

Université Mohamed khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Civil et d'Hydraulique
Référence :...../ 2018

جامعة محمد خيضر - بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم الهندسة المدنية و الري
المرجع:...../ 2018



Mémoire de Master
Spécialité : Hydraulique
Option : Ouvrage Hydraulique

Thème :

Stockage d'énergie par pompage turbinage

Etudiant:

GHELAB Rami

Encadreurs:

• Pr. BOUZIANE Med Toufik

Promotion: Juin 2018

REMERCIEMENT

-NOUS REMERCIONS DIEU DE NOUS

AVOIR DONNÉE LE COURAGE

-À L'ISSUS DE CE MODESTE TRAVAIL

NOUS TENONS À EXPRIMER À :

-NOTRE PROMOTEUR

PR. BOUZIANE MOHAMED TEWFIK

POUR LES CONSEILS EST

LES ORIENTATIONS POUR CE TRAVAIL.

-À TOUS CEUX QUI NOUS ONT AIDÉS

DE PRÈS OU DE LOIN.

À MA CHÈRE MAMAN

DEDICACE

JE DÉDIE CE TRAVAIL À MES
PARENTS QUI MONT TOUJOURS
SOUTENUE DANS MON TRAVAIL ET À
QUI JE SERAIS ÉTERNELLEMENT
RECONNAISSANT : QUI DIEU LEUR
ACCORDE LONGUE VIE À FIN QU'ILS
PUISSENT TROUVER EN MOI TOUTE
GRATITUDE ET L'ATTENTION VOULUE
À MES FRÈRES ET MA SŒUR.
À TOUT MES COLLÈGUES ET MAIS AMIS

Sommaire

Sommaire

Introduction générale	01
-----------------------------	----

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelable et tarification de l'énergie électrique

I.1 Introduction	03
I.2 Programme national	04
I.3 Perspectives d'investissement.....	05
I.4 Cadre juridique et mesures incitatives.....	07
I.5 Mesures d'incitation et d'encouragement.....	08
I.6 Autres mesures incitatives	09
I.7 La Tarification de l'électricité.....	09
I.7.1 Introduction	09
I.7.2 LES PRINCIPES DE LA TARIFICATION DE L'ELECTRICITE.....	10
I.7.3. Présentation du système tarifaire de l'électricité	11
I.7.3.1. Structure générale des tarifs.....	11
I.7.3.2. Redevance fixe.....	11
I.7.3.3. Puissance mise a disposition.....	11
I.7.3.4. Puissance maximale absorbée.....	12
I.7.3.5. Facturation de l'énergie réactive.....	13
I.7.4. Les périodes tarifaires.....	13
I.7.4.1. Postes Horaires.....	13
I.7.4.2. Périodes tarifaires.....	13
I.7.5. Présentation des tarifs.....	14
I.7.6. Calcule des pertes à vide et en charge	18
I.7.7. Tarifaire générale formule.....	19
I.8. CONCLUSION.....	20

Sommaire

Chapitre II

Généralités sur les turbines

II.1. Introduction.....	21
II.2. Turbines hydrauliques.....	21
II. 2.2.1 Turbine à action	22
II.2.1.1. Principe de fonctionnement	22
Turbine Pelton	23
II.2.2. Turbines à réaction.....	24
II.2.2.1.Principe de fonctionnement	19
Turbine Francis	26
Turbines hélice et Kaplan	27
II.2.3. Résumé des principaux types turbines et de leur domaine d’application	28
II.2.4.Pompe inversée	30
II.2.5. La turbine Banki	31
II.2.5.1. Historique	33
II.2.5.2. Définition	33
II.2.5.3. Description de la turbine	33
II.2.5.4.Principales difficultés envisagées	34
II.3. Conclusion	35

Chapitre III

L’optimisation du pompage turbinage

III.1. Introduction	36
III.2. Les aspects économiques	36
III.3. Caractérisation des STEP	36
III.3.1. Les différents groupes de Pompage-Turbinage	36
III.4. Les turbines hydrauliques	37
III.5. Générateur électrique	39
III.6. Modélisation du groupe pompe- turbine – conversion hydraulique-mécanique	41
III.6.1. Les deux modes de fonctionnement	42
Mode turbinage	42

Sommaire

Mode pompage.....	43
III.7. Méthode d'optimisation de l'utilisation des groupes Pompes-Turbines	45
III.8.Conclusion	46

Nomenclature

Nomenclature

Symbole	Description	
Q :	débit	(m^3/s)
H :	chute nette	(m)
$E=gh$:	énergie massique nette	(J /Kg)
$C=(2gh)^{1/2}$	vitesse de l'eau du jet	(m /s)
R :	rayon de la roue de jet	(m)
$U =\varphi R$:	vitesse périphérique de la roue à l'auget	(m/s)
F_h :	force hydrodynamique de jet sur l'auget	(N)
$T = R . F_h$	couple sur l'arbre	(Nm)
φ :	vitesse de rotation	(rad/s)
η :	rendement	%
P :	puissance	(kW)

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau N°	page
Tableau I.1 : Valeurs normalisées de la PMD (en KW)	12
Tableau I.2 : Périodes tarifaires	14
Tableau I.3 : Domaine de tension et tarifs	15
Tableau I. 4 : Description des tarifs	15
Tableau I.5 : Présentation des tarifs et leur prix	16
Tableau I.6 : Les puissances en fonction de type de pertes	18
Tableau II.1 : Puissance installée des énergies renouvelable 2010	21
Tableau III.1. Types des turbines hydrauliques (SHEMA, 2010)	38
Tableau.III.2. Avantages et inconvénients des moteurs asynchrone et à courant.....	40

continu

Liste des figures

Liste des figures

Figure N°	page
Figure I.1 : Phases du programme algérien des énergies renouvelable	05
Figure I .2 : Objectifs du programmer algérien des énergies renouvelable.....	06
Figure I.3 : le programme de développement des énergies renouvelable	06
Figure II.2 : Central hydroélectrique avec une turbine à réaction.....	22
Figure II.2 : Roue d'un turbin Pelton	23
Figure II.3 : Schéma d'une turbine à action avec ses paramètres des fonctionnements.....	23
Figure II.4 : Vue schématique d'une roue Pelton à deux jets et paramètres principaux	24
Figure II.5 : Turbine France	25
Figure II.6 : Turbine Kaplan.....	25
Figure II.7 : Image schématique d'une turbine à réaction.....	26
Figure II.8 : Composants principaux d'une Turbine France.....	27
Figure II.9 : Composants principaux d'une Turbine Kaplan.....	29
Figure II.10 : turbines à action.....	30
Figure II.11 : turbines à réaction.....	31
Figure II.12 : Vue éclatée d'une turbine Banki (Ossbreger).....	32
Figure II.13 : Caractéristique des l'écoulement.....	34
Figure III. 1 : Production algérien énergie conventionnelle.....	38
Figure III. 2 : Record historique de consommation électrique pou la période hivernale ...	39
Figure III .3 : Configuration du système étude notre mémoire	41

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

Durant les prochaines décennies, le secteur de la production d'électricité va connaître d'importantes évolutions. Cela est lié principalement à l'augmentation de la demande, à une limitation des ressources traditionnelles telles que les énergies fossiles ainsi qu'au développement des énergies renouvelables.

Les centrales hydrauliques de pompage-turbinage, qui permettent de stocker d'importantes quantités d'énergie et de compenser rapidement les fluctuations de puissance, vont alors jouer un rôle capital. Il est donc indispensable de trouver des solutions permettant d'optimiser au maximum les performances de ce type de centrale.

La majorité des installations de pompage-turbinage actuellement en service sont des groupes à vitesse fixe du type moto-générateur synchrone.

L'objectif majeur de ce travail est de proposer une centrale de pompage-turbinage permettant d'optimiser son fonctionnement et d'assurer la stabilité du réseau. Une telle étude nécessite trois chapitres, à savoir :

Le premier chapitre de la présente étude, le programme national de développement des énergies renouvelables qui vient d'être adopté par le gouvernement et l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable.

Dans le second chapitre il s'agit de l'état de l'art sur la sélection du type de turbine et les données spécifiques au site sur lequel la machine sera installée. Il est donc utile d'établir le plus exactement possible la condition d'exploitation, en gardant en mémoire qu'une turbine à réaction, de type Francis ou Kaplan, s'adapte mieux à des fortes variations de chute relative qu'une turbine à action, Pelton ou Crossflow.

Le troisième et dernier chapitre est une initiation à l'optimisation du pompage-turbinage, nous montrons que le débit d'eau est minimum en turbinage pour une puissance électrique donnée et inversement que le débit soit maximum en pompage pour une puissance électrique délivrée.

Introduction générale

Enfin notre étude se termine par une conclusions générale ou on en trouve les principaux résultats.

Chapitre I

Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

I.1 Introduction

Le programme national de développement des énergies renouvelables vient d'être adopté par le gouvernement. En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national constitue un enjeu majeur dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable.

A la faveur du programme de développement des énergies renouvelables 2011-2030 adopté par le Gouvernement en février 2011, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie.

Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme.

Parmi ces éléments nouveaux, il convient de citer :

- Une meilleure connaissance du potentiel national en énergies renouvelables, notamment pour le solaire et l'éolien, suite aux études engagées ;
- La baisse des coûts des filières photovoltaïque et éolienne qui s'affirment de plus en plus sur le marché pour constituer des filières viables à considérer ;
- Les coûts encore élevés de la filière CSP (solaire thermique) induisant une croissance très lente du développement de ce marché à travers le monde ;
- Le parachèvement d'une réglementation nationale cohérente et attractive en direction des investisseurs.

I.2 Programme national

La révision du nouveau programme (2015 - 2030) porte ainsi, sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP).

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020.

La répartition de ce programme par filière technologique, se présente comme suit :

- Solaire Photovoltaïque : 13 575 MW
- Eolien : 5010 MW
- Solaire thermique : 2000 MW
- Biomasse : 1 000 MW
- Cogénération : 400 MW
- Géothermie : 15 MW

La réalisation du programme permettra d'atteindre à l'horizon 2030 une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité.

Le volume de gaz naturel épargné par les 22 000 MW en renouvelables, atteindra environ 300 milliards de m³, soit un volume équivalent à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014.

Conformément à la réglementation en vigueur, la réalisation du programme est ouverte aux investisseurs du secteur public et privé nationaux et étrangers.

La mise en œuvre de ce programme bénéficie de l'apport substantiel et multiforme de l'Etat qui intervient notamment à travers le Fonds National des Energies Renouvelables et Cogénération (FNERC), alimenté par un prélèvement de 1% de la redevance pétrolière.

Un mécanisme d'encouragement basé sur les tarifs d'achat garantis est mis en place par la réglementation. Ainsi, le producteur d'énergie renouvelable bénéficie de tarifs d'achat qui sont garantis pour une durée de 20 ans pour les installations en Photovoltaïque et en éolien.

Les filières ne bénéficiant pas des tarifs d'achat garantis seront financées par le FNERC à hauteur de 50% à 90% du cout d'investissement selon la technologie et la filière retenues.

Les retombées de ce programme seront très significatives en termes de création d'emplois, d'industrialisation, de développement technologique et d'acquisition de savoir-faire, contribuant ainsi à la croissance et à la modernisation économique du pays ainsi qu'à la préservation de l'environnement.

I.3 Perspectives d'investissement

Les capacités en énergie renouvelables seront installées selon les spécificités de chaque région :

- Région du Sud, pour l'hybridation des centrales existantes et l'alimentation des sites éparses compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions ;
- Région des Hauts Plateaux pour leur potentiel d'ensoleillement et de vent avec possibilité d'acquisition des terrains ;
- Région du littoral selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés.

