources renouvelables [7].

**Tableau II.1 Coûts unitaires moyens de diverses filières de production électrique**

	Actuels (cents \$/kWh)	Futurs (cents \$/kWh)
- Grande hydraulique	2-5	2-5
- Géothermie conventionnelle	2-10	1-10
- Petite hydraulique	3-10	2-7
- Eolien	5-13	3-10
- Biomasse conventionnelle	5-15	4-10
- Biomasse gazéifiée + TGCC	8-11	
- Marémotrice	8-15	8-15
- Energie des vagues	8-20	
- Piles à combustibles PAFC acide phosphorique	10-20	
- Solaire thermodynamique	12-18	4-10
- Géothermie roches sèches	12-20	
- Solaire photovoltaïque	25-125	5-25

Source : World Energy Assessment et World Bank.

L'hydroélectricité montre un avantage certain en matière de coût de production. Si la grande hydraulique apparaît plus intéressante que la petite, cette dernière permet de s'affranchir des coûts de réseau en étant installée à proximité des lieux de consommation [8].

#### Remarque

Plus précisément encore, une analyse en termes de cycle de vie met en lumière la supériorité de l'hydraulique sur toutes les autres filières comparables [7] :

- Émissions de gaz à effet de serre (kt éq. CO<sub>2</sub>/TWh) : dans le pire des cas (réservoir en zone tropicale), l'hydraulique émet moins que le solaire photovoltaïque ou la plantation de biomasse et à peine plus que l'éolien et le nucléaire ; l'hydraulique au fil de l'eau l'emporte sur toutes les filières ;
- Emissions de SO<sub>2</sub> (t SO<sub>2</sub>/TWh) : avec réservoir ou au fil de l'eau, l'hydraulique émet infiniment moins que toutes les autres filières sans aucune exception ;
- Territoires utilisés (km<sup>2</sup>/TWh) : seul le nucléaire est mieux placé que l'hydraulique au fil de l'eau ; l'hydraulique réservoir consomme 4 fois plus

que le solaire photovoltaïque, 2 fois plus que l'éolien mais beaucoup moins que la plantation de biomasse.

### II.3 Conclusion

Alors qu'il est en voie d'épuisement en Europe occidentale et aux Etats-Unis, sauf en termes de réhabilitation des aménagements anciens et de petite hydraulique, le potentiel économiquement exploitable est encore considérable dans le reste du monde. Il est compris entre 1500 et 2000 GW, soit 3 fois celui qui est actuellement exploité.

Il est majoritairement localisé en Asie, Amérique latine et Afrique, soient les continents où les besoins de consommation électrique non satisfaits sont les plus considérables puisque plus de 2 milliards d'habitants n'y ont toujours pas accès. Ni le nucléaire, ni l'éolien ni le solaire photovoltaïque ne sont à la hauteur de ces besoins.

Le choix est donc bien entre l'hydroélectricité et le thermique classique, générateur de gaz à effet de serre et donc de risques graves de changement climatique. Pour mesurer ce dernier enjeu, on se souviendra que 1600 millions de tonnes de charbon supplémentaires, soit 10% des émissions actuelles de gaz à effet de serre, seraient nécessaires pour remplacer la production hydroélectrique mondiale [7].

Sur la base de ses coûts de production, directs et externes, cette dernière devrait se développer à un rythme supérieur aux 2% par an, cela est observé depuis plusieurs années. Elle bute cependant sur plusieurs obstacles, au premier rang les difficultés de financement [7].

# Chapitre III

# L'énergie hydraulique en Algérie

**III.1 Evolution de la production  
hydroélectrique en Algérie**

**III.2 Le nombre de barrage réalisé et en  
cours de construction**

### III. L'énergie hydraulique en Algérie

#### III.1 Evolution de la production hydroélectrique en Algérie

Avant la guerre de 1939-1945, les réalisations faites dans ce domaine se bornaient à quelques centrales de moyenne et petite puissance, fonctionnant au fil de l'eau, principalement en Grande Kabylie (chutes d'eau de Boghni-amont, de Maillot) dans la wilaya de Bouira (chute d'eau de l'Oued Berd, Usine du Rhummel, à Constantine), ainsi que quelques aménagements de petite importance dans la région d'Oran (Ain Fekkan, Oued Tiaret, Négrier, Tafna) et dans la vallée du Chélif. La production totale de ces centrales était de l'ordre de 40 millions de kWh, il s'agissait d'énergie au fil de l'eau, donc de faible valeur, émise pendant l'hiver et le printemps.

En outre, il avait été reconnu intéressant de produire de l'énergie électrique, au fil des irrigations, l'eau accumulée dans les grands barrages construits, par le Service de la Colonisation et de l'Hydraulique : les irrigations étant pratiquées pendant l'été, il était possible d'avoir, durant cette saison, une production d'énergie hydroélectrique non négligeable.

En 1940 un programme d'aménagements hydroélectriques était élaboré, il comprenait d'une part, de nouveaux aménagements au fil de l'eau de moyenne puissance (chutes de Boghni-aval, de Souk-et-Djemaa près Michelet, du Gouriet près Maillot) d'autre part, la construction de centrales au pied des barrages d'irrigation (barrages d'Oued Fodda, du Ghrib, du Hamiz à Alger, de Bakhada. Bou-Hanifia, Béni-Bahdel à Oran, de Ponteba, de Perrégaux et d'Ain-Témouchent, sur les canaux ou les conduites alimentées, par les dits barrages [9].



**Figure III-1 Usine hydroélectrique du barrage de BENI BAHDEL  
(Wilaya Oran)**

La réalisation de ce programme devait conduire à une production supplémentaire de 120 millions de kWh environ.

En 1942, un nouveau pas devait être franchi dans un sens complètement différent : la production sur une vaste échelle, d'énergie hydroélectrique régularisée par de grands barrages. C'est cette année, en effet, qu'un plan d'équipement électrique de l'Algérie pour les vingt prochaines années était élaboré, et que, dans le cadre de ce plan, était envisagée la réalisation de l'aménagement hydroélectrique de l'Oued Agrioun, dans la région de Kherrata (wilaya de Bejaia) décrit par ailleurs.

Depuis cette date, les travaux, tant du barrage principal que des aménagements aval de l'Oued Agrioun, se sont poursuivis : l'usine de Darguina a été mise en service en 1952 (provisoirement au fil de l'eau), et le barrage de l'Iril-Emda a permis, dès 1953, l'accumulation d'une tranche de 40 millions de m<sup>3</sup>, et sera totalement achevé en 1954, sa capacité atteignant alors 150 millions de m<sup>3</sup>.

Par ailleurs, le programme de moyens et petits aménagements hydroélectriques s'est poursuivi par l'achèvement des travaux déjà entrepris au programme de

1940, ainsi que par la construction de la centrale de Tessala (près d'Ain-Témouchent) sur la conduite d'alimentation en eau de la ville d'Oran issue du barrage de Béni-Bahdel, complétée par celle de la petite centrale d'Aïn-Beida et d'autre part par la construction de la centrale du barrage de Foum-el-Gherza (Sud Constantinois). Dans un tout proche avenir, il est prévu de réaliser l'aménagement de l'Oued Djen-Djen Supérieur (en Petite Kabylie) pouvant dans un premier stade, donner une production de 138 millions de kWh qui serait susceptible d'être portée à plus de 300 millions de kWh par la dérivation de différents oueds. Cet aménagement comprenant un grand barrage de régularisation interannuel, produira une énergie de haute qualité ; en outre, il sera possible d'augmenter de 80 millions de kWh environ, la production des usines de l'Oued Agrioun par dérivation dans le bassin de cette rivière du cours supérieur de l'Oued Bou Sélam, au moyen d'une galerie d'une vingtaine de kilomètres de longueur.

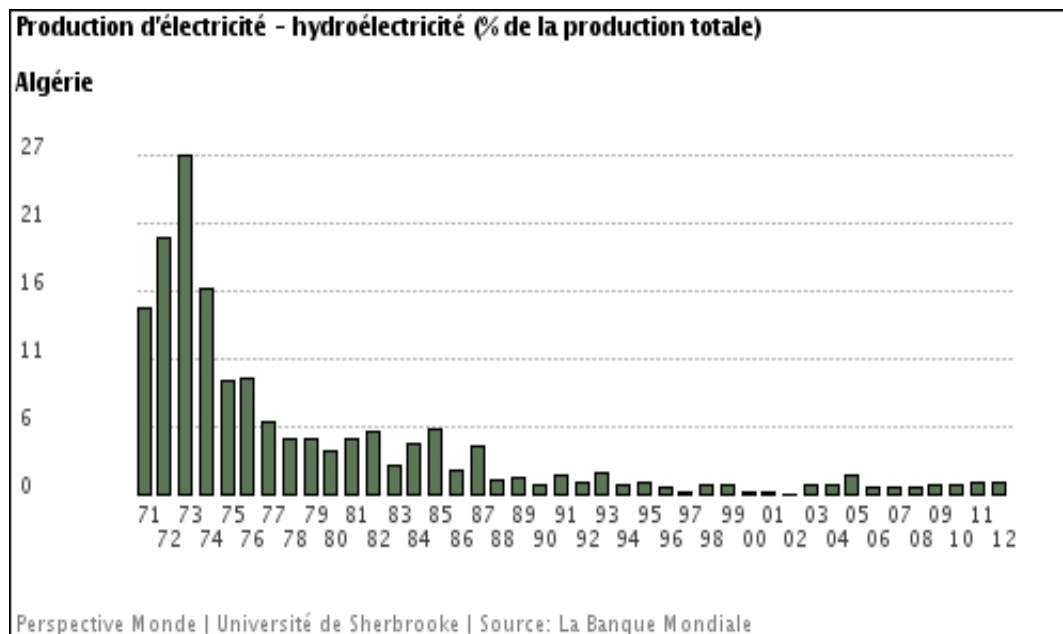
Le programme de moyens et petits aménagements hydroélectriques sera d'autre part poursuivi, notamment par la construction de l'usine de Zubair, sur la galerie d'irrigation du barrage de Béni-Bahdel.

Cette liste ne clôt d'ailleurs pas les possibilités algériennes de production hydraulique d'énergie électrique [9].

Les différents projets sus cités, entamés et clos pour la plupart, durant l'époque coloniale conduiront dans les années 70 à un pic de production jamais égalé depuis de 27% au cours de l'année 73.

Après le pic de 1973 la production hydroélectrique en Algérie a connu une diminution considérable d'environ 95% sur une période de 38 ans ; ainsi l'évolution de l'ensemble de la production hydroélectrique, pour la période 1971-2009, enregistre une moyenne annuelle de seulement 4,1% [10].