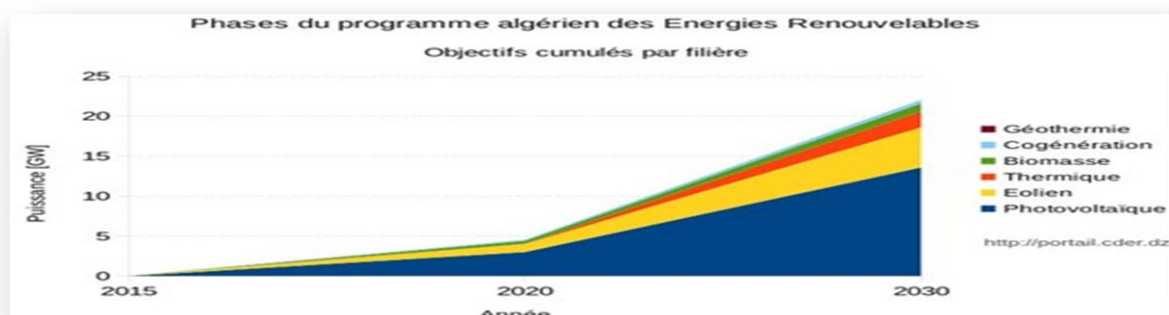


Figure I.1 : Phases du programme algérien des énergies renouvelables

Les besoins complémentaires pour d'autres domaines d'application sont intégrés dans la capacité totale du photovoltaïque, tels que le résidentiel, l'agriculture, le pompage, les ressources en eau, l'industrie, l'éclairage public et les services.

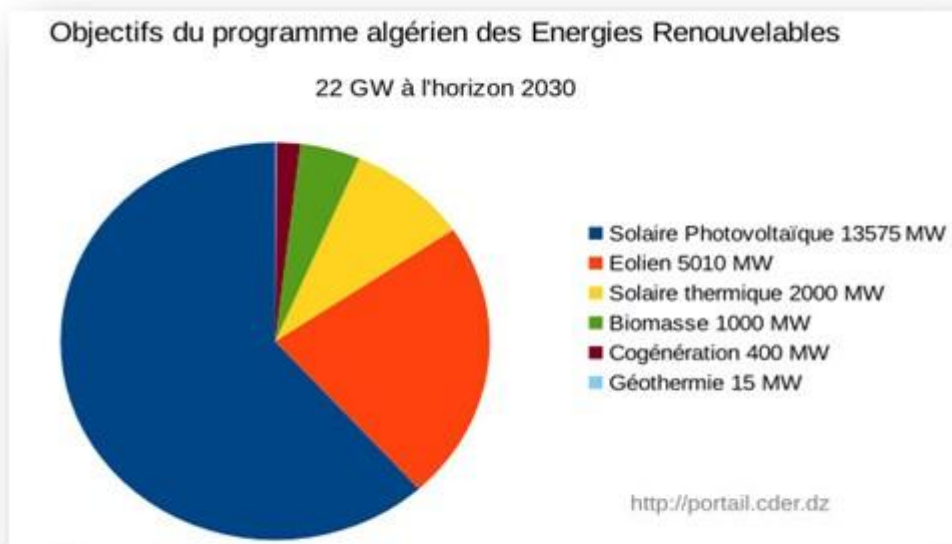


Figure I.2 : Objectifs du programme algérien des Energies renouvelables

Le programme de développement des énergies renouvelables se présente comme suit :

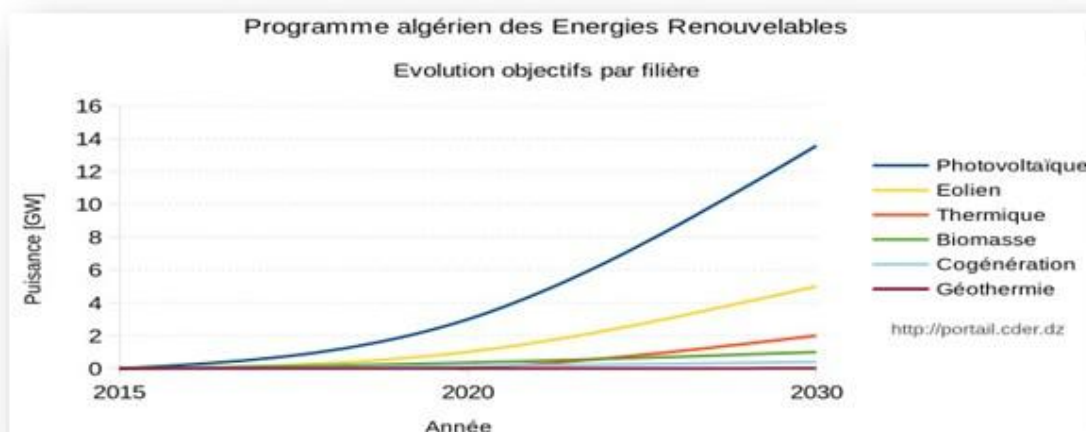


Figure I.3 : Le programme de développement des énergies renouvelables

I.4 Cadre juridique et mesures incitatives

L'adoption du cadre juridique favorable à la promotion des énergies renouvelables et à la réalisation d'infrastructures y afférentes est défini principalement à travers les mesures ci-après :

Consciente de l'intérêt grandissant des énergies renouvelables et de leurs enjeux, l'Algérie a intégré leur développement dans sa politique énergétique par l'adoption d'un cadre juridique favorable à leur promotion et à la réalisation d'infrastructures y afférentes.

Le développement des énergies renouvelables est encadré par un ensemble de textes législatifs

- **La loi n°99-09 du 28 juillet 1999** relative à la maîtrise de l'énergie;
- **La loi n°02-01 du 5 février 2002**, relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisations;
- **La loi n° 04-09 du 14 août 2004**, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.
- **Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011** : portant loi de finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fonds National pour les énergies renouvelables et la cogénération (FNER) de 0.5% à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de cogénération ;
- **Décret exécutif n°11-423 du 08 décembre 2011** : fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spécial n° 302 -131 intitulé "Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération".
- **Décret exécutif n°13-218 du juin 2013** : fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.
- **Décret exécutif n°13-424 du 18 décembre 2013** : modifiant et complétant le décret exécutif n° 05-495 du 26 décembre 2005 relatif à l'audit énergétique des établissements grands consommateurs d'énergie.
- **Arrêtés ministériels du 02 février 2014** : fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière photovoltaïque et les conditions de leur application.

- **Arrêtés ministériels du 02 février 2014** : fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière éolienne et les conditions de leur application.

I.5 Mesures d'incitation et d'encouragement

Les porteurs de projets dans le domaine des énergies renouvelables déclarés auprès de l'ANDI peuvent bénéficier des avantages accordés par l'ordonnance 01 -03 du 20 Août 2001 relative au développement de l'investissement.

Des avantages financiers, fiscaux et en matière de droits de douane peuvent être accordés pour les actions et projets qui concourent à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la promotion des énergies renouvelables.

En outre, ces actions et projets bénéficient des avantages prévus dans le cadre de la législation et la réglementation en matière de promotion des investissements et au bénéfice des activités déclarées prioritaires (loi N° 99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie).

De plus, la Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011 portant loi de finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fond National pour énergies renouvelables de 0.5% à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de cogénération.

La réglementation en vigueur a également prévu un mécanisme d'encouragement basé sur les tarifs d'achat garantis, le producteur d'énergie renouvelable bénéficie ainsi de tarifs d'achat qui sont garantis pour une durée de 20 ans pour les installations en Photovoltaïque et en éolien.

Outre le cadre général régissant le développement de l'investissement dont le régime spécifique de la convention peut être ouvert à la promotion des énergies renouvelables, le cadre juridique en vigueur prévoit des soutiens directs et indirects aux énergies renouvelables.

Aussi et afin d'encourager et soutenir les industriels dans la réalisation de ce programme, il est prévu, entre autres, la réduction des droits de douane et de la TVA à l'importation pour les composants, matières premières et produits semi-finis utilisés dans la fabrication des équipements en Algérie, dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

I.6 Autres mesures incitatives

La politique volontariste de l'Algérie, dans la réalisation du programme de développement des énergies renouvelables se fera à travers l'octroi de subventions pour couvrir les surcoûts qu'il induit sur le système électrique national.

Mise en place d'un fonds national de maîtrise de l'énergie (FNME) pour assurer le financement de ces projets et octroyer des prêts non rémunérés et des garanties pour les emprunts effectués auprès des banques et des établissements financiers (loi N° 99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie).

I.7 LA Tarification de l'électricité

I.7.1 Introduction

* **SONELGAZ** est une entreprise qui s'est vu confier l'exercice le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, du transport et de la distribution du gaz. A ce titre, SONELGAZ doit concilier deux objectifs :

1. La recherche de l'efficacité économique : il s'agit de satisfaire la demande de sa clientèle au moindre coût, sous contrainte de qualité de service

2. Le respect de ses contraintes budgétaires par un équilibre de son compte d'exploitation

I.7.2 LES PRINCIPES DE LA TARIFICATION DE L'ELECTRICITE

La tarification doit tenir compte de deux réalités :

* L'électricité est un bien non stockable, dont la demande varie selon le moment de la journée (et/ou l'année). Ceci oblige l'Entreprise à assurer à tout instant l'équilibre offre - demande. Elle investie alors dans les capacités supplémentaires pour faire face à des pics de demandes concentrés sur de brèves périodes.

Ainsi, dans un souci d'efficacité, l'entreprise doit agir sur la demande et amener le client à étaler au maximum sa consommation d'énergie de façon à éviter des pointes trop marquées, trop coûteuses.

En renonçant à une unité supplémentaire d'énergie pendant les périodes les plus chargées, le client contribue à une minimisation des coûts pour l'entreprise et à satisfaire les besoins énergétiques des clients dont la consommation, pour des considérations d'usage, ne peut être déplacée.

L'un des moyens pour atteindre cet objectif est le prix.

Dans cette optique, la tarification est bâtie sur la structure des coûts. Ces derniers sont en fonction du niveau de tension auquel est raccordé le client (la fourniture distribuée en basse tension exige un volume d'équipement plus important que celle livrée en haute tension, du fait des transformations supplémentaires qu'elle doit subir avant sa forme finale d'utilisation) et de la période de consommation

Pour chacun des niveaux de tension, on' a donc élaborée une série de tarifs présentés sous forme d'options, reflétant les coûts des kilowattheures desservis pendant telle ou telle période de la journée et orientant par la même le choix des consommateurs.

Le tarif le plus avantageux pour le client correspond au coût minimal pour la collectivité.

L'intérêt du consommateur étant d'optimiser sa facture son choix devra porter sur celui qui, à la fois l'avantage le mieux et minimise les coûts pour la collectivité. De par les gains que cela lui procure, et dans la limite de ses usages, il cherchera à effectuer des reports de consommations sur les heures les moins chargées.

Ainsi parce que le tarif incite le consommateur à utiliser ses équipements électriques du mieux de l'intérêt général. Il assure la cohérence entre la recherche de l'efficacité au niveau individuel et au niveau national.

C'est sur la base de ces principes (reflets des coûts /simplicité des tarifs incitative) le système tarifaire actuel de SONALGAZ a été élaboré et contient un nombre limité de tarifs.

Deux pour la haute tension quatre pour la moyenne tension et quatre pour la basse tension.

I.7.3.Présentation du système tarifaire de l'électricité

I.7.3.1. Structure générale des tarifs

L'ensemble des tarifs du système tarifaire est caractérisé par une unité de structure. Tous les tarifs sont basés sur une **seule formule polynôme (terme fixe, facturation de la puissance, facturation de l'énergie)**.

La structure générale des tarifs met en évidence trois termes

I.7.3.2. Redevance fixe

Elle couvre les frais de gestion technique et commerciale entretien du raccordement au réseau entretien courant et vérification du comptage, relève et facturation.

I.7.3.3. Puissance mise a disposition

C'est la puissance réservée par Sonelgaz en vertu d'un accord passé avec le client et que ce dernier peut appeler selon ses besoins. Elle correspond aux investissements consentis par Sonelgaz pour assure au client la possibilité d'appeler à son gré et à tout instant une puissance mobilisée pour lui.

La PMD est un terme révisable sous certaines conditions telles que définies par le cahier des clauses générales elle prend des valeurs normalisées.

Tableau 1 : Valeurs normalisées de la PMD (en KW)

Valeurs de PMD		
50	3000	35 000
80	3500	40 000
120	4500	45 000
320	5000	50 000
500	7500	60 000
750	10 000	70 000
1000	15 000	80 000
1500	20 000	90 000
2000	25 000	100 000
2500	30 000	

I.7.3.4. Puissance maximale absorbée

La facturation de la PMA incite le client à étaler sa consommation et à éviter les appels de puissance à la pointe. La PMA ne doit pas dépasser la PMD.

I.7.3.5. Facturation de l'énergie réactive

L'excédent d'énergie réactive causant des perturbations dans le réseau, la consommation d'énergie réactive donne lieu à une bonification si le rapport énergie réactive sur énergie active est inférieur à 50 % et à un malus dans le cas contraire.

I.7.4. Les périodes tarifaires

I.7.4.1. Postes Horaires

Les prix de l'énergie sont différenciés selon les heures d'utilisation. Les heures de la journée ont été regroupées en 3 postes horaires, de manière à ce que les conditions de couverture de la charge soient identiques à l'intérieur d'un même poste.

On distingue trois postes horaires définis sur la pose de l'heure l'égale comme suit.

Pointe : Tous les jours de l'année de 17h à 21h (correspond aux heures les plus chargées).

Heures pleines : Tous les jours de l'année de 6h à 17h et de 21h à 22h30 (heures moyennement chargées)

Heures creuses : Tous les jours de l'année de 22h30 à 6h (heures faiblement chargées).

I.7.4.2. Périodes tarifaires

Aux différents poste horaires définis ci-dessus, correspondent, selon le tarif, six périodes tarifaires (pointe, heures pleines, heures creuses, hors pointe, jour, poste unique).

La différenciation des prix de l'énergie selon les six périodes tarifaires donne lieu à quatre types de tarifs.

Tableau 2 : périodes tarifaires

Triple tarif	Heures creuses (22h 30 → 6h) (7h 30/jour)	Heures pleines (6h → 17h) (21h → 22h30)	Heures pointes (17h → 21h) (4h/jour)
Double tarif Hors pointe/Pointe	Heures hors pointe (21h → 17h) (20h/jour)		Heures pointe (17h → 21h) (4h/jour)
Tarif Nuit/Jour	Nuit (22h 30 → 6h) (7h 30/jour)	Jour (6h → 22h 30) (16h 30 /jour)	
Simple tarif Unique	Poste unique (24h/jour)		

I.7.5. Présentation des tarifs

Les tarifs d'électricité actuellement en vigueur sont classés en trois séries ou chaque série regroupe les tarifs propres à un niveau de tension auquel le client est raccordé.

- * **Tarifs série 30** : abonnés Haute Tension.
- * **Tarifs série 40** : abonnés Moyenne Tension.
- * **Tarifs série 50** : abonnés Basse Tension.

Tableau 3 : Domaine de tension et Tarifs

Domaines de tension	Courant alternatif (volt efficace)	Tarifs	Série de tarif
HTB (Haute Tension)	60KV, 90KV, 220 KV	31,32	30
HTA (Moyenne Tension)	5,5Kv , 10KV, 22KV, 30KV	41,42,43,44	40
BTB	500V < U ≤ 1Kv	51,52,53,54	50
BTA	50 V < U ≤ 500v ou (220V et 400V)		

Tableau4 : Descriptions des tarifs

TARIFS	DESCRIPTIONS
---------------	---------------------

HAUTE TENSION.

31	3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses)
32	1 - seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés à très longues utilisations de la Puissance mise à disposition.

MOYENNE TENSION.

41	3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses).
42	2 - Périodes Tarifaires (Pointe. Hors Pointe).
43	2 - Périodes Tarifaires (Jour. Nuit).
44	1 - seule Période Tarifaire (Poste Unique).

BASSE TENSION.

51	3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses).
52	2 - Périodes Tarifaires (Pointe. Hors Pointe).
53	2 - Périodes Tarifaires (Jour. Nuit).
54 – 1	1 seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés ménages consommant moins de 500 kWh/an.
54 – 2	1 seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés ménages et non ménages consommant plus de 500 kWh/an.

Tableau 5 : Présentation des tarifs et leur prix

ELECTRICITE							
Code Tarif	Redevance Fixe (DA/Mois)	PMD	MPA	Energie Active		Energie réactive (CDA/Kvarh)	
		DA/Kw/Mois		(CDA / kWh)		Malus	Bonus
31	421 177,73	31,61	157,88	Pointe	550,71	25,84	5,168
				pleine	113,85		

				Nuit	49,19		
32	421 177,73	84,12	421,15	Unique	114,12	25,84	5,168
41	38673,35	25,85	116,15	Pointe	872,02	45,53	9,11
				pleine	193,76		
				Nuit	102,40		
42	515,65	38,70	180,58	Pointe	872,02	45,53	9,11
				Hors Pointe	180,64		
43	515,65	38,70	180,58	Nuit	102,40	45,53	9,11
				Jour	428,30		
44	515 ,65	38,70	180,58	Unique	375,62	45,53	9,11
51	286,44	29,85	...	Pointe	716,32
				pleine	191,07		
				Nuit	106,37		
52	66,4	29,85	...	Pointe	716,32
				Hors Pointe	157,19		
53	66,4	14,81	...	Nuit	106,37
				Jour	429,88		
54	...	4,37	...	Unique	417,89

I.7.6. Calcule des pertes à vide et en charge

Les pertes à vide et en charge sont calculées en appliquant les coefficients respectifs pour chaque transformateur. Ces coefficients sont préalablement définis dans la police d'abonnement

Tableau 6 : les puissances en fonction de type de pertes

Puissance	PERTES ACTIVES		PERTE REACTIVES	
	Avide en KWh/h	EN CHARGE %	Avide en KVAR h/h	EN CHARGE %
25	0,160	3,20	1,10	4,00
40	0,220	2,90	1,60	4,00
50	0,425	2,30	3,00	4,00
63	0,300	2,60	2,10	4,00
100	0,425	2,30	3,00	4,00
160	0,600	2,10	4,20	4,00
200	0,720	1,90	4,60	4,00
250	0,900	1,70	6,40	4,00
315	1,05	1,60	6,80	4,00
400	1,300	1,50	8,30	4,00
500	1,530	1,50	9,60	4,00
630	1,800	1,50	11,50	4,00

I.7.7. Tarifaire générale formule

L'expression générale de la structure tarifaire est un polynôme comportant trois parties soit :

- un terme constant
- un terme qui facture la puissance
- un terme qui facture l'énergie

$$R = a + c \times Pc + d \times Pa + \sum e_h \times E_h + g \times (W - r \times E)$$

Où

R : Montant mensuel de la facture (DA/mois)

a : Redevance fixe (DA/ mois)

Pc Puissance mise à disposition du client et qu'il peut appeler suivant ses besoins elle est exprimée en KW

Pa – Puissance maximale absorbée en cours de la période de facturation mesurée par un appareil indicateur de maximum avec remise à zéro à chaque relève. Elle est exprimée en KW.

C,d Prix de facturation de la puissance mise à disposition et de la puissance maximale absorbée (DA/kW/mois).

E : énergie consommée au cours du mois (kWh/mois)

E_h : énergie consommée au cours du mois dans le poste horaire h ($E = \sum E_h$)

e_h : Prix de l'énergie par poste horaire h (cDA/kWh)

W : Energie réactive consommée au cours du mois (kVarh/mois)

G : Prix de l'énergie réactive (cDa/kVarh)

r : concerne la facturation de l'énergie réactive : valeur du rapport $\text{tg}\phi = W/E$ au delà duquel il y a majoration et en deçà bonification. On prend $r = 0,5$ ce qui correspond à un $\text{cons}\phi$ de 0,894.

I.8. CONCLUSION

Dans le présent chapitre l'objectif assigné au système tarifaire est double

1. Assurer les volumes de recettes imposés par les exigences du développement équilibré et de gestion saine de l'Entreprise.
2. Orienter le choix des consommateurs, en concordance avec les options nationales en matière de développement et de politique énergétique et inciter à la minimisation des coûts et à l'efficacité.

Les tarifs proposés reflètent la structure et le niveau des coûts, en faisant supporter à chaque catégorie de consommateurs les dépenses qu'elle occasionne à la collectivité. Les prix des fournitures ont été déterminés par niveau de pression, de manière à ne répercuter les coûts de réseau qu'aux seuls clients concernés.

Les tarifs ne comportent aucune différenciation régionale, ceci conformément aux options du pays en matière de développement équilibré des régions.

Chapitre II

Généralités sur les turbines

II.1. Introduction

Les roues hydrauliques ont animé pendant longtemps les moulins à céréales, mais aussi des installations artisanales ou industrielles. L'invention de la turbine hydraulique puis de l'alternateur ont ouvert une voie vers l'hydroélectricité qui constitue la source d'énergie propre la plus utilisée dans le monde.

Le principe consiste à créer une retenue d'eau en barrant le cours d'une rivière, et à utiliser l'énergie potentielle de l'eau accumulée. Suivant la hauteur de chute, on distingue des centrales de haute chute, de moyenne chute, et les usines au fil de l'eau.

Production électrique	
Hydroélectrique	1010 GW
Energie éolienne	198 GW
Biomasse	62 GW
Géothermie	11 GW
Photovoltaïque	40 GW
Centrales solaires thermiques	1.1 GW
Energie des marées	0.3 GW
Total production électrique	1322.4 GW

Tableau II. 1: Puissance installée des énergies renouvelables 2010

Si la production d'hydroélectricité a l'avantage de ne pas dégager de gaz à effet de serre, les grands barrages présentent certains désavantages environnementaux : Inondation des terres sous le niveau du réservoir produisant l'électricité.

Les turbines hydrauliques sont traditionnellement classifiées en deux groupes

- les turbines à action (Pelton)
- les turbines à réaction (Francis, Kaplan, hélice).

- La turbine Bankia ceci de particulier qu'elle est souvent considérée comme un cas limite entre les deux Elle partage avec les turbines à impulsion le fait que l'écoulement dans la roue se fait sous la forme d'un jet libre; et elle partage avec la turbine à réaction le fait que. En raison de l'épaisseur du jet. Une partie de l'aubage est opérée sous pression.

II.2. Turbines hydrauliques

Une turbine hydraulique est un dispositif mécanique qui sert à transformer l'énergie potentielle associée à une hauteur en travail utile (énergie mécanique). Les turbines hydrauliques modernes sont le résultat de plusieurs années de développement progressif, qui ont abouti à l'élaboration de très grandes unités (plus de 800 MW de capacité) avec des rendements qui sont parfois de plus de 95%.

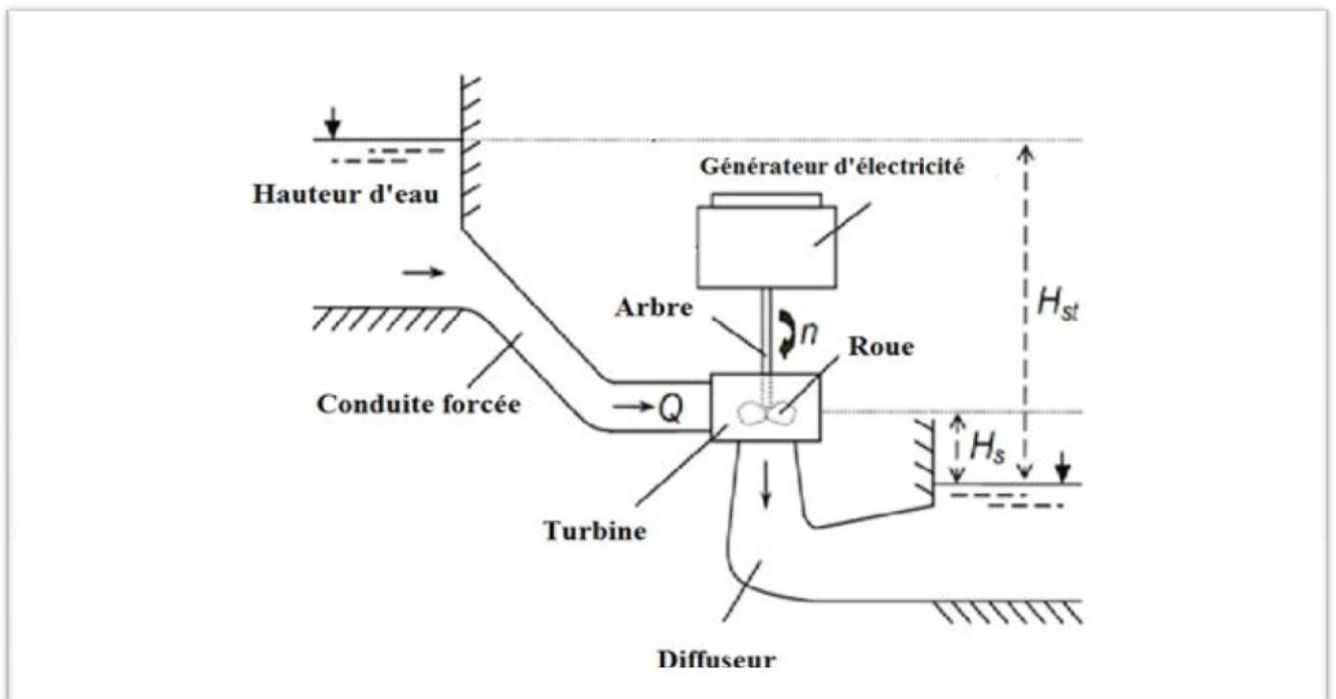


Figure II. 1: Centrale hydroélectrique avec une turbine à réaction

Il existe plusieurs types de turbines hydrauliques, regroupés en deux catégories :

II.2.2.1 Turbine à action

La turbine à action (Pelton) est caractérisée par le fait que l'énergie à disposition de l'aubage est entièrement sous forme d'énergie cinétique. L'échange d'énergie entre l'eau et l'aubage a lieu à pression constante, généralement à pression atmosphérique. La roue de la turbine est dénoyée et tourne dans l'air.