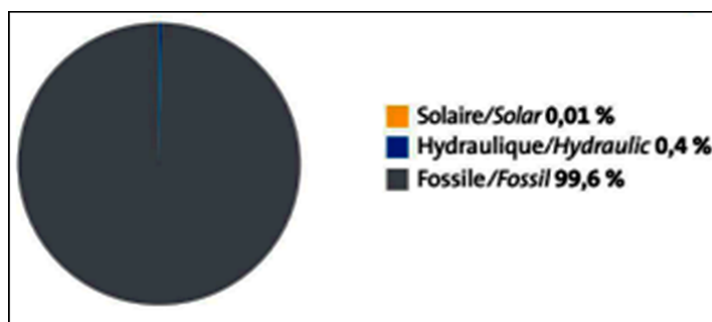




**Figure III-2 Production d'électricité - hydroélectricité (% de la production totale) Algérie [10]**

C'est en 1973 qu'on enregistre le plus haut niveau (26,8%) et c'est en 2002 qu'on enregistre le plus bas niveau (0,2%) [10]. Le changement enregistré entre la première et la dernière année est de 95%.

La production hydroélectrique du pays a fortement diminué en 2010, après avoir atteint un pic de production en 2009. Elle présente en 2010 un niveau de production inférieur à celui observé en moyenne sur la période (267GWh) [11].



**Figure III-3 Structure de la production d'électricité-2010**

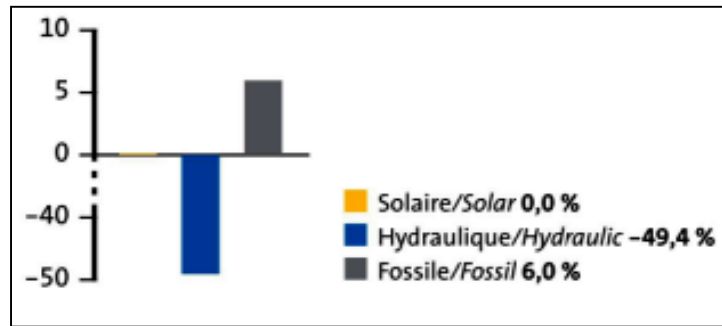


Figure III-4 Taux de croissance 2009-2010

La production d'électricité issue des combustibles fossiles ne se soucie pas des variations de la production hydroélectrique et croît de manière continue sur la période (+5,6 % par an en moyenne). La filière solaire recensée dans le pays depuis 2008 reste faible (4GWh) [11].

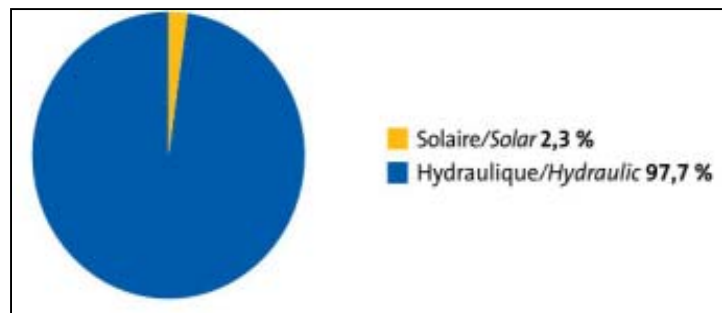


Figure III-5 Structure de la production électrique d'origine renouvelable-2010

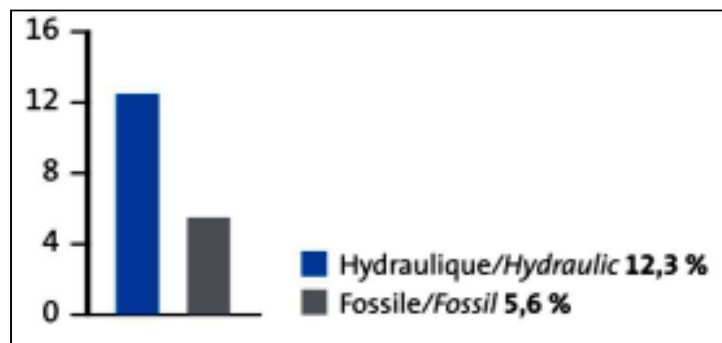


Figure III-6 Taux de croissance annuel moyen 2000-2010

### III.2 Le nombre de barrage réalisé et en cours de construction

Le pays est divisé en 5 régions hydrographiques (Annexe C) regroupant les 17 bassins versants du pays (Annexe B). Les potentialités en eau de l'Algérie sont globalement estimées à 19,4 milliards de m<sup>3</sup>/an [12], dont :

- 12 milliards de m<sup>3</sup> en eau superficielle et 2,4 milliards de m<sup>3</sup> en eau souterraine pour les régions nord du pays et 5 milliards de m<sup>3</sup> exploitables dans les régions sahariennes [12].
- 71 barrages d'une capacité de 7,1 milliards de m<sup>3</sup> [12].

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m<sup>3</sup>, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m<sup>3</sup>, dont environ 2/3 pour les ressources en surface.

Actuellement 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 70 barrages sont actuellement en exploitation et 13 barrage au cours de réalisation [13].

# Chapitre IV

## Etude de centrales

## hydroélectriques

**IV.1 Introduction**

**IV.2 Les types des centrales  
hydroélectrique**

**IV.3 Les turbines**

**IV.4 L'efficacité des centrales  
hydroélectriques**

**IV.5 Exemple de centrale installée  
en Algérie (Centrale de  
DARGUINA)**

## IV. Etude de centrales hydroélectriques

### IV.1 Introduction

Une centrale hydroélectrique se compose d'une prise d'eau ou d'une retenue d'eau, ainsi que d'une installation de production. Sur la distance entre le barrage et la centrale, l'eau passe par une galerie et une conduite forcée. Plus la différence de hauteur est importante, plus la pression de l'eau dans la centrale sera grande et plus la puissance produite sera importante. La quantité d'énergie est proportionnelle à la quantité d'eau turbinée multipliée par la hauteur de chute. Il existe plusieurs modes de production d'électricité à partir de l'hydraulique terrestre, qui remplissent des rôles différents dans la consommation d'électricité.

### IV.2 Les types des centrales hydroélectriques

Les types d'aménagements hydroélectriques sont directement liés aux types de chutes aménagées ou à aménager.

La hauteur de chute brute ( $H_b$ ) est la différence d'altitude, exprimée en mètre, entre le niveau de l'eau à la prise d'eau (cote de surface libre en eaux moyennes) et le niveau de l'eau au point de la restitution.

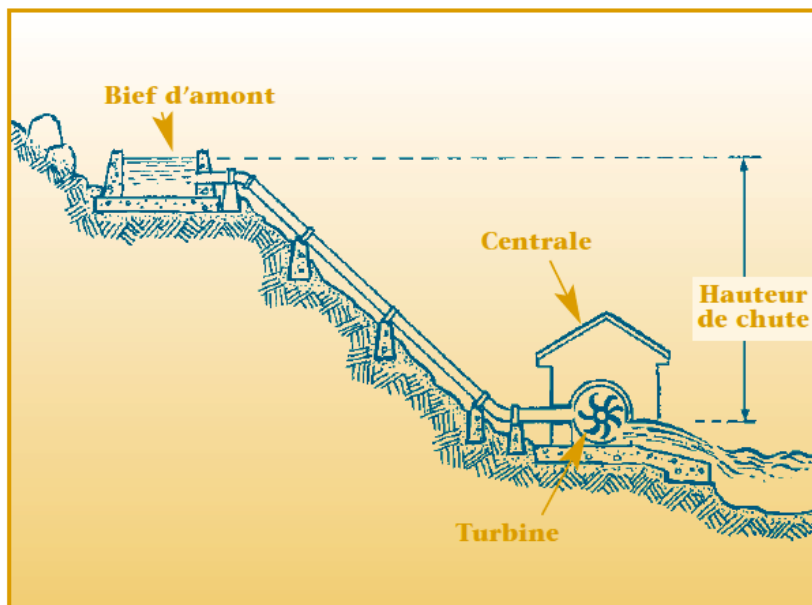


Figure IV-1 Aménagement d'une chute

Les centrales hydroélectriques se classent suivant les hauteurs de chute :

- Haute chute ( $h > 200$  m),
- Moyenne chute ( $200 \text{ m} > h > 40$  m),
- Basse chute ( $h < 40$  m).

#### IV.2.1 Centrale de haute chute

On parle de hautes chutes lorsque la hauteur de chute brute  $H_b$  est supérieure à 150 ou 200 m ( $H_b > 200$  m). Ces hautes chutes sont constituées d'un lac ou d'une prise d'eau en altitude, d'où est issue une longue conduite forcée qui amène l'eau jusqu'à l'usine au fond de vallée [6].

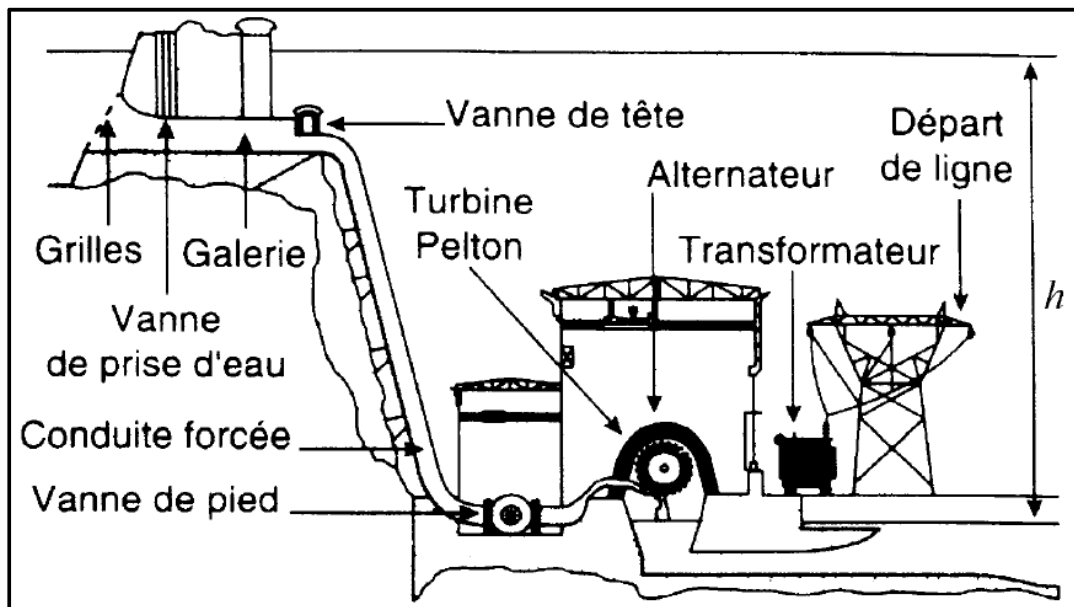


Figure IV-2 Centrale de haute chute

En schématisant un peu, l'énergie de l'ensemble de l'eau précipitée sur une zone de montagne, peut être restituée en descendant du lac de barrage ou elle est collectée jusqu'au fond de la vallée. Supposons par exemple un lac de barrage avec un volume de précipitations annuelles de  $10 \text{ Hm}^3$  d'eau. Si cette eau est collectée dans un barrage, d'où elle peut "chuter" de 1000 mètres (avec une conduite forcée partant du barrage et amenant l'eau à une turbine située à

1000 mètres en aval), elle va libérer une énergie ( $W = M.g.h$ ) de 100.000 milliards de joules, soit environ 27 GWh.

Si la topographie du lieu ne permet pas de faire "chuter" l'eau précipitée de plus de 1000 mètres, mais de 500 mètres seulement, c'est environ 14 GWh que nous obtiendrons (en fait moins avec les frottements de la turbine).

#### IV.2.2 Centrale de moyenne chute

Ces chutes ( $200 \text{ m} > H_b > 40 \text{ m}$ ) sont le plus souvent aménagées, sur le cours moyen des rivières. Elles sont le plus souvent constituées d'un barrage qui barre la rivière créant un réservoir dans le lit de cette dernière ; l'usine qui contient les turbines et les alternateurs est située soit immédiatement en aval du barrage, soit un peu plus loin en aval. C'est dans cette catégorie que l'on rencontre les aménagements hydroélectriques les plus puissants, car si la hauteur de chute est moindre que dans le cas des hautes chutes, le débit turbiné  $Q$  peut être très important : c'est le cas des barrages hydroélectriques qui barrent les grands fleuves [6].

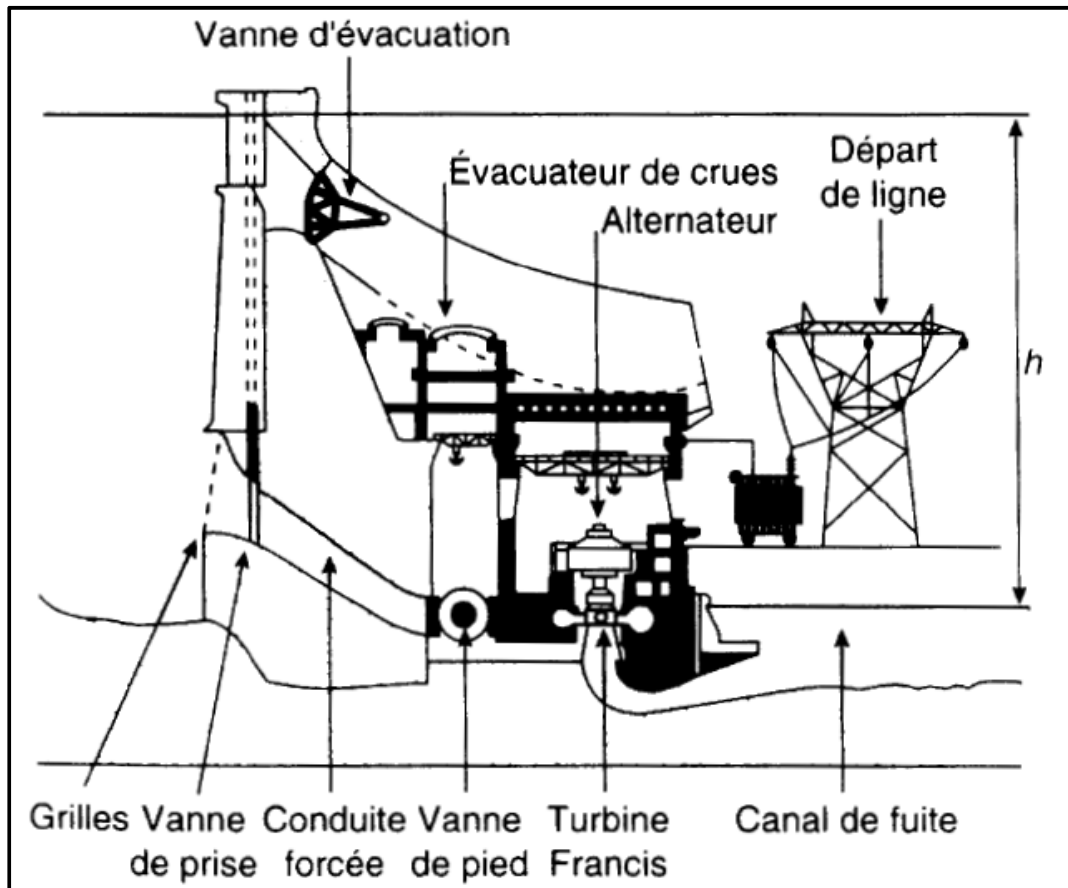


Figure IV-3 Centrale de moyenne chute

Prenons toujours l'exemple du lac de barrage avec volume de précipitations annuelles de  $10 \text{ Hm}^3$  d'eau. Si le relief ne permet qu'une dénivellation de moins de 200 mètres, entre la surface du lac de barrage et la turbine, nous tirerons une puissance d'environ 5,4 GWh/an.

Mais dans le cas des centrales de moyenne chute l'apport annuelle est généralement important ; donc avec une chute de moins de 200 mètres et en supposant un volume annuel de  $100 \text{ Hm}^3$  d'eau, la productibilité de la centrale sera d'environ de 54 GWh/an.



### IV.2.3 Centrale basse chute

Les basses chutes ( $H_b < 40$  m) sont le plus souvent aménagées grâce à des barrages mobiles sur les cours inférieurs des rivières. L'usine est alors le plus souvent intégrée au barrage.

Ces rivières sont généralement navigables ; l'aménagement doit donc être muni d'écluses pour permettre le passage des navires.

Les vallées sont larges et de pente faible, exposées aux inondations : le barrage doit donc être muni de larges vannes mobiles qui puissent être ouvertes en période de crue, de façon à « effacer » le barrage [6].

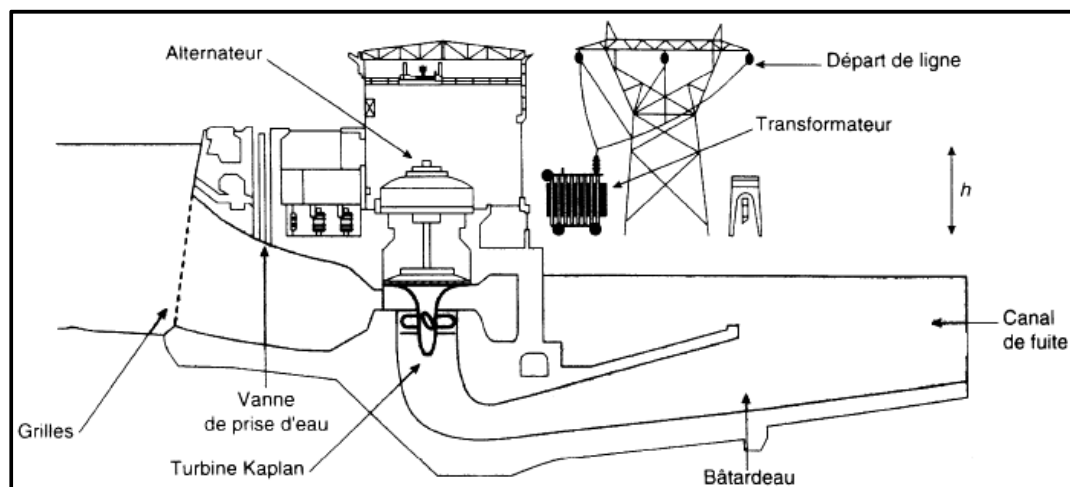


Figure IV-4 Centrale de basse chute

Par exemple, prenant une hauteur de chute maximale de 40 mètres, pour un volume annuel d'eau turbiné de  $100 \text{ Hm}^3$ , la production annuelle sera de 10.9 GWh.

### IV.3 Les turbines

Une turbine hydraulique est une machine tournante, constituée principalement d'une roue à aubes, qui reçoit de l'énergie d'un fluide, sous forme d'énergie de pression ou d'énergie cinétique et qui la transforme en énergie mécanique directement utilisable sur un arbre en rotation. La turbine

peut être, soit noyée au sein du fluide dans une chambre d'eau, soit située à l'extrémité d'une conduite forcée. Le rendement des turbines se situe généralement entre 80 et 90% ; il croît avec la taille des roues [14].

### Les principales turbines

- La turbine Kaplan est la turbine la plus adaptée pour les faibles chutes (de 5 à 55 m) et les débits importants. Ses pales sont orientables et permettent par une simple rotation d'ajuster la puissance de la turbine.
- La turbine Francis est utilisée pour les moyennes chutes (de 40 à 600 m) et les débits moyens. L'eau entre par la périphérie, glisse sur les pales et s'évacue en son centre.
- La turbine Pelton est la turbine la plus adaptée pour les faibles débits et les hautes chutes (entre 200 et 1800 m). Elle reçoit l'eau sous très haute pression par l'intermédiaire d'un ou plusieurs injecteurs.

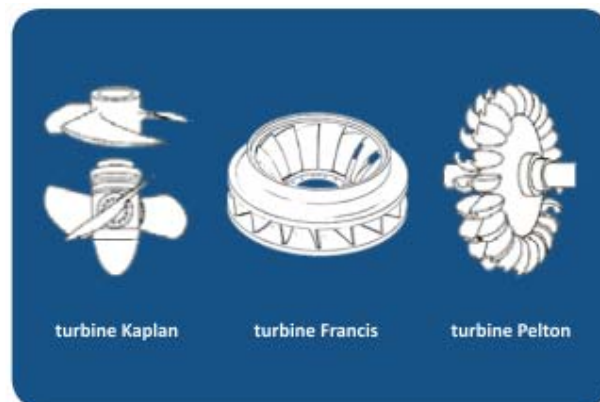


Figure IV-5 Les principales turbines

Le choix du type des turbines dépend de ces deux variables : la hauteur nette  $h_n$  et le débit  $Q$ . Les turbiniers proposent des abaques pour le choix de leur fabrication (figure IV.5).