Figure II. 2: Roue d'une turbine Pelton

II.2.1.1. Principe de fonctionnement

Un jet libre agit sur des augets ou des aubes profilées placées sur la périphérie d'une roue (action). Ce jet exerce une force sur l'auget en mouvement de rotation, qui est transformée en couple et puissance mécanique sur l'arbre de la turbine.

La turbine à action est caractérisée par le fait que l'énergie à disposition de l'aubage est entièrement sous forme d'énergie cinétique.

L'échange d'énergie entre l'eau et l'aubage a lieu à pression constante, généralement la pression atmosphérique. La roue de la turbine est dénoyée et tourne dans l'air.

La figure II.3. Présente schématiquement une turbine à action et ses paramètres de fonctionnement.

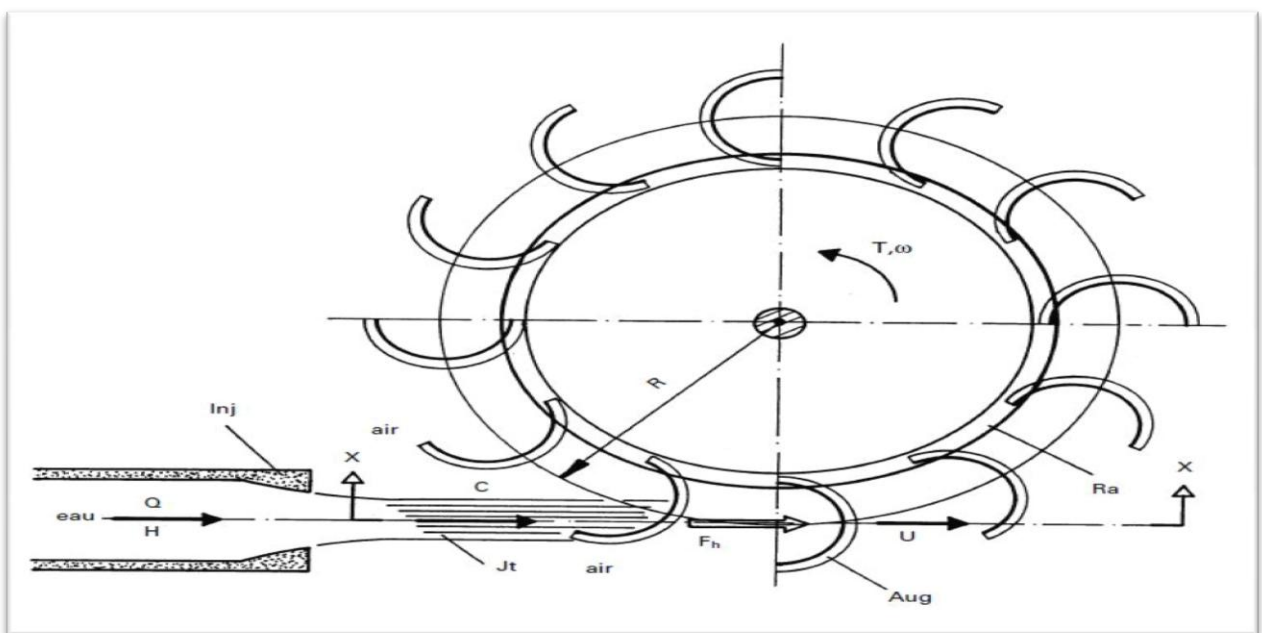


Figure II.3. Schéma d'une turbine à action avec ses paramètres de fonctionnement

Turbine Pelton

La turbine Pelton est constituée par une roue à augets qui est mise en mouvement par un jet d'eau provenant d'un injecteur.

Les augets sont profilés pour obtenir un rendement maximum tout en permettant à l'eau de s'échapper sur les côtés de la roue. Ils comportent une échancrure qui assure une pénétration progressive optimale du jet dans l'auget. L'injecteur est conçu pour produire un jet cylindrique aussi homogène que possible avec un minimum de dispersion. Une turbine Pelton peut être équipée de plusieurs injecteurs, jusqu'à 6.

Le débit est réglable à l'aide d'un pointeau mobile à l'intérieur de l'injecteur, qui est déplacé par un servomoteur hydraulique ou électrique. Ce pointeau est asservi à la régulation de la turbine.

Etant donné que la roue de la turbine tourne dans l'air, les joints d'arbre n'ont pas à être étanches à la pression, mais doivent simplement éviter que l'eau ne sorte de la bêche. Ils sont constitués par des disques qui centrifugent les gouttelettes d'eau infiltrées dans un boîtier relié à la sortie de la turbine.

La figure II.4. donne une vue schématique d'une roue Pelton avec deux injecteurs. Les paramètres principaux, permettant de déterminer le diamètre de la roue et le nombre de jets, y sont indiqués.

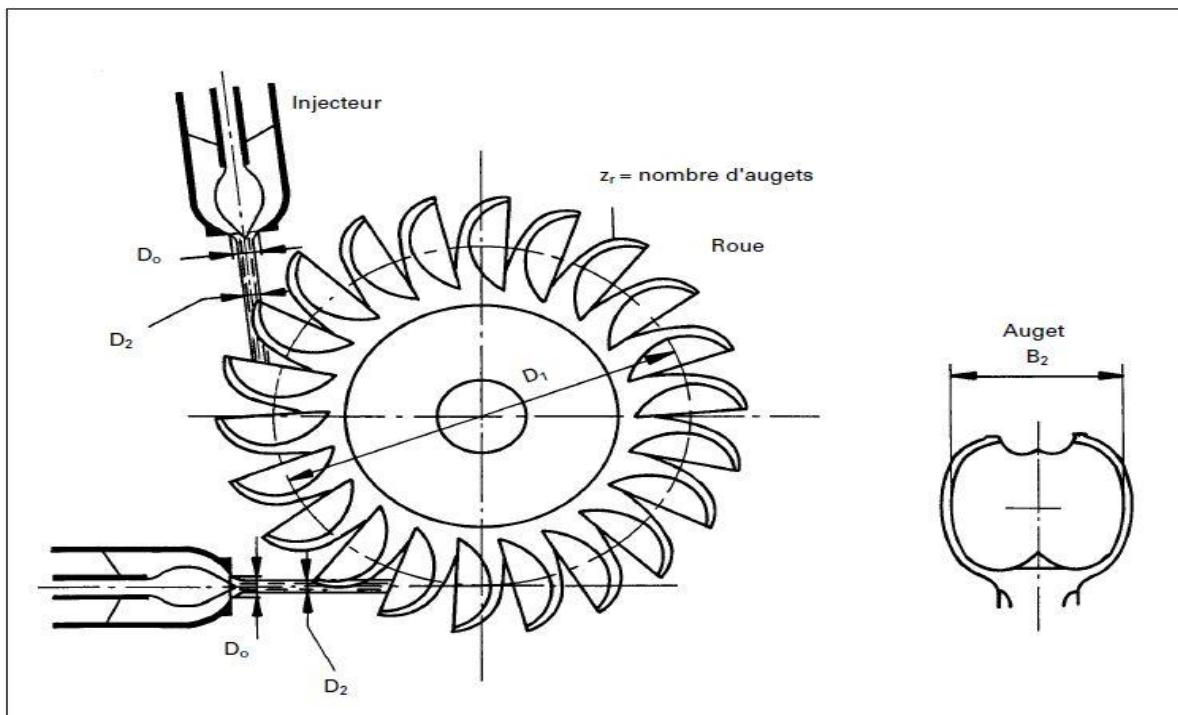


Figure II.4. Vue schématique d'une roue Pelton à deux jets et paramètres principaux

II.2.2. Turbines à réaction

Est une machine fermée (moyée) qui utilise à la fois la vitesse de l'eau (énergie cinétique) et une différence de pression. Deux principes sont à la base de son fonctionnement : création d'un tourbillon au moyen d'une bêche spirale, d'aubages directeur, ou les deux à la fois. Récupération du mouvement circulaire du tourbillon par les aubages d'une roue en rotation. Qui dévient les filets d'eau pour leur donner une direction parallèle à l'axe de rotation.



Figure II.5 : Turbine Francis

Les turbines à réaction fonctionnent complètement immergées. Le transfert d'énergie à la turbine dépend des conditions de l'écoulement avant et après la roue, d'autre part les turbines à réaction les plus fréquemment rencontrées sont les turbines Francis et les turbines Axiales, c'est le cas des turbines Kaplan.



Figure II.6. Turbine Kaplan

II.2.2.1.Principe de fonctionnement

Deux principes sont à la base de son fonctionnement :

1. la création d'un tourbillon au moyen d'une bache spirale, d'aubages directeurs, ou les deux à la fois

2. la récupération du mouvement circulaire du tourbillon par les aubages d'une roue en rotation qui dévient les filets d'eau pour leur donner une direction parallèle à l'axe de rotation.

Ces aubages se comportent comme une aile d'avion : l'écoulement de l'eau provoque sur le profil de l'aube une force hydrodynamique qui induit un couple sur l'arbre de la turbine.

Comme pour une aile d'avion, la force portante résulte d'une différence de pression entre les deux faces du profil (intrados et extrados).

La figure 3.a présente une image schématique d'une turbine à réaction.