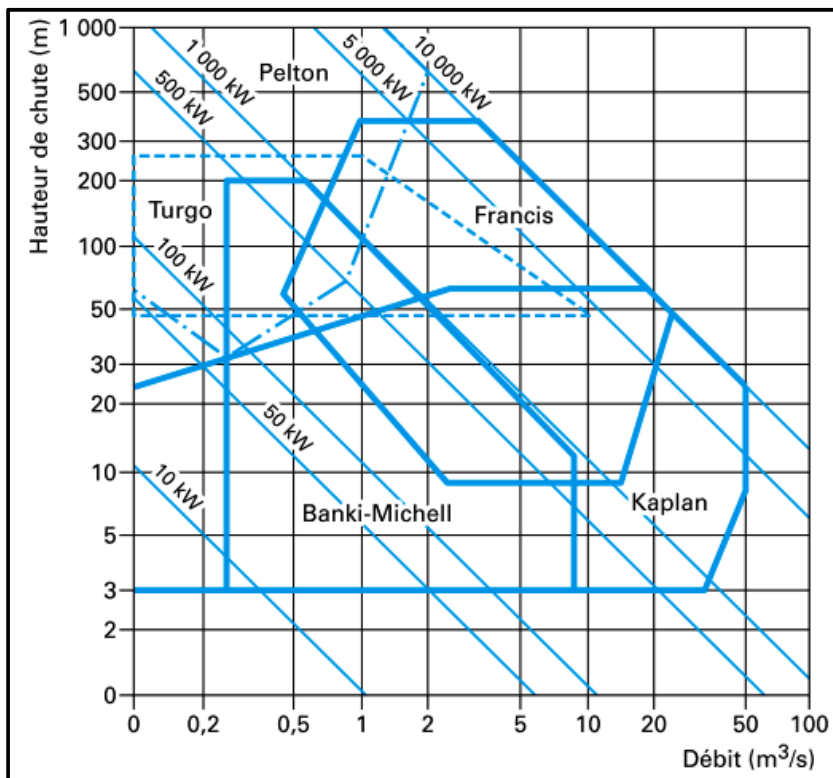


Figure IV-6 Choix des turbines selon la hauteur de chute (m) et débit (m<sup>3</sup>/s)[15]

#### IV.4 L'efficacité des centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques sont des systèmes durables et relativement simples, pour convertir l'énergie potentielle de l'eau stockée et/ou l'énergie cinétique de l'eau qui coule en électricité. Ce processus fondamental pour une unité de production hydroélectrique est décrit par l'équation d'efficacité, définie comme le rapport de la puissance délivrée par l'unité à la puissance de l'eau en passant par l'unité. L'expression générale de cette efficacité ( $\eta$ ) [16] est :

$$\eta = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_b}$$

Où  $P$  est la puissance de sortie,  $\rho$  est la masse volumique de l'eau,  $g$  est la constante d'accélération de la gravité,  $Q$  est le débit de l'eau passant par la turbine,  $H_b$  est la hauteur de chute brute de la centrale.

Pour exemple la figure suivante donne l'efficacité d'une centrale hydroélectrique, avec un seul groupe de type Francis, en fonction de la puissance ; et ce pour différentes moyennes chutes. On voit que pour des besoins de hautes charges, il existe un point après lequel un petit gain en puissance entraîne une diminution drastique de l'efficacité.

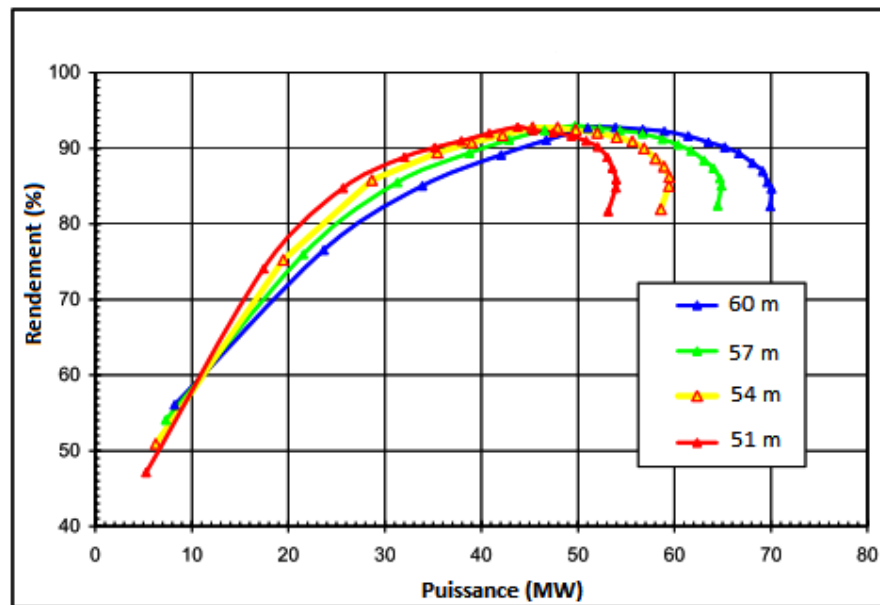


Figure IV-7 Exemple d'efficacité d'une centrale mono-unité en fonction de la puissance de sortie [16]

#### IV.5 Exemple de centrale installée en Algérie (Centrale de Darguina) [17]

##### IV.5.1 Le site

La centrale de DARGUINA est située à 2 km du chef-lieu de daïra de DARGUINA dans la wilaya de BEJAIA. Elle est accessible à partir de la route nationale N°9 reliant DARGUINA à SETIF.

Surface occupée :

- Centrale : 4440 m<sup>2</sup>
- Plateforme et accès : 2 ha



**Figure IV-8 Vue aérienne de la centrale de DARGUINA**

#### **IV.5.2 Historique**

- Date de lancement du projet : 1945
- Ouverture du chantier : 1946
- Durée de réalisation : 05 ans

Constructeurs :

- Ingénieur conseil : SOGEI (société générale d'exploitation industrielle)
- Usine + canal de fuite : GTM (Grand travaux de Marseille) et BOUSSIRON
- Barrage CHABET et galerie : CAMPENON BERNARD
- Barrage IGHZEROUFTIS : GTM (grands travaux de Marseille)
- Turbines et matériel hydraulique : NEYRPIC
- Conduites forcées : BOUCHAYER-VIALLET-SEIBERT
- Alternateurs et appareillage électrique : ALSTHOM
- Autres matériels électriques : JEUMONT
- Ponts roulants : SORETEX
- Ascenseurs et divers : APPELVAGE

Mise en service des groupes :

- ✓ Groupe 1 : 12-12-1952
- ✓ Groupe 2 : 03-02-1952
- ✓ Groupe 3 : 1950

### IV.5.3 La centrale

La centrale hydroélectrique de DARGUINA, du fait des deux barrages l'alimentant, comporte deux aménagements hydrauliques distincts l'un haute chute et l'autre moyenne chute :

- a) L'aménagement **CHABET-DARGUINA**, faisant partie du grand aménagement de l'oued AGRIOUN et alimenté par le barrage de régularisation d'IRIL-EMDA.
- b) L'aménagement **IGHZEROUFTIS**, qui fonctionne au fil de l'eau et qui est alimenté par le barrage du même nom.

Ils se terminent dans une centrale souterraine commune abritant trois groupes turbines alternateurs, dont les caractéristiques sont les suivantes :

Deux (02) groupes type **PELTON** à axe vertical avec 4 injecteurs, de 32,5 MW de puissance unitaire, absorbant chacun  $10,5 \text{ m}^3/\text{s}$  sous une chute brute de 367 m. Ils tournent à une vitesse de 375 tr/min et peuvent produire 150 GWh/an.

Un (01) groupe type **FRANCIS**, de 5,2 MW de puissance, absorbant  $3,8 \text{ m}^3/\text{s}$  sous une chute brute de 171 m. Il tourne à une vitesse de 750 tr/min et peut produire 10 GWh par an.

### IV.5.4 Les équipements

#### IV.5.4.1 Aménagement CHABET-DARGUINA (Haute chute)

Cet aménagement comprend d'amont en aval :

1) Le barrage de prise du CHABET : d'une capacité de  $300\,000\text{ m}^3$ , il est situé à la limite amont des gorges du même nom. C'est un barrage voûte mince en béton à seuil déversant, de 19 m de hauteur et 106 m de longueur en crête.

Il a une forme circulaire dont le rayon moyen est de 52 m, et son épaisseur est de 3,50 m à la base et 2,40 m en crête.

La crête est à la côte 430 NGA et la limite utile à 422 NGA.

Le barrage est équipé de 02 pertuis de vidange de  $2 \times 4\text{ m}^2$ .

Il reçoit les eaux de l'AGRIOUN à leur sortie de la retenue d'IRIL-EMDA, qu'elles proviennent par les vannes du barrage ou par le canal de fuite, après avoir été turbinées à l'usine.

Les dispositifs de surveillance de l'ouvrage comportent un dispositif topométrique.

2) La prise d'eau : située en rive droite, son radier est à la côte 418 m NGA. Elle est équipée d'une grille inclinée avec dégrilleur et d'une vanne de 2,5 m de haut et 1,70 m de large. Cette vanne est du type chenille et est mue par un servomoteur.

3) le poste de commande des diverses vannes, le bâtiment du servomoteur de la vanne de la prise d'eau et le bâtiment du dégrilleur.

4) La galerie d'amenée souterraine : Sa forme varie suivant la nature du terrain. Elle présente des tronçons de forme circulaire de 3 m de diamètre et des tronçons en forme de fer à cheval de 3 m dans les grandes dimensions. Elle a été exécutée en béton. Elle mesure 8 370 m sa pente moyenne est de 2 mm/m. Elle permet de dériver un débit de  $21,5\text{ m}^3/\text{s}$  et est accessible à partir de plusieurs fenêtres.

Cette galerie englobe également une cheminée d'équilibre à demi enterrée non déversante constituée par un cylindre vertical de 50 m de hauteur et 12 m de diamètre, protégé par chemisage en tôle. Son fond est calé à la côte 400.

5) Deux conduites forcées métalliques de 1,65 m de diamètre et 585 m de longueur. Les conduites sont composées de tuyaux auto frettés à frettage par élingue. Elles sont équipées chacune d'une vanne de tête du type papillon immédiatement en aval de la culotte de raccordement. Chaque vanne de 1,70 m de diamètre est commandée sur place à l'ouverture par un servomoteur à huile, et par l'effet d'un contrepoids à la fermeture.

Les conduites descendent à l'air libre sur un plan incliné jusqu'à la plate-forme de l'usine de DARGUINA à la côte 115 NGA, puis descendent en galerie jusqu'à la côte 64,2 m NGA. Elles sont ancrées dans des massifs en béton et sont supportées par des berceaux.



**Figure IV-9 La conduite forcée de la centrale de DARGUINA**

6) Deux robinets sphériques de 1,40 m de diamètre protégeant les turbines et comportant un obturateur en acier moulé et un by-pass. Chaque robinet est commandé à l'ouverture par un servomoteur à huile et à la fermeture par un servomoteur à eau.



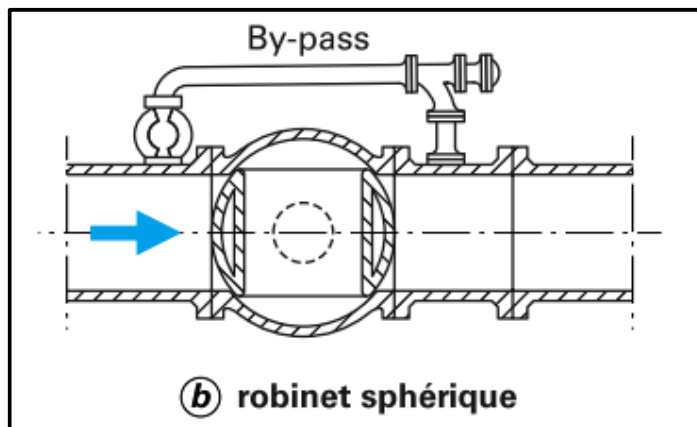


Figure IV-10 Robinet sphérique

7) Deux turbines qui sont du type Pelton à axe vertical avec 4 injecteurs. Chaque turbine comporte une roue PELTON de 2 m de diamètre, un collecteur des 4 injecteurs avec 4 servomoteurs de commande à huile, un arbre en acier et un palier guide auto graisseur. Elles fonctionnent sous une chute brute de 368m.

Elles tournent à la vitesse de 375 tr/mn et absorbent  $21,5 \text{ m}^3/\text{s}$ . La puissance unitaire est de 32,5 MW.



Figure IV-11 Vue bêche turbine et injecteurs

La régulation de chaque groupe est obtenue par un régulateur comportant un régleur équipé d'accessoires nécessaires (tachymètre, mécanisme de statisme,

mécanisme charge vitesse et un mécanisme limiteur d'ouverture), et un ensemble de pompage pour la pression d'huile comportant des pompes et un accumulateur d'huile.

La partie tournante repose sur une pivoterie du type à patins fléchissants comportant un grain mobile en acier et une couronne à patins garnis d'antifricition.

8) Deux alternateurs accouplés à chaque turbine, du type auto ventilé; l'air étant refroidi par 5 réfrigérants. Chacun peut fournir une puissance de 32,5 MW sous  $\cos \phi$  0,81 et à une tension nominale de 12000 V. Ils comportent un palier guide auto graisseur et une jante de freinage sur laquelle agissent 6 vérins de freinage fonctionnant à l'air comprimé.

9) Deux transformateurs à aéroréfrigérants, de 40 MVA, élevant la tension à 220 kV. Ils sont situés sur la plate-forme du poste et sont reliés aux alternateurs par des jeux de barres en cuivre.

#### **IV.5.4.2 Aménagement d'IGHZEROUFTIS (Moyenne chute)**

L'aménagement IGHZEROUFTIS fonctionne au fil de l'eau et comporte d'amont en aval :

1) Un barrage du type voûte mince de 30 m de hauteur et de 60 m de longueur en crête, avec un parement amont cylindrique vertical. Son épaisseur varie en clé de 2,20 m à la base à 1 m en crête.

Le fond de fouille est à 196 NGA et la crête à 231 NGA. La crête est équipée en déversoir de crues sur toute la longueur de 60 m. Ce déversoir est limité de part et d'autre par un déflecteur qui ramène la lame vers le centre de la vallée.

Trois becs en béton fractionnent la lame déversante pour permettre une meilleure aération sous le seuil et éviter les vibrations dangereuses. Le déversoir peut évacuer  $600 \text{ m}^3/\text{s}$  pour un plan d'eau à la côte 233,80.

La lame déversante tombe dans 4 bassins de réception qui l'amortissent par l'intermédiaire d'un matelas d'eau de 1,50 m d'épaisseur.

La vidange et le dégrèvement se font par deux pertuis accolés, placés symétriquement par rapport à l'axe de l'ouvrage. Leur débit total est de  $100 \text{ m}^3/\text{s}$  à retenue pleine. Chaque pertuis est équipé d'une vanne plate de  $1,60 \times 2 \text{ m}$ .

Une chambre, construite au pied du barrage abrite les servomoteurs des vannes.

Ce barrage crée une retenue de  $225000 \text{ m}^3$  alimentée par un bassin versant de  $44 \text{ km}^2$  où la pluviométrie moyenne est d'environ  $1300 \text{ mm}$ .

2) Une prise d'eau située en rive gauche de la retenue et équipée d'une vanne type Wagon de  $1,60 \times 2,10 \text{ m}^2$  et d'une grille inclinée avec dégrilleur. La grille a une longueur de  $7,50 \text{ m}$  et une largeur de  $2,50 \text{ m}$  et est constituée de barreaux espacés de  $320 \text{ mm}$ . Son inclinaison sur l'horizontale est de  $58^\circ$ . Le dégrilleur automatique comprend un chemin de roulement et un chariot avec crochet et râteau.

La côte du seuil est de  $218 \text{ NGA}$  pour une limite d'utilisation de  $221 \text{ NGA}$ .

Un bâtiment abrite les organes de manœuvre.

3) Une galerie d'amenée souterraine, équipée d'une cheminée d'équilibre comportant une galerie horizontale et une galerie inclinée avec chambre d'expansion supérieure et un diaphragme inférieur de  $0,74 \text{ m}$  de diamètre. Cette galerie a une longueur de  $1\ 956 \text{ m}$  et son débit maximum normal est de  $3,8 \text{ m}^3/\text{s}$ . Elle débouche à l'aval dans le plan incliné des conduites forcées de l'Agrioun. Sa section a un profil en fer à cheval avec un diamètre de  $2,10 \text{ m}$ .

4) Une conduite forcée, d'une longueur totale de  $237 \text{ m}$  et de  $1,20 \text{ m}$  de diamètre, équipée d'une vanne papillon à commande par servomoteur à huile et accrochage mécanique.

La conduite est entièrement en acier avec une épaisseur variant de 8 à 14 mm suivant la hauteur. La conduite est protégée intérieurement et extérieurement par des peintures. Elle repose sur des massifs supports et ancrages en béton.

La conduite est équipée d'une vanne de tête de 1,20 m de diamètre du type papillon à commande par servomoteur à huile et accrochage mécanique. Sa fermeture est déclenchée automatiquement.

5) Une vanne de garde de 1 m de diamètre, constituée d'un papillon en acier moulé avec lentille désaxée, un by-pass, un sas de colmatage, une ventouse automatique et un contrepoids utilisé pour la fermeture.

6) Une turbine du type FRANCIS, à axe vertical tournant à la vitesse de 750 tr/mn. D'une puissance de 5,2 MW, elle absorbe un débit de  $3,8 \text{ m}^3/\text{s}$  sous une chute brute de 171 m. Elle tourne à une vitesse de 750 tr/min.

Cette turbine comporte une bêche spirale, un ensemble de 16 directrices, un cercle de vannage, un jeu de labyrinthes réglables, une roue à 15 aubes et un palier guide à graissage par barbotage. L'ensemble de la partie tournante repose sur une pivoterie du type à patins fléchissants, comportant un anneau de base en fonte, un grain mobile, une couronne à patins et une cuve à huile formant serpent de refroidissement.

La régulation de vitesse est obtenue par un régulateur comportant un régleur équipé d'un tachymètre, un mécanisme de statisme, un mécanisme charge vitesse et un mécanisme limiteur d'ouverture, et un ensemble de pompage pour la pression d'huile.

7) Un alternateur accouplé à la turbine, ventilé en circuit fermé. Il peut fournir une puissance de 6 MVA sous  $\cos \phi 0,7$  et à une tension nominale de 5500 V. Il comporte un palier guide auto graisseur situé en dessous de la pivoterie. Le freinage est assuré par une commande à air comprimé agissant sur 4 dispositifs à levier. Un système de 4 vérins à huile permet de soulever l'ensemble de la partie tournante.

## IV.5.4.3 L'usine de DARGUINA

Elle est installée dans une cavité entièrement revêtue de 20 m largeur, 28 m de hauteur et de 67 m de longueur. Le fond à la côte 55, est situé à 60 m en-dessous de la plate-forme. La cavité abrite une ossature en béton armé comprenant l'étage turbine, l'étage alternateur, le hall de l'usine et l'étage de la centrale d'air.

L'étage des turbines contient en plus des trois groupes, la régulation, les échangeurs thermiques, les fosses des robinets sphériques, la station d'air comprimé.

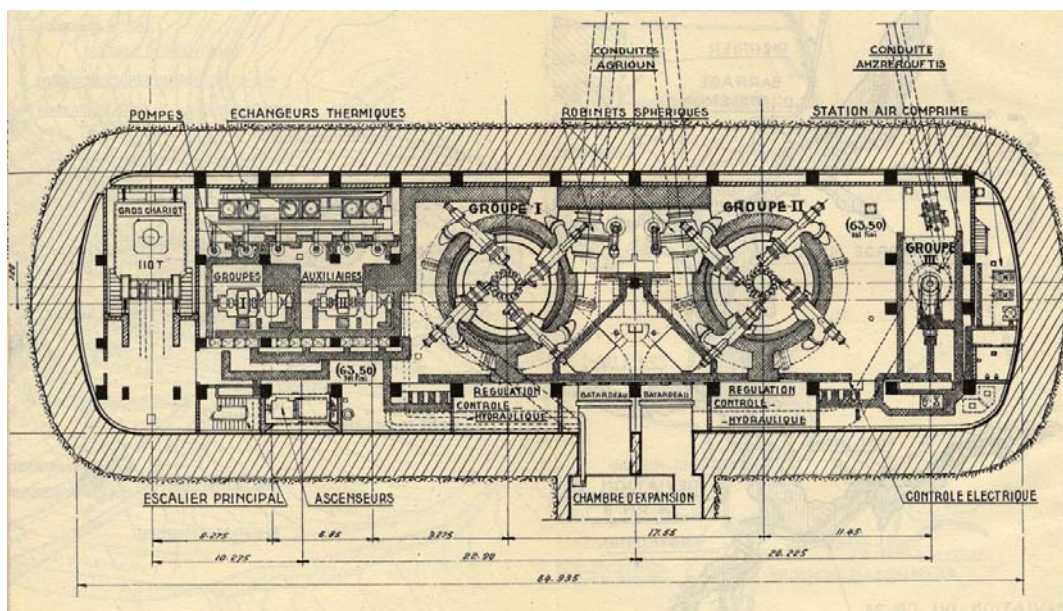


Figure IV-12 Usine souterraine-étage des turbines

L'étage alternateur contient en plus des alternateurs, la galerie des barres 12 kV, les groupes amplydines, les batteries de CO<sub>2</sub> pour protection incendie, les armoires auxiliaires courant continu, les cellules 5,5 kV du groupe 3.

Le hall de l'usine contient les excitatrices des groupes, les armoires de démarrage, les armoires auxiliaires courant alternatif, le châssis de répartition des câbles.

L'usine est desservie par les galeries et les puits suivants :

- 1) La galerie inclinée de 100 m de longueur débouchant dans le bâtiment de décuvage au niveau plate-forme.
- 2) La galerie des barres, située sous le radier de la galerie inclinée. Elle renferme les barres 12 kV reliant les deux groupes AGRIOUN aux transformateurs du poste.
- 3) Le puits des ascenseurs équipé d'un monte-charge et d'un ascenseur et renfermant les câbles de puissance du groupe IGHZEROUFTIS et tous les câbles de contrôle et de commande de l'usine.
- 4) Les deux galeries d'accès des conduites forcées, l'une pour les conduites AGRIOUN et l'autre pour la conduite IGHZEROUFTIS.