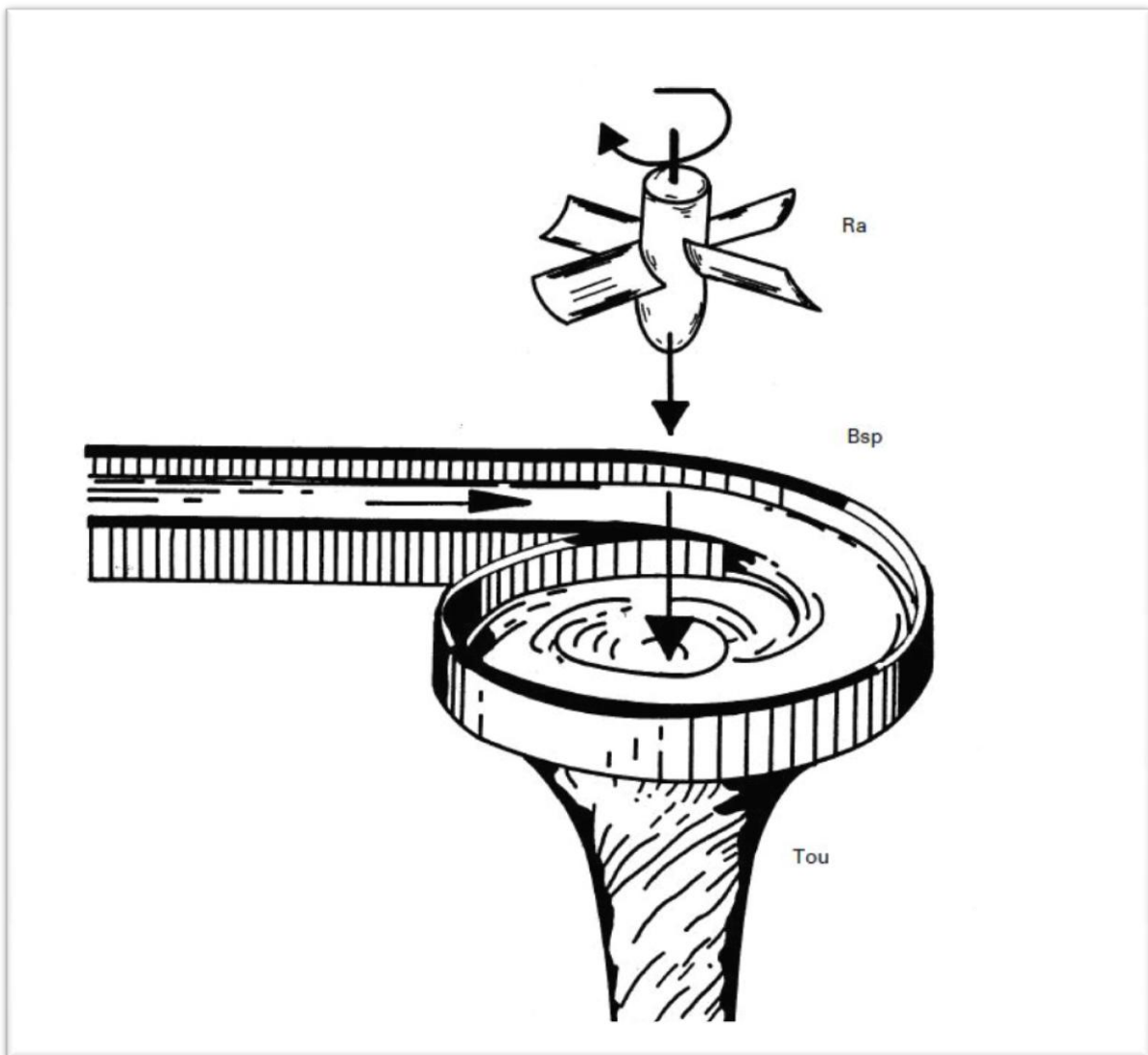


Figure II.7. Image schématique d'une turbine à réaction

Turbine Francis

Les principaux d'une turbine Francis sont montrés sur la figure II.8.a pour une machine sans bêche spirale, installée dans une chambre d'eau ouverte. Ce cas se présente fréquemment dans des microcentrales anciennes.

La partie fixe de la turbine comprend l'anneau d'entretoises, destiné à recevoir le distributeur et le support du palier de la turbine, et qui est lui-même directement posé sur l'aspirateur scellé dans la dalle en béton.

Le distributeur, qui sert à régler le débit, est constitué par une série d'aubes rotatives, entraînées par des biellettes liées à l'anneau de vannage. Celui-ci est mis en rotation par la tige de commande du distributeur qui l'entraîne par deux tirants.

La tige de commande peut être manœuvrée à la main (anciennes installations) ou par un moteur hydraulique ou électrique (installations automatiques).

La roue de la turbine est placée à l'intérieur du distributeur. L'arbre qui la relie à la génératrice ou à un multiplicateur de vitesse est guidé par le palier principal de la turbine.

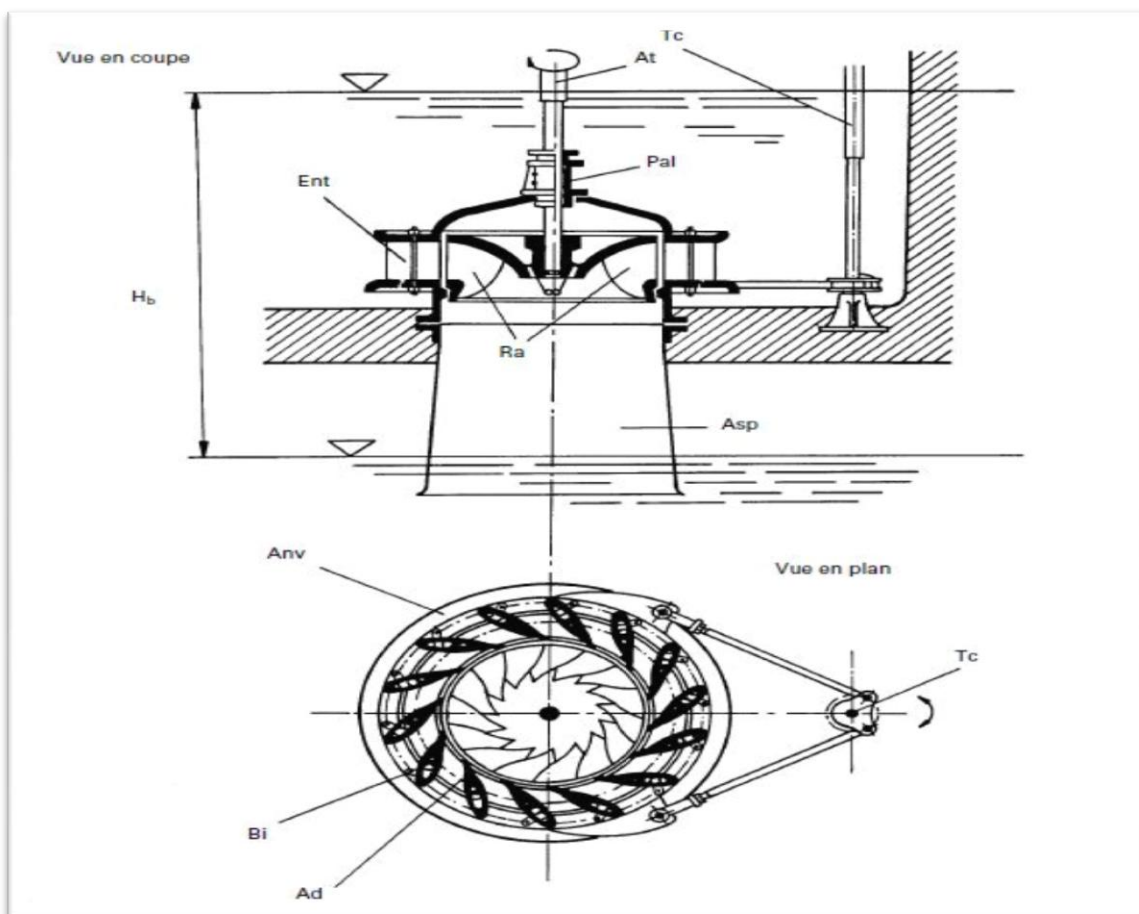


Figure II.8. Composants principaux d'une turbine Francis

Turbines hélice et Kaplan

Les turbines hélice et Kaplan sont les plus appropriées pour le turbinage des faibles chutes. Elles se particularisent par leur roue qui est similaire à une hélice de bateau, et dont les pales sont fixes (turbine hélice) ou réglables en marche (turbine Kaplan).

On distingue :

- turbine hélice à pales et distributeur fixes : pour des débits constants, puissance fixe;
- turbine hélice à pales fixes et distributeur mobile : pour des débits élevés et peu variables;
- turbine Kaplan à pales variables et distributeur fixe : permet de turbiner à bon rendement des débits variant entre 30 et 100%;
- turbine Kaplan à pales et distributeur réglables : adaptée pour des débits très variables, entre 15 et 100 %. Il s'agit de la machine la plus compliquée avec ses deux possibilités de régulation qui doivent être accordées ensemble pour donner les résultats voulus :

En pratique, le signal de la régulation commande l'un des deux organes (par exemple la roue) et le second est asservi au premier selon une loi de corrélation qui donne automatiquement la position optimale, par une came ou une programmation électronique.

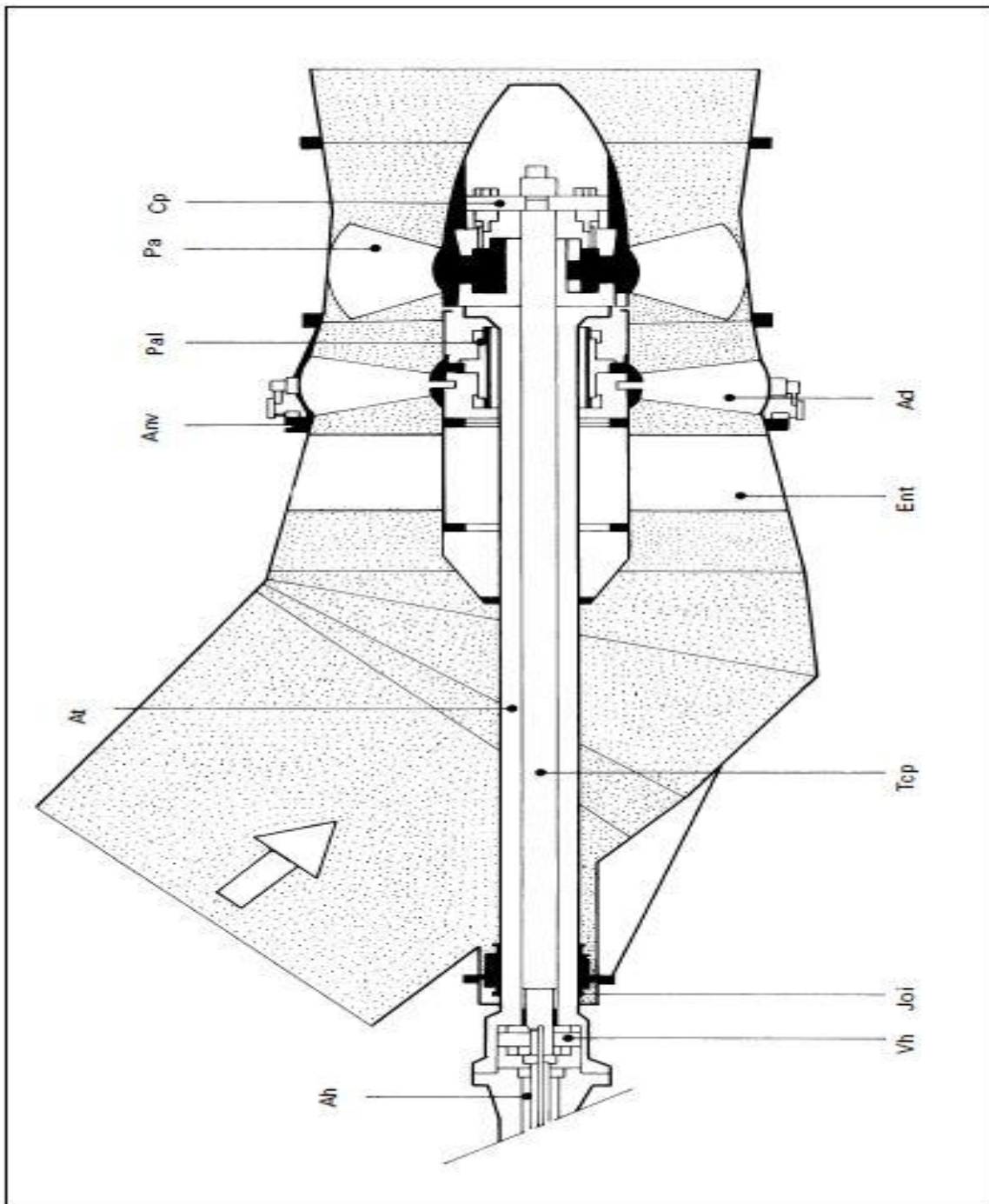


Figure II.9. Composants principaux d'une turbine Kaplan

Ah: alimentation huile

Vh: vérin de commande de la roue

Joi: joint d'arbre

Tcp: tige de commande des pales de la roue

At : arbre turbine

Cp: commande des pales de la roue

Ent: entretoises

Anv: anneau de vannage

Ad: aubage du distributeur

Pal : palier

Pa: pale mobile de la roue

II.2.3. Résumé des principaux types turbines et de leur domaine d'application

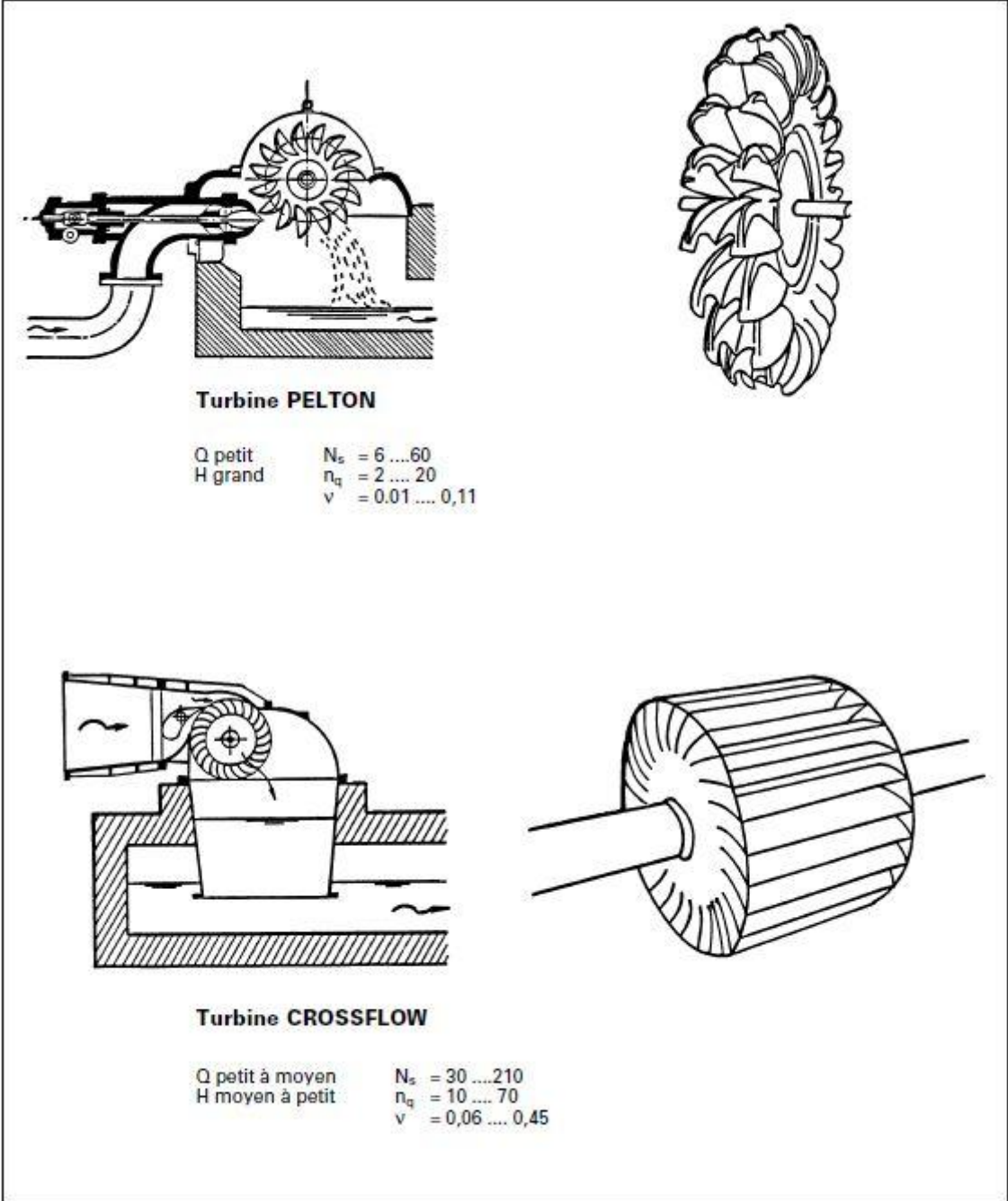


Figure II.10. : Turbines à action

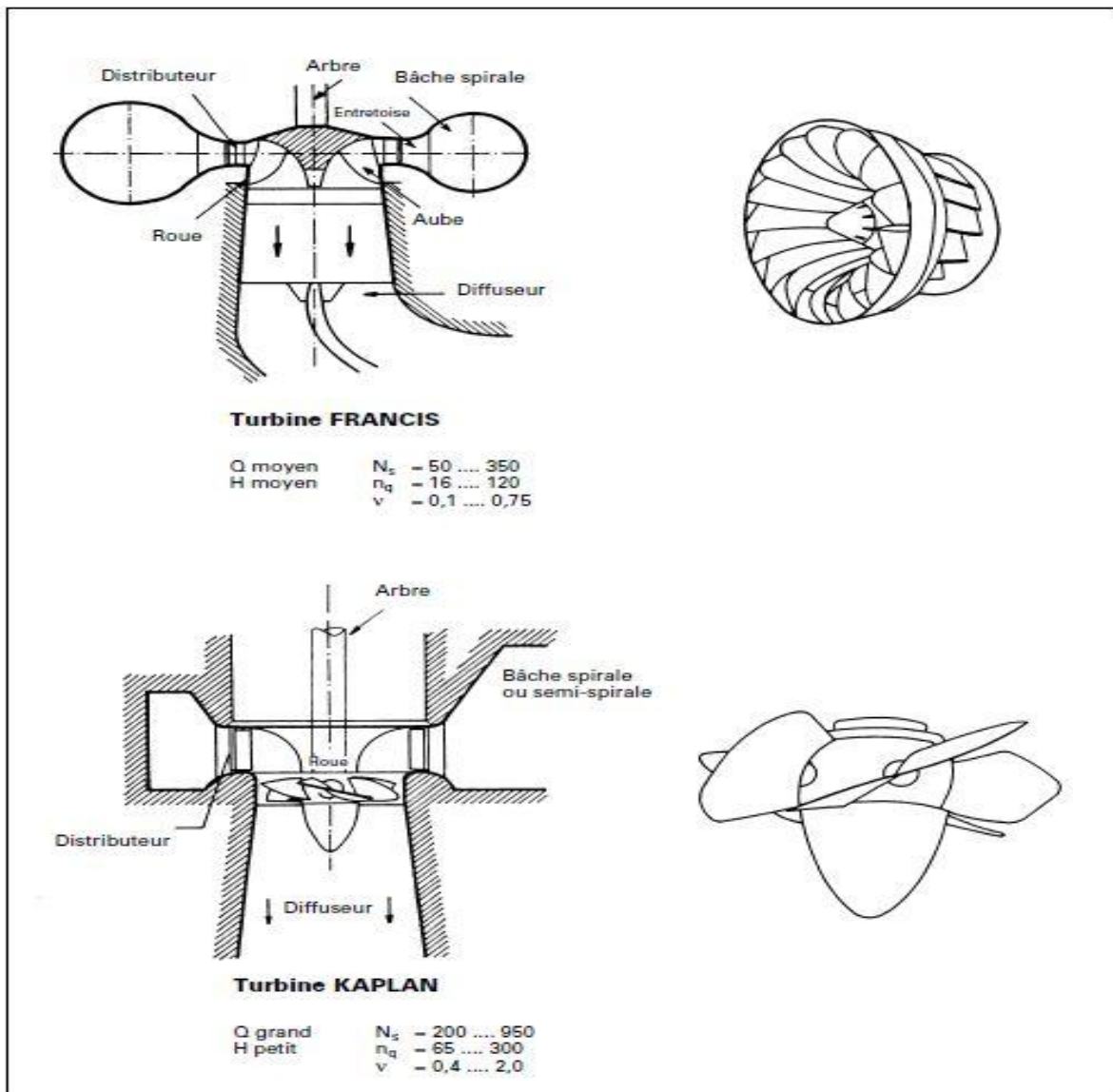


Figure II.11. Turbines à réaction

II.2.4. Pompe inversée

La pompe inversée est une pompe standard qui est utilisée comme turbine en inversant le sens de l'écoulement de l'eau ainsi que celui de la rotation de l'arbre. Son fonctionnement peut se comparer à celui d'une turbine Francis dont le distributeur resterait en position fixe. Il s'agit d'une machine simple et bon marché (prix inférieur à la moitié de celui d'une turbine construite sur mesure). Son application va des hautes aux basses pressions, mais reste cependant limitée pour les raisons suivantes :

- La pompe inversée ne peut travailler qu'à débit constant
- En cas de décharge brusque (panne du réseau électrique), elle peut provoquer d'importants coups de bélier dans les conduites, car son débit à l'emballement est inférieur à son débit nominal.
- Sa construction mécanique doit être contrôlée en vue du fonctionnement en turbine (paliers, joints, vitesse d'emballement)
- Son rendement est inférieur à celui d'une turbine.

Il est important de noter que le point de fonctionnement optimal d'une pompe utilisée comme turbine est notablement différent de celui de la même machine utilisée comme pompe.

La chute nette optimale en régime turbine est environ 1.3 à 1.6 fois celle de la pompe.

II.2.5. La turbine Banki

II.2.5.1. Historique

La turbine Bank est apparue au début du siècle, en Europe. En même temps que les turbines modernes. Comme la turbine Kaplan. Le premier brevet relatif à la turbine Banki date de 1905. il est dû à A. G. M. Michel, un Australien.

Sous l'effet des travaux de Donat Banki, en l'honneur duquel on nomme souvent la machine. une première théorie scientifique pour la conception de la turbine. Dans une série d'articles publiés entre 1912 et 1918 [1], qui sert encore aujourd'hui dans la recherche et la pratique.

II.2.5. Définition

La turbine Banki est une turbine hydraulique à écoulement radial. Dont le rotor de forme cylindrique permet une double traversée de l'eau dans l'aubage.

Depuis son invention au début du siècle, elle est utilisée exclusivement dans les installations de petite puissance, c'est-à-dire de moins d'un mégawatt. Vraisemblablement en raison de cet usage exclusif, en même temps qu'en raison du rendement plus faible qu'elle atteint. Elle a reçu relativement peu d'attention des chercheurs depuis son apparition.

II.2.5.3. Description de la turbine

Un schéma montrant les principales pièces d'une turbine Banki est montré à la figure 1.1. Il s'agit d'un modèle Ossberger.

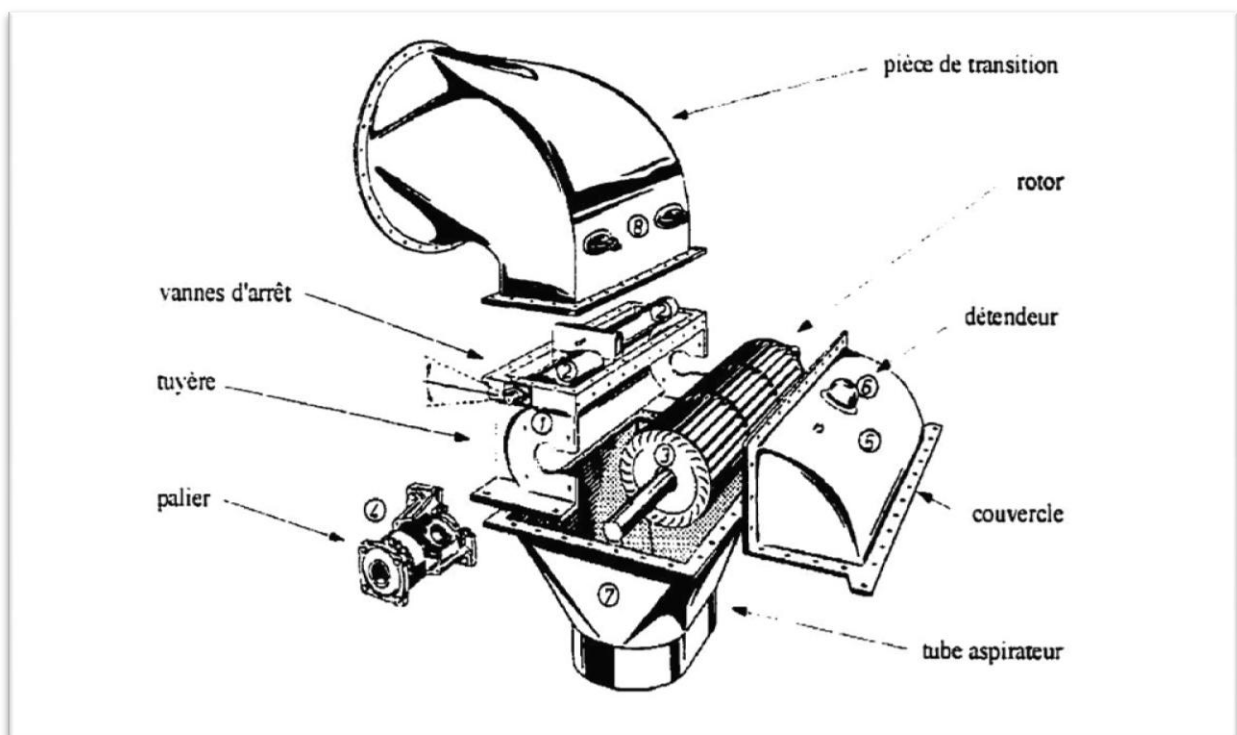


Figure II.12. Vue éclatée d'une turbine Banki (Ossberger)

Le rotor est de forme cylindrique. Une série d'aubes maintenues par des plaques circulaires aux extrémités forme une cage cylindrique. Ces plaques sont fixées soit à des paliers, soit à un arbre qui traverse alors au centre du rotor. La tuyère amène un jet d'eau rectangulaire au rotor. Elle ne couvre qu'une partie seulement de la circonférence du rotor, en général de 60' à 120"selon les conditions d'opération. Une pièce de transition est nécessaire pour raccorder la tuyère, de section rectangulaire, a la conduite d'amenée circulaire.