Les débits turbinés par les 3 groupes sont évacués à l'aval par un canal de fuite de 1 660 m, équipé d'un reniflard et restituant les eaux dans l'oued Agrioun à la côte 55,50 m NGA.

- 5) Le circuit de réfrigération des alternateurs, des paliers et pivots des machines est commun aux trois groupes. Il est composé de deux bassins d'eau et de 03 batteries d'échangeurs tubulaires. La circulation de l'eau est assurée par 3 pompes d'eau pure et 3 pompes d'eau brute.

La manutention des matériels est réalisée au moyen d'engins comprenant des monorails et mono poutres au niveau de chaque installation, deux ponts roulants munis de deux chariots de 60 T chacun situés au niveau du hall de l'usine et du hall de décuvage, un chariot mu par un treuil, ainsi qu'un monte-charge.

#### Système de contrôle commande

Le groupe est à commande automatique à partir de la salle de commande. Les principaux organes de démarrage et de contrôle tant hydraulique qu'électrique sont remontés à cet étage. Le démarrage des groupes peut se faire à distance depuis cette salle de commande ou depuis le pupitre local situé dans l'étage turbine.

La salle de commande est équipée d'un pupitre permettant au tableautiste d'assurer sans se déplacer l'exploitation complète de la centrale en régime normal (démarrage et mise en vitesse du groupe, excitation, couplage, réglage plus ou moins vite, réglage plus ou moins excitation, découplage, arrêt du groupe).

Les éléments des tableaux comprennent les schémas synoptiques, les appareils de commande et signalisation, les appareils de mesures, les indicateurs.

# Chapitre V

## Potentiel de la production hydroélectrique en Algérie

V.1 Introduction

V.2 Parc de production  
hydroélectrique

V.3 Potentiel de la production  
hydroélectrique en Algérie

V.4 La productibilité annuelle



## V. Potentiel de la production hydroélectrique en Algérie

### V.1 Introduction

L'Algérie, avec un potentiel d'une soixantaine de barrages en exploitation, d'une vingtaine en construction, et d'une vingtaine à l'étude pourra disposer à moyen terme, si des études sérieuses sont menées, d'un potentiel énergétique appréciable. Bien que le souci premier de la construction de barrages en Algérie soit l'aide au développement de l'agriculture, par une irrigation suffisante des surfaces agricoles, il n'en demeure pas moins qu'une exploitation d'une bonne part de ces barrages pour un usage de production d'énergie électrique serait une bonne opportunité.

Comment peut-on produire de l'énergie hydroélectrique ?

En Algérie, la production hydroélectrique peut être optimisée de deux façons :

- 1) La remise à niveau ou le réaménagement des centrales existantes est une des solutions prometteuses pour l'industrie hydraulique.

Elle consiste en trois points :

- La réhabilitation pour rendre aux centrales leurs performances originelles
- La modernisation pour améliorer les performances des centrales grâce aux progrès technologiques.
- L'automatisation pour remplacer d'obsolètes ou d'inadéquats systèmes de surveillance.

Le marché des services connaît une croissance rapide. Au cours des dernières années, la demande de maintenance et de réhabilitation a été renforcée par une tendance générale à augmenter le rendement, à réduire les coûts d'exploitation et à prolonger la durée de vie des centrales existantes.

La modernisation permet d'augmenter les capacités installées pour un coût relativement minime.

- 2) L'installation des nouvelles centrales hydroélectriques : certes le prix moyen pour la construction d'une centrale est élevé, cet investissement peut sembler onéreux mais il n'en est rien, car ce dernier est rapidement amorti grâce à la production continue d'énergie. Le possesseur d'une centrale se verra ainsi remboursé en moins d'un an.

## V.2 Parc de production hydroélectrique

La part de capacité hydraulique dans le parc de production électrique total est de 5% ; soit 286 MW [18]. Cette faible puissance est due au nombre insuffisant des sites hydrauliques et à la non-exploitation des sites hydrauliques existants.

**Tableau V.1 Parc de production hydroélectrique en Algérie [18]**

Centrale	Puissance installée (MW)
Darguina	71,5
Ighil Emda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
Souk El Djemaa	8,085
Tizi Meden	4,458
Ighzer Nechbel	2,712
Ghrib	7
Gouriat	6,425
Bouhnifia	5,7
Oued Fodda	15,6
Beni Behdel	3,5
Tessala	4,228
<b>Total</b>	<b>286</b>

La plupart des centrales installées en Algérie travail deux à deux ; c'est à dire qu'on turbine l'eau deux fois. Une première fois au niveau d'une centrale installée en pied de barrage (moyennes ou basses chutes), l'eau relâchée par la centrale est ensuite retenue dans un petit barrage dit de compensation, et

conduite par un canal d'amenée et une conduite forcée vers une centrale (hautes chutes) située généralement en bas de vallée, pour y être turbiné une deuxième fois. Cette méthode est utilisée pour récupérer le maximum d'énergie possible avec une même quantité d'eau.

**Les centrales hautes chutes**

Le tableau ci-dessous (Tab.V.2) énumère les principales centrales hautes chutes installées en Algérie avec leur puissances de production et leurs productibilités actuelle.

**Tableau V.2 Centrales hydroélectriques de hautes chutes et leurs puissances [17]**

Nom de la centrale		Hauteur de la chute brute (m)	Puissance (MW)		Productibilité (GWh/an)	
MANSOURIA (Jijel)		593	96		143	
DARGUINA (Bejaïa)	CHABET-DARGUINA	367	65	70,2	150	160
	IGHZEROUFTIS	171	5,2		10	
ILLITEN (Bouira)		278	34,8		125,6	
IGHZER N'CHEBEL (Tizi-Ouzou)		355	2,7		9,5	
TIZI MEDDEN (Tizi-Ouzou)		254	4,5		9,5	
SOUK EL DJEMAA (Tizi-Ouzou)		327	9		22	

**NB :** La centrale d'ILLITEN est à l'arrêt.

*La centrale hydroélectrique de DARGUINA comporte deux aménagements hydrauliques distincts : l'aménagement CHABET-DARGUINA (haute chute), l'aménagement IGHZEROUFTIS (moyenne chute).*

**Les centrales moyennes chutes**

Le tableau ci-dessous (Tab.V.3) énumère les principales centrales moyennes chutes installées en Algérie avec leur puissances de production et leurs productibilités actuelle.

**Tableau V.3 Centrales hydroélectriques de chutes moyennes et leurs puissances [17]**

Nom de la centrale		Hauteur de la chute brute (m)	Puissance (MW)		Productibilité (GWh/an)	
ERRAGUENE (Jijel)		76	14,4		17	
IRIL-EMDA (Bejaïa)		47 à 96 m	24		38	
DARGUINA (Bejaia)	CHABET-DARGUINA	367	65	70,2	150	160
	IGHZEROUFTIS	171	5,2		10	
GHRIB (Chlef)		55,5	7		10	
GOURIET (Bouira)		111	4,2		8	
OUED FODDA (Chlef)		112,5	15		15	

**NB :** les centrales de *GHRIB* et *OUED FODDA* sont à l'arrêt.

**V.3 Potentiel de la production hydroélectrique en Algérie**

Faisons maintenant un calcul d'ordre de grandeur. Quelle contribution l'hydroélectricité pourrait-elle apporter en Algérie ?

Pour répondre à cette question, on propose alors des aménagements hydroélectriques pour la majorité des barrages algériens, qui peuvent être exploités.

N'ayant en notre possession que les informations relatives à la hauteur des barrages, il ne nous sera possible de proposer que des aménagements en pied de

barrage. Il aurait en effet été possible d'envisager des aménagements en bas de vallée, après étude du relief des sites considérés.

Les hauteurs de la majorité des barrages étant plus ou moins faibles, pour permettre une meilleure exploitation de l'énergie hydraulique et atteindre une puissance considérable, il paraît intéressant d'envisager des usines souterraines, afin d'augmenter la hauteur de chute.

La hauteur de chute brute exploitable sera alors, la hauteur du barrage considéré augmentée d'une profondeur d'environ 50 mètres.

Le débit exploitable pour chaque barrage, est défini comme étant le rapport entre l'apport annuel, en eau pour chaque barrage, et la durée moyenne de turbinage sur toute l'année. Son calcul se fait selon l'équation suivante:

$$Q_e = \frac{\text{apport annuel}}{\text{durée moyen de turbinage} * 3600}$$

Avec :

$Q_e$  : Le débit exploitable en ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

Apport annuel : la quantité d'eau entrant dans le barrage sur toute l'année ( $\text{m}^3$ )

Durée moyenne annuelle de turbinage : le temps moyen de fonctionnement des turbines de production sur toute l'année en (heures).

Dans notre étude la durée moyenne annuelle de turbinage est estimée à près de 1500 heures, et ce, afin d'assurer une disponibilité de l'eau à la production sur une longue période de l'année, ce qui permettra la continuité de la production.

### Remarque

Le débit exploitable est le débit totale de l'aménagement, autrement dit chaque aménagement peut comporter plusieurs groupes de production, et ce débit sera divisé sur ces groupes selon le type de turbine installée.

Après le calcul de débit on peut calculer la puissance théorique pour chaque barrage avec la formule suivante :  $P = Q \cdot g \cdot H_b \cdot 10^3$

Ou  $P$  est la puissance théorique en (W),  $Q$  est le débit en ( $m^3/s$ ),  $H_b$  est la hauteur de chute brute en (m),  $g$  est la constante d'accélération terrestre ( $\approx 9.81 m/s^2$ ).

Le tableau ci-dessous énumère les différents barrages et leur puissance exploitable.

**Tableau V.4 Les différents barrages et leur puissance exploitable [19]**

Caractéristiques			Propositions et calculs		
Nom	Wilaya	Capacité ( $Hm^3$ )	Hauteur de chute brute max (m)	Débit ( $m^3/s$ )	Puissance (W)
Ourkiss	Jijel	64	85	12	10006200
Boughzoul	Médéa	20	64,8	15	9535320
Bakhadda	Tiaret	39	95	8	7455600
K'Sob	Msila	12,34	96	10	9417600
Zardezas	Skikda	18,68	124,6	10	12223260
F.E.Gherza	Biskra	15	123	4	4826520
Sarno	S.B.Abbes	21	83,4	2	1636308
Meffrouch	Tlemcen	15	85	4	3335400
Cheffia	El Taraf	159	109	26	27801540
Djorf-Torba	Bechar	260,25	88	18	15539040
Fergoug	Mascara	0,4	87,5	10	8583750
S.M.B.Aouda	Relizane	154	115	27,5	31024125
Merdja.S.Abed	Relizane	48	62	7,5	4561650
Deurdeur	Ain Defla	105	106	8	8318880
Harreza	Ain Defla	76	88	6	5179680
Guenitra	Skikda	118	119	10	11673900
Sidi -Yacoub	Chlef	253	141	18	24897780
Bouroumi	Blida	181,96	148	5	7259400
Keddara	Boumerdes	142	156	6	9182160
Lekhal	Bouira	27	95	4	3727800
Ouizert	Mascara	94	110	16	17265600

Caractéristiques			Propositions et calculs		
Nom	Wilaya	Capacité (Hm <sup>3</sup> )	Hauteur de chute brute max (m)	Débit (m <sup>3</sup> /s)	Puissance (W)
Ain-Zada	Bordj B.A	121,4	105	17	17510850
H.Grouz	Mila	40,15	100	6	5886000
Ain-Dalia	Souk Ahras	76,08	112	9	9888480
H.Debagh	Guelma	184,35	145	13	18491850
Sidi-Abdelli	Tlemcen	107	110	34	36689400
Gargar	Relizane	358	140	34	46695600
Beni-Amrane	Blida	11,85	90	77	67983300
Boukourdane	Tipaza	105	124,4	6,5	7932366
Cherfa II	Mascara	70	133	11	14352030
Beni-Zid	Skikda	39,39	102,6	5	5032530
Oued Cherf	Souk Ahras	152	110	6	6474600
Babar	Khenchla	38	87	4	3413880
Mexa	El Taraf	30,27	90	19	16775100
H.Boughrara	Tlemcen	175	111	13	14155830
Brizina	El-Bayad	108	113	5	5542650
F.D.Gazelles	Biskra	55	93	8	7298640
Taksebt	Tizi-Ouzou	181	144	36	50855040
Zit El Emba	Skikda	116	97	10	9515700
EL Agrem	Jijel	33	114	4	4473360
Ouled Mellouk	Ain Defla	119,04	101	9	8917290
Koudiat Medouar	Batna	74,32	98	6	5768280
Beni Haroun	Mila	960	168	81	133494480
Sikkak	Tlemcen	27	102,3	5	5017815
Kramis	Mostaganem	45	111,5	6	6562890
Koudiat Rosfa	Tissimsilt	75	107	8	8397360
Tilesdit	Bouira	164	119,1	15	17525565
S.M.B.Taiba	Ain Defla	75	102	14	14008680
Oued Athmania	Mila	33,6	94	6	5532840
Tichy Haf	Bejaia	80	133,5	34	44527590

Caractéristiques			Propositions et calculs		
Nom	Wilaya	Capacité (Hm <sup>3</sup> )	Hauteur de chute brute max (m)	Débit (m <sup>3</sup> /s)	Puissance (W)
Koudiet Acerdoune	Bouira	640	171	33	55357830
Douera	Alger	75	135	14	18540900
Kissir	Jijel	68	98	13	12497940
Boussiaba	Jijel	120	101	22	21797820
Chellif	Mostaganem	50	76	10	7455600
Kerrada	Mostaganem	70	135	13	17216550
Bougous	El Taraf	75	121	14	16618140
				<b>Total</b>	<b>981656289</b>

On voit que la valeur de la puissance totale théorique estimée est d'environ 981,66 MW.

Sachant que les différentes installations hydroélectriques en fonctionnement en Algérie, et dont le lancement date de l'époque coloniale, ont un rendement moyen estimable à 0.81; il paraît évident qu'avec les moyens technologiques actuels, il serait tout à fait aisé de dire que les puissances théoriques ainsi calculées pourront être approchées. Et avec la puissance totale pour l'ensemble des centrales déjà installée (286 MW), il sera alors possible d'atteindre une puissance totale potentielle de 1267,66 MW.

#### V.4 La productibilité annuelle

On peut calculer la productibilité annuelle pour tous les barrages proposés, en multipliant la puissance théorique totale par la durée moyenne annuelle de turbinage, qui est moyennée dans notre étude à 1500 heures.

Le tableau ci-dessous énumère les différents barrages à exploiter avec leur puissance annuelle.



Tableau V.5 Les différents barrages à exploiter avec leurs puissances annuelles [19]

Nom	Wilaya	Puissance (MW)	Productibilité (GWh/an)
Ourkiss	Jijel	10,01	15,01
Boughzoul	Médéa	9,54	14,30
Bakhadda	Tiaret	7,46	11,18
K'Sob	Msila	9,42	14,13
Zardezas	Skikda	12,22	18,33
F.E.Gherza	Biskra	4,83	7,24
Sarno	S.B.Abbes	1,64	2,45
Meffrouch	Tlemcen	3,34	5,00
Cheffia	El Taraf	27,80	41,70
Djorf-Torba	Bechar	15,54	23,31
Fergoug	Mascara	8,58	12,88
S.M.B.Aouda	Relizane	31,02	46,54
Merdja.S.Abed	Relizane	4,56	6,84
Deurdeur	Ain Defla	8,32	12,48
Harreza	Ain Defla	5,18	7,77
Guenitra	Skikda	11,67	17,51
Sidi -Yacoub	Chlef	24,90	37,35
Bouroumi	Blida	7,26	10,89
Keddara	Boumerdes	9,18	13,77
Lekhal	Bouira	3,73	5,59
Ouizert	Mascara	17,27	25,90
Ain-Zada	Bordj B.A	17,51	26,27
H.Grouz	Mila	5,89	8,83
Ain-Dalia	Souk Ahras	9,89	14,83
H.Debagh	Guelma	18,49	27,74
Sidi-Abdelli	Tlemcen	36,69	55,03
Gargar	Relizane	46,70	70,04
Beni-Amrane	Blida	67,98	101,97
Boukourdane	Tipaza	7,93	11,90
Cherfa II	Mascara	14,35	21,53

Nom	Wilaya	Puissance (MW)	Productibilité (GWh/an)
Beni-Zid	Skikda	5,03	7,55
Oued Cherf	Souk Ahras	6,47	9,71
Babar	Khenchla	3,41	5,12
Mexa	El Taraf	16,78	25,16
H.Boughrara	Tlemcen	14,16	21,23
Brizina	El-Bayadh	5,54	8,31
F.D.Gazelles	Biskra	7,30	10,95
Taksebt	Tizi.Ouzou	50,86	76,28
Zit El Emba	Skikda	9,52	14,27
EL Agrem	Jijel	4,47	6,71
Ouled Mellouk	Ain Defla	8,92	13,38
Koudiat Medouar	Batna	5,77	8,65
Beni Haroun	M'ila	133,49	200,24
Sikkak	Tlemcen	5,02	7,53
Kramis	Mostaghanem	6,56	9,84
Koudiat Rosfa	Tissimsilt	8,40	12,60
Tilesdit	Bouira	17,53	26,29
S.M.B.Taiba	Ain Defla	14,01	21,01
Oued Athmania	Mila	5,53	8,30
Tichy Haf	Bejaia	44,53	66,79
KoudietAcerdoune	Bouira	55,36	83,04
Douera	Alger	18,54	27,81
Kissir	Jijel	12,50	18,75
Boussiaba	Jijel	21,80	32,70
Chellif	Mostaghanem	7,46	11,18
Kerrada	Mostaghanem	17,22	25,82
Bougous	El Taraf	16,62	24,93
		<b>Total</b>	<b>1472,48</b>

La production annuelle des aménagements proposés pourra alors atteindre 1,47 TWh. Et ajoutée à la production hydroélectrique actuelle, il sera possible d'atteindre un total annuel de 2,05 TWh.

# **Conclusion générale**

### Conclusion générale

Au cours de ces deux prochaines décennies, la croissance des besoins en électricité augmentera de façon considérable, surtout dans les pays en voie de développement. Le choix des filières de production qui seront privilégiées pour combler cette demande mérite réflexion: il faudra apprendre à conjuguer croissance énergétique et objectifs environnementaux mondiaux.

A l'heure actuelle, l'hydroélectricité est une des options à la fois renouvelable et économique. Un certain nombre de facteurs laissent supposer que le développement de la filière hydroélectrique va aller croissant dans les années à venir :

- Même les estimations les plus pessimistes laissent entrevoir un potentiel de développement important de la filière,
- L'investissement initial, bien qu'élevé, est largement amorti sur la durée de vie des aménagements (environ 100 ans),
- L'absence de coût de carburant rend la filière adéquate en matière d'indépendance énergétique et compétitive vis-à-vis d'autres filières de productions,
- La gamme de puissance disponible et la souplesse d'utilisation permettent d'adapter finement l'offre à la demande d'électricité.

L'hydroélectricité peut être valorisable comme une énergie « verte » et bénéficier à cet égard des avantages octroyés aux renouvelables.

Après quantification, on a pu approcher une valeur non négligeable de la puissance théorique pouvant être produite, et ce, en ne se concentrant que sur les aménagements en pied de barrage, car en effet si l'on venait à envisager des études sur la possibilité d'aménager des installations hautes chutes en bas de vallée, pour exploiter au mieux l'altitude des barrages, l'on pourrait aisément tripler la puissance totale produite.

Et sachant que les différentes installations hydroélectriques en fonctionnement en Algérie, et dont le lancement date de l'époque coloniale, ont un rendement moyen estimable à 0.81; il paraît évident qu'avec les moyens technologiques actuels, il serait tout à fait aisé de dire que les puissances théoriques ainsi calculées pourront être approchées.

# **Références bibliographiques**

Références bibliographiques

- [1] <http://www.goodplanet.info/Energie-climat/Electricite/%28theme%29/271>
- [2] C. Penche, *Petite hydroélectricité : Guide technique pour la réalisation de projet*, Association Européenne de la Petite Hydroélectricité (ESHA), 2005, p11-18.
- [3] <http://energyfuture.wikidot.com/hydropower-resources>
- [4] [http://www.ecosources.info/dossiers/Usine\\_\\_maremotrice](http://www.ecosources.info/dossiers/Usine__maremotrice)
- [5] F. Lempérière. *Stockage d'énergie par pompage d'eau de mer*. in300. Techniques de l'Ingénieur.
- [6] P. L. Viollet, *Aménagements hydroélectriques*, be8580 Techniques de l'Ingénieur.
- [7] J. M. Martin-Amouroux, *Economie de l'hydraulique*, Juin 2004.
- [8] J. Adrien, *Le marché de l'hydroélectricité dans le monde*, 30 octobre 2004, p 14-15, p 21, p 23-24.
- [9] Alger, Algérie : documents algériens, Série économique : E.G.A. *Aménagements hydroélectriques d'Algérie* - n°110 - 10 juin 1954.
- Disponible sur le lien :
- [http://alger-roi.fr/Alger/documents\\_\\_algeriens/economique/pages/110\\_\\_amenagements\\_\\_hydroelectriques.htm](http://alger-roi.fr/Alger/documents__algeriens/economique/pages/110__amenagements__hydroelectriques.htm)
- [10] <http://perspective.usherbrooke.ca/bilan/servlet/BMTendanceStatPays?codeTheme=6&codeStat=EG.ELC.HYRO.ZS&codePays=DZA&codeTheme2=6&codeStat2=x&langue=fr>
- [11] *La production d'électricité d'origine renouvelable : détails par région*, EDF, Treizième inventaire, Edition 2011, p 249.