L'utilisation d'un aspirateur est apparue à la fin des années '50. Utilisé avec un couvercle .Il permet d'augmenter la charge disponible. En abaissant la pression a la sortie de la tuyère. Sa présence nécessite en général l'ajout d'un détendeur d'air. Qui sen a contrôler la hauteur d'eau dans l'aspirateur.

II.2.5.4.Principales difficultés envisagées

L'écoulement dans la turbine Bank présente de nombreuses difficultés dans le développement d'un modèle mathématique qui puisse le décrire adéquatement. Il est schématisé à la figure II.13.

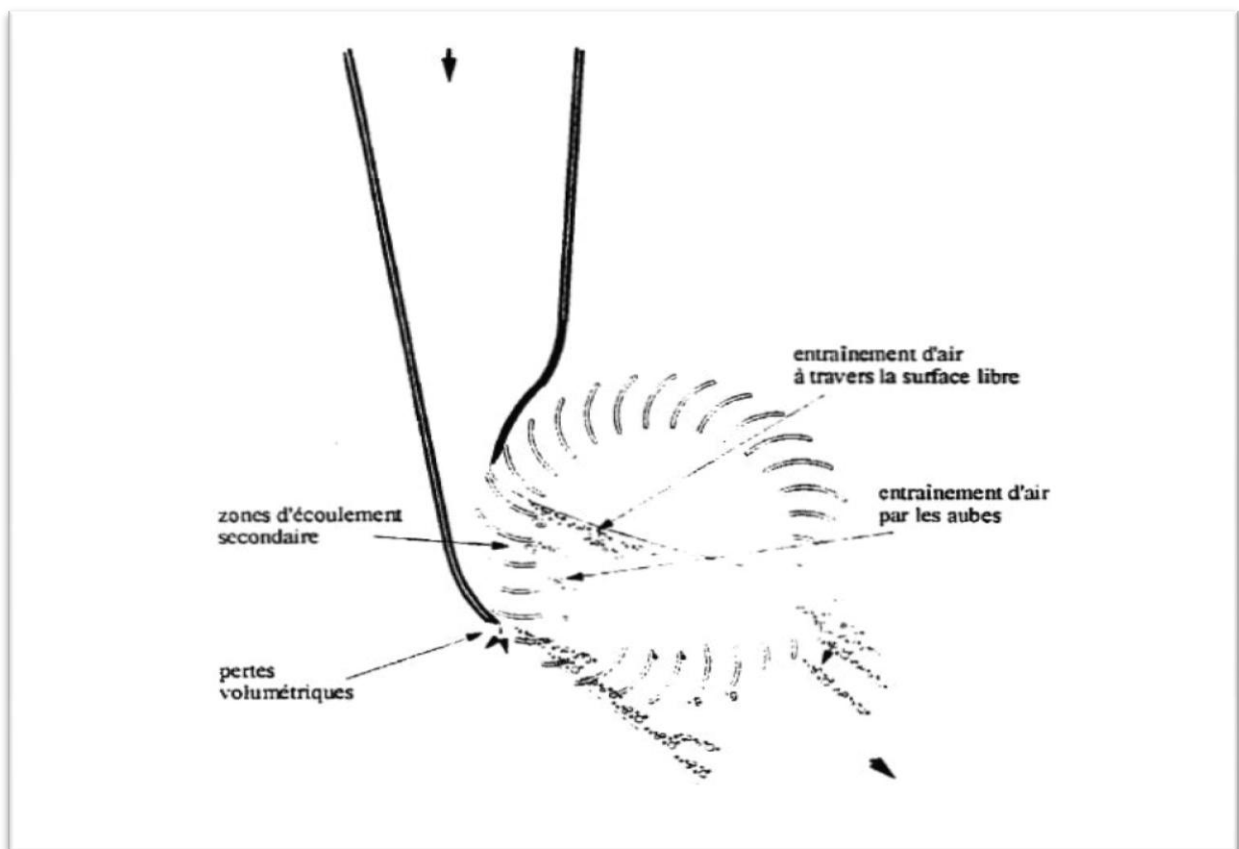


Figure II.13. Caractéristique des l'écoulement

Il y a d'abord des zones, près des aubes situées dans le jet près desquelles se forme une couche limite et où la viscosité est un facteur important. Des zones d'écoulement secondaire peuvent même apparaître. Il y a ensuite un important entrainement d'air dans la machine, d'une part, parce que l'air entre à travers la surface libre du jet turbulent qui traverse la roue. Pour réduire cette complexité, seule une symétrie plane peut être invoquée. Elle ne permet toutefois pas de réduire l'aubage à une portion réduite qui puisse être étudiée avec une certaine utilité, comme on peut étudier une portion radiale de la roue d'autres types de turbine, comme la Francis ou la Kaplan. l'aubage doit être étudié dans son ensemble si on ne veut pas être obligé de poser des hypothèses trop grossières sur les conditions aux frontières du domaine de calcul.

Enfin, l'écoulement dans la turbine Banki est essentiellement un jet complexe.

II.3. Conclusion

La sélection d'un type de turbine va être fonction non seulement de la chute nette et du débit, mais aussi des données spécifiques au site sur lequel la machine sera installée. Il est donc utile d'établir le plus exactement possible les conditions d'exploitation, en gardant en mémoire qu'une turbine à réaction, de type Francis ou Kaplan, s'adapte mieux à des fortes variations de chute relative qu'une turbine à action Pelton ou Crossflow.

Chapitre III

L'optimisation du pompage turbinage

III.1. Introduction

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) permettent d'éviter le gaspillage d'énergie pendant les heures creuses (nuit, week-end) et de produire de l'électricité pendant les pointes. Les systèmes par pompage-turbinage hydraulique tiennent une des meilleures places grâce à leur simplicité technique, leur sûreté, leur propreté et à leurs avantages économiques. Le principe est d'accumuler de l'énergie sous forme d'énergie potentielle hydraulique entre un bassin en hauteur et un réservoir d'eau inférieur. L'eau du réservoir inférieur peut être ainsi pompée vers le bassin supérieur en période d'excès d'énergie et être ensuite turbinée vers le réservoir inférieur en période de demande d'énergie (Gabathuleret *al.*, 2015).

III.2. Les aspects économiques

L'équation économique est une question délicate. Les coûts de fonctionnement comprennent le coût de l'énergie utilisée pour le pompage, les coûts de maintenance et d'exploitation usuels, en plus des frais d'investissement. En Algérie, le coût d'accès au réseau n'est appliqué que sur la différence entre l'énergie consommée par pompage et l'énergie produite par turbinage. La vente de l'électricité turbinée ne peut rapporter un bénéfice brut que si le rapport entre les prix de l'électricité heure creuse / heure pleine est inférieur au rendement global de la STEP

III.3. Caractérisation des STEP

Les paramètres qui caractérisent une STEP sont :

- l'énergie maximale stockée sous forme d'énergie potentielle.
- la puissance installée en mode turbinage et en mode pompage.
- la constante de temps qui est le rapport de l'énergie maximale stockable à la puissance maximale en mode turbinage.
- le volume des réservoirs.

III.3.1. Les différents groupes de Pompage-Turbinage

Les turbines hydrauliques font partie des turbomachines. Elles convertissent l'énergie potentielle de l'eau en énergie mécanique. Pour ce faire, l'énergie potentielle gravitationnelle est tout d'abord convertie en énergie cinétique. L'eau en écoulement est accélérée à une vitesse la plus élevée possible à l'intérieur d'un distributeur ou d'une buse. L'impulsion du fluide est rendue exploitable comme force périphérique en le déviant dans une roue.

On distingue trois types d'architecture de groupes de pompage-turbinage qui peuvent équiper les centrales :

- Des groupes ternaires regroupant sur un même arbre mécanique une turbine, un moteur-générateur électrique et une pompe.
- Des groupes réversibles regroupant une pompe-turbine réversible accouplée à un moteur-générateur.
- Des groupes isogyres.

Les groupes ternaires : Dans cette configuration la turbine est une Pelton obligatoirement calée au-dessus du niveau aval maximal. L'avantage de cette architecture est de pouvoir concevoir chacune des deux machines, pompe et turbine, pour leur domaine propre de fonctionnement optimal.

Les groupes réversibles : Dans ce type d'architecture, la pompe et la turbine ne constituent qu'une seule machine réversible. La pompe turbine est équipée de roues de type Francis dont le tracé résulte d'un compromis acceptable entre les rendements optimum en pompe et en turbine.

Les groupes isogyres : Synthèse des deux précédents, dans ce groupe, le rotor, unique, est divisé en deux parties, chacune de celles-ci étant spécialisée, l'une pour le pompage, l'autre pour le turbinage.

III.4. Les turbines hydrauliques

L'efficacité (ou rendement) de la conversion hydraulique/mécanique dépend du débit réduit et du type de turbine comme l'illustrent les Figure III.1. (Hydro Power, 2006).

Le choix de la turbine dépend du cas d'étude et prend en compte l'aspect économique et les coûts d'exploitation.

Selon la combinaison du débit disponible et de la hauteur manométrique en amont de la turbine, la turbine la plus adéquate pour le site d'installation est choisie. La sélection s'effectue sur la base de zones d'applications préalablement connues pour chaque type de turbine.

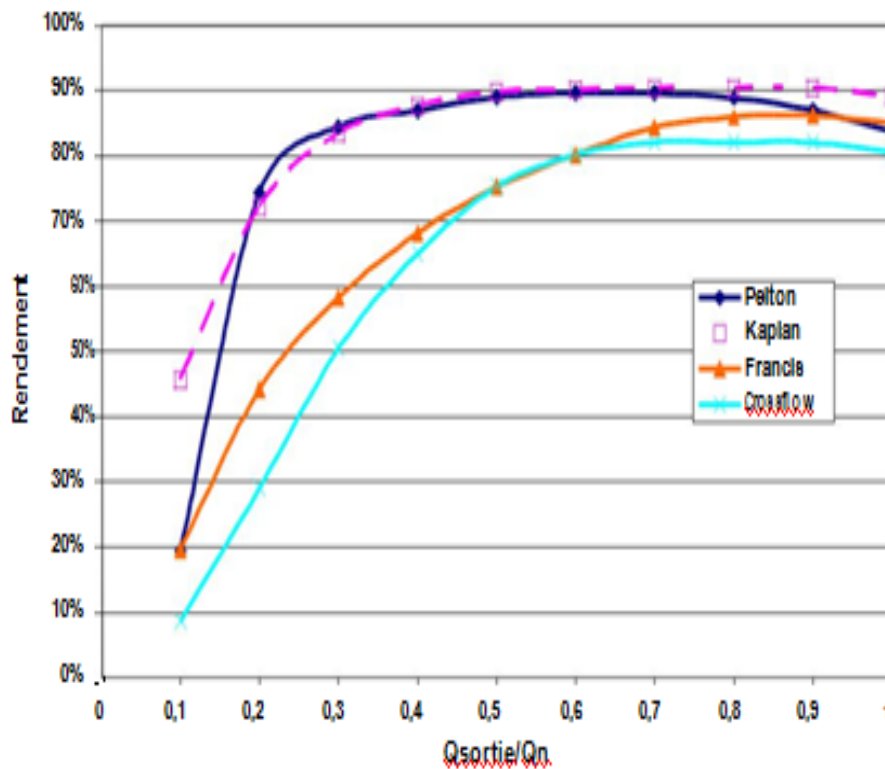


Figure III.1. Variation du rendement en fonction du débit réduit comparatif du rendement pour plusieurs types de turbines

Les turbines Pelton et Francis couvrent une grande partie des zones d'application. Les turbines « Cross flow » (ou Banki-Michel) présentent des modifications par rapport aux turbines Pelton. Les turbines Kaplan, quant à elles, sont utilisées pour de faibles hauteurs manométriques et de grands débits. Les principales caractéristiques des turbines hydrauliques sont présentées dans le Tableau III.1.