- [12] *Seconde communication nationale de l'Algérie sur les changements climatiques a la CCNUCC*, Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement, Alger 2010.
- [13] Ministère de l'Energie et des Mines - Parc de production hydroélectrique.  
<http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=potentiels>
- [14] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADME), *Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité*, Mars 2003.
- [15] P. Lavy. Production d'électricité par petites centrales hydroélectriques, d4009 Techniques de l'Ingénieur.
- [16] P. A. March, C. W. Almquist, and P. J. Wolff, Best Practice Guidelines for Hydro Performance Processes.  
<http://www.wolffwareltd.com/publications.html>
- [17] Sonelgaz Production d'Electricité (SPE) ; Groupement des centrales hydrauliques de DARGUINA.
- [18] Ministère de l'Energie et des Mines, *Guide des Energies Renouvelables*, Direction des Énergies Nouvelles et Renouvelables, Édition 2007.
- [19] Agence Nationale des Barrages et Transferts (ANBT).



# **Annexes**

## Annexes

## Annexe A

Tableaux des caractéristiques des barrages Algériens en exploitation

Nom	Wilaya	Capacité (Hm <sup>3</sup> )	Hauteur (m)	Désignation	(RN)	(PHE)	Apport moyen annuel (Hm <sup>3</sup> /an)	Type de barrage
Meurad	Tipaza	0,2	30	IRR	256,1	258	1,5	Terre
Saf Saf	Tebessa	19	23	AEP	-	-	6	-
Ourkiss	Jijel	64	35	AEP	-	-	-	-
Oued-Fodda	Chlef	102	101	IRR	370,5	374	120	Poids
Boughzoul	Medea	20	14,8	transfert	634,2	635,2	82,8	Terre
Hamiz	Boumerdes	15,5	50	IRR	174,1	175	55	Poids
Bakhadda	Tiaret	39	45	AEP-IRR	-	-	44	-
Ghrib	Ain Defla	115	105	AEP-IRR	432	432,5	148,5	Enrochement avec masque amont
F.E.Gueiss	Khenchla	1,6	23	AEP-IRR	962,9	964	1,3	Enrochement
K'Sob	Msila	12,3	46	IRR	604	605,5	51,5	Voutes multiples
Zardezas	Skikda	18,7	74,6	AEP-AEI-IR	197,3	199,3	53	Poids
beni bahdel	Tlemcen	55	61	AEP-IRR	653,4	664	85	Voutes multiples
Bou-Hanifia	Mascara	38	54	AEP-IRR	295	300	80	Enrochement avec masque

Nom	Wilaya	Capacité (Hm <sup>3</sup> )	Hauteur (m)	Désignation	(RN)	(PHE)	Apport moyen annuel (Hm <sup>3</sup> /an)	Type de barrage
								amont
F.E.Gherza	Biskra	15	73	IRR	198,9	203,2	21,3	Voutes
Sarno	S.B.Abbes	21	33,4	AEP	424,5	427,5	10	Terre avec masque amont
Meffrouch	Tlemcen	15	35	AEP	1122	1124,5	18,7	Voutes multiples
Cheffia	El Taraf	159	59	AEP-AEI-IRR	165	167	140	Terre
Djorf-Torba	Bechar	260,2	38	AEP-IRR	699	705	120	Poids
Fergoug	Mascara	0,4	37,5	AEP-AEI-IRR	100,5	102	56	Terre
S.M.B.Aouda	Relizane	154	65	AEP-IRR	180	186,5	148,5	Terre
Merdja.S.Abed	Relizane	48	12	IRR	67,7	68	40	Terre
Deurdeur	Ain Defla	105	56	AEP-IRR	605	610	45	Terre
Harreza	Ain Defla	76	38	IRR	313	314,9	30,8	Terre
Guenitra	Skikda	118	69	AEP-AEI-IRR	164	167,7	55	Terre
Sidi -Yacoub	Chlef	253	91	AEP-IRR	264	267,5	98	Terre
Bouroumi	Blida	182	98	AEP-IRR	323,3	327,3	26	Terre
Keddara	Boumerdes	142	106	AEP	145	147,3	32,3	Terre
Lekhal	Bouira	27	45	AEP-	684,4	687	22	Terre

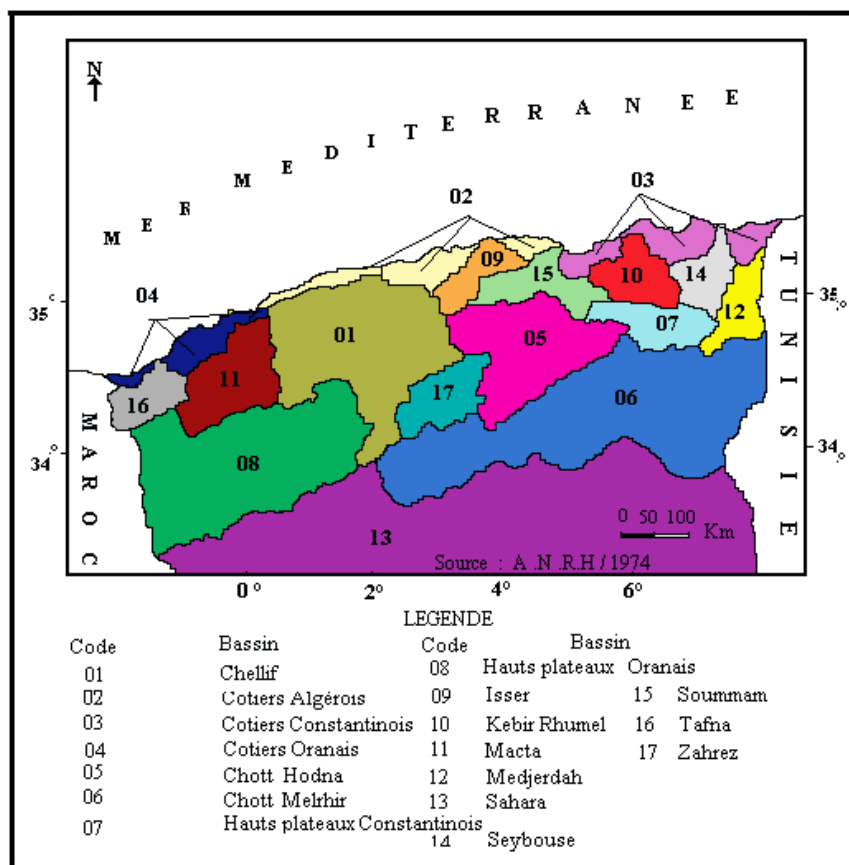
Nom	Wilaya	Capacité (Hm <sup>3</sup> )	Hauteur (m)	Désignation	(RN)	(PHE)	Apport moyen annuel (Hm <sup>3</sup> /an)	Type de barrage
				IRR				
Ouizert	Mascara	94	60	transfert	448	449,8	84	Terre
Ain-Zada	Bordj B.A	121,4	55	AEP	855	864,2	90	Terre
Dahmouni	Tiaret	39	35	IRR	925	928,8	0,4	Terre
H.Grouz	Mila	40,1	50	AEP	727	736	30	Poids
Ain-Dalia	Souk Ahras	76,1	62	AEP	710	712	50	Terre
H.Debagh	Guelma	184,3	95	AEP-IRR	360	370,2	69	Terre
Sidi-Abdelli	Tlemcen	107	60	AEP	345	351,3	185	Terre
Gargar	Relizane	358	90	IRR	118	129,8	185	Terre
Beni-Amrane	Blida	11,9	40	transfert	67	76	414	Enrochement
C.Bougara	Tissemsilt	11,3	18,5	IRR	809,5	813,7	9	Enrochement
Ladrat	Medea	8,5	42	IRR	675,8	679,8	7,8	Terre
Boukourdane	Tipaza	105	74,4	AEP-IRR	119,5	123	35	Terre
Cherfa II	Mascara	70	83	IRR	225	228	57	Poids
Beni-Zid	Skikda	39,4	52,6	AEP-IRR	66	71,6	28,5	Terre
Oued Cherf	Souk Ahras	152	60	IRR	745	750	33	Terre
Babar	Khenchla	38	37	IRR	940	942,5	19,5	Terre
Mexa	El Taraf	30,3	40	AEP	52	58,3	103	Terre

Nom	Wilaya	Capacité (Hm <sup>3</sup> )	Hauteur (m)	Désignation	(RN)	(PHE)	Apport moyen annuel (Hm <sup>3</sup> /an)	Type de barrage
H.Boughrara	Tlemcen	175	61	AEP-IRR	305	310	71,5	Terre
Brizina	El-Bayadh	108	63	IRR	910	915	26,54	Voutes
F.D.Gazelles	Biskra	55	43	IRR				
Taksebt	TiziOuzou	181	94	AEP	165	169,6	196	Terre
Zit El Emba	Skikda	116	47	IRR	86	91	50	Terre
EL Agrem	Jijel	33	64	AEP	139	141,5	23	Enrochement
Ouled Mellouk	Ain Defla	119,1	51	AEP-IRR	243,4	247,1	47,5	Terre
Koudiat Medouar	Batna	74,3	48	AEP-IRR	992,5	996,6	30	Terre
Beni Haroun	Mila	960	118	AEP-IRR	200	214,7	435	Poids (BCR)
Sikkak	Tlemcen	27	52,3	AEP-IRR	218	220,4	25	Terre
Kramis	Mostaghanem	45	61,5	AEP-IRR	108	111,1	30,4	Terre
Koudiat Rosfa	Tissimsilt	75	57	IRR	642	645,5	44,58	Terre
Tilesdit	Bouira	164	69,1	AEP-IRR	454,3	457	83	Terre
S.M.B.Taiba	Ain Defla	75	52	AEP-IRR	317	322,1	76	Terre
Oued athmania	Mila	33,6	44	AEP-IRR	841	842,5	2,4	Terre
Tichy Haf	Bejaia	80	83,5	AEP-IRR	294,5	302,5	183	Voutes
Koudiet	Bouira	640	121	IRR	-	-	178	-

Nom	Wilaya	Capacité (Hm <sup>3</sup> )	Hauteur (m)	Désignation	(RN)	(PHE)	Apport moyen annuel (Hm <sup>3</sup> /an)	Type de barrage
Acerdoune								
Douera	Alger	75	85	IRR	-	-	-	-
Kissir	Jijel	68	48	AEP	-	-	-	-
Boussiaba	Jijel	120	51	AEP	-	-	-	
Chellif	Mostagh-anem	50	26	AEP	-	-	-	-
Kerrada	Mostagh-anem	70	85	AEP	-	-	-	-
Bougous	El Taraf	75	71	AEP	-	-	-	-

## Anexe B

## Bassins versants



## Anexe C

## Régions hydrographiques