Tableau III.1. Types des turbines hydrauliques (SHEMA, 2010)

Types de Turbine	Hauteur de chute (m)	Débit (m ³ /s)	Rendement mécanique	Barrages	Puissance	Types de fonctionnement
Pelton	200-2.000	4-15	Jusqu'à 90% pour les petites turbines	réservoirs de haute montagne	jusqu'à 15 MW	Turbine à action
Crossflow	1-150	1-10	Jusqu'à 82% limitée		jusqu'à 2000 kW	
Francis	10-700	4-55	Jusqu'à 92% pour les petites turbines	centrales au fil de l'eau	jusqu'à 15 MW	Turbine à réaction
Kaplan	0-30	1-350	Jusqu'à 92% pour les petites turbines	centrales au fil de l'eau	Puissance jusqu'à 15 MW	Turbine à réaction

Les hauteurs de chute citées dans le Tableau III.1. Sont valables pour des puissances élevées. Pour les faibles puissances, les hauteurs de chute peuvent être beaucoup plus petites. Les zones de fonctionnement des petites turbines sont présentées sur Figure .III.2 (Stoyanov, 2011; Wasserkraft, 2006).

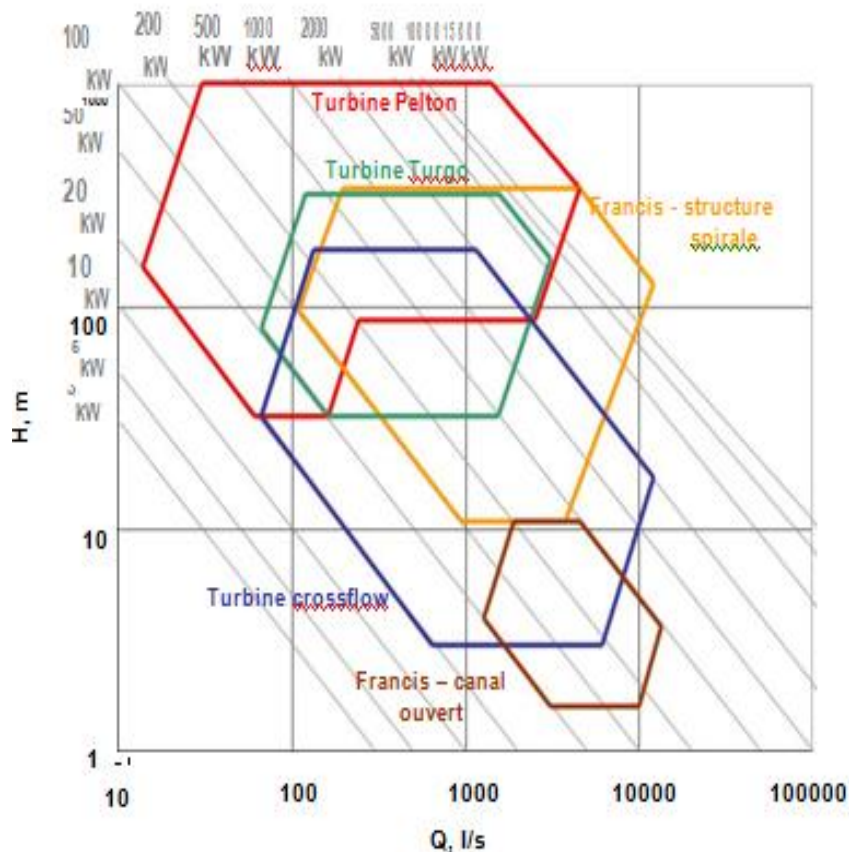


Figure III.2. Zones d'application des différentes turbines (Stoyanov,2011 ; Wasserkraft,2006)

III.5. Générateur électrique

Les groupes turbines-pompes sont raccordés au réseau électrique par une machine synchrone unique qui joue le rôle de moteur pour la fonction pompe et le rôle d'alternateur pour la fonction turbine. La pompe nécessite une énergie mécanique en entrée. Cette énergie mécanique est fournie dans la plupart des cas par un moteur. Les deux types de moteurs disponibles sont les moteurs à courant continu et les moteurs asynchrones.

Quelques avantages et inconvénients de chaque type de moteur sont donnés dans le Tableau .III.2. (Prensier et Daux, 2006)

Tableau.III.2. Avantages et inconvénients des moteurs asynchrone et à courant continu

Moteur à courant continu	Moteur asynchrone
-Facilité de régulation (variation de vitesse, couple, ...) -Rendement de 90% -Cout d'entretien. Inconvénients : balai /collecteur est à change.	-Fiabilité, nécessite peu d'entretien. rendement de 90% -Difficulté et cout de régulation

Dans les centrales hydroélectriques, différents générateurs électriques qui convertissent l'énergie mécanique de la turbine hydraulique en électricité sont utilisés. Les générateurs synchrones à pôles saillants et asynchrones sont les plus utilisés. Les premières machines s'utilisent dans les grandes centrales hydroélectriques, tandis que les machines asynchrones s'appliquent pour des systèmes de petites et moyennes puissances.

Compte tenu de l'objectif de notre étude, à savoir l'étude du stockage de l'énergie par pompage turbinage, il est prévu que les puissances ne soient pas trop élevées. Par conséquent, nous ne présenterons que la modélisation d'un **générateur asynchrone** pour des études en régime établi.

La Figure III.3 montre une courbe représentative de la variation du rendement réduit du générateur asynchrone par rapport à la puissance d'entrée réduite (Stoyanov, 2011). Elle a été obtenue à partir des caractéristiques de fonctionnement d'un moteur asynchrone en admettant qu'en régime générateur le rapport entre la puissance d'entrée et celle de sortie reste identique.

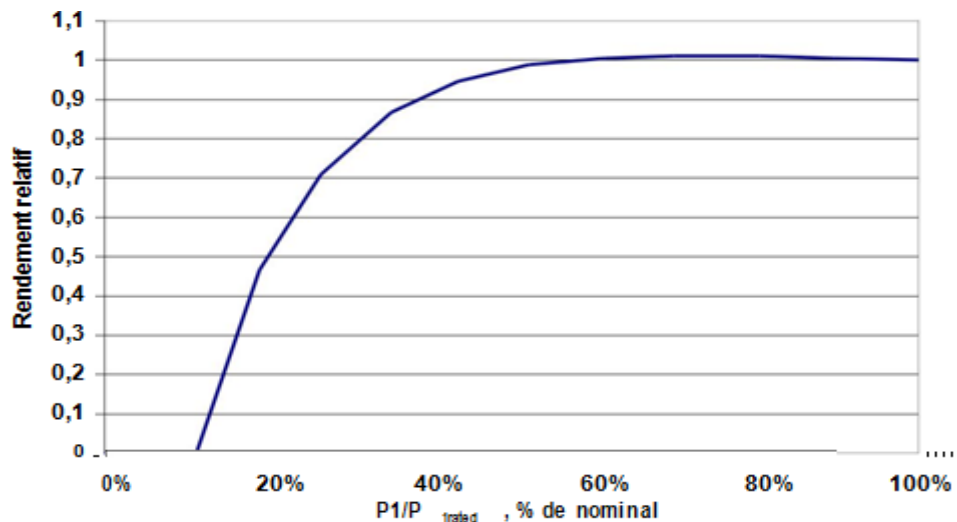


Figure III.3. Rendement de générateur asynchrone en fonction de la puissance réduite

III.6. Modélisation du groupe pompe- turbine – conversion hydraulique-mécanique

Dans le cas d'un système conventionnel, le groupe pompe-turbine est connecté à une source d'énergie contrôlable ; ainsi :

- ✓ **La puissance électrique envoyée à la pompe sera telle que qu'elle fonctionne à rendement maximal.**
- ✓ **Le débit d'eau sera choisi de telle manière que le turbinage se fasse à rendement optimal en mode turbinage.**

L'objectif est d'optimiser le fonctionnement du groupe **Pompe/Turbine réversible**. Pour ce faire, nous allons procéder en plusieurs étapes :

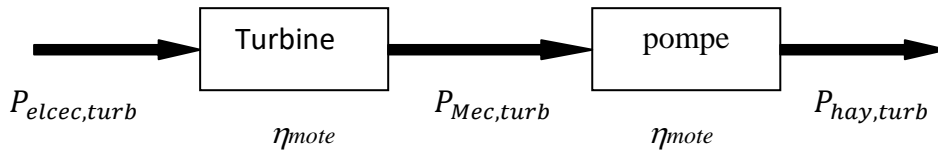
- détermination des courbes « Rendement-Débit réduit » du groupe Pompe/Turbine réversible en régime pompage et turbinage ;
- détermination à partir des courbes de rendement précédemment modélisées des courbes caractéristiques « Débit/Puissance mécanique » puis « Débit/Puissance Electrique »;

Nous considérerons dans notre étude, une pompe réversible pouvant fonctionner dans les deux régimes, ce système a l'avantage de réduire les coûts d'installation mais le désavantage de rendre les deux modes de fonctionnement interdépendant, la puissance nominale en mode pompage étant liée à celle en mode turbinage ; **ce type de groupe pompe/turbine réversible est le plus utilisé actuellement dans les STEP.**

III.6.1. Modes de fonctionnement

Il existe deux modes de fonctionnement :

Mode Turbinage (max puissance min Q)



L'objectif est de déterminer le débit d'eau Q_{turb} à utiliser par la turbine pour qu'elle produise une puissance électrique $P_{elec,turb}$ à un instant donné

$$P_{elec,turb} \rightarrow P_{Mec,turb} \rightarrow P_{hay,turb} \rightarrow P_{turb}$$

A chaque instant, une puissance électrique $P_{elec,turb}$ doit être produite pour satisfaire la charge Complètement ou partiellement, à partir d'une ou de plusieurs turbines, fonctionnant chacune A un pourcentage de leur charge maximale.

Le choix du nombre de turbines et du régime de fonctionnement sera réalisé de manière à ce que l'ensemble du groupe turbinage fonctionne de manière optimale (produire la puissance appelée avec le débit minimal), il s'agit de l'optimisation.

Si on considère un rendement de l'alternateur η_{alte} la puissance mécanique nécessaire pour produire $P_{elec,turb}$ est :

$$P_{mec,turb} = \frac{P_{elec}}{\eta_{alte}}$$

Or la puissance mécanique est liée à la puissance hydraulique par :

$$P_{mec,turb} = \eta_{turb} P_{hay,turb}$$

Avec

$$P_{hay,turb} = \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb}$$

ρ_{eau} Est la masse volumique de l'eau égale à 1000 kg.m^{-3} , g l'accélération de la pesanteur $g=9,81 \text{ m.s}^{-2}$ et ΔH la hauteur manométrique.

Le rendement de la turbine dépend du débit d'eau qui la traverse :

$$\eta_{turb} = f(Q_{turb})$$

Ainsi l'équation devient :

$$P_{mec,turb} = f(Q_{turb}) \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb}$$

De la même manière, l'alternateur a un rendement qui dépend de la puissance mécanique de la turbine à laquelle il est couplé :

$$\eta_{alte} = g(P_{mec,turb})$$

Ainsi, nous obtenons

$$P_{mec,turb} = \eta_{alte} f(Q_{turb}) \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb} = g(f(Q_{turb}) \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb})$$

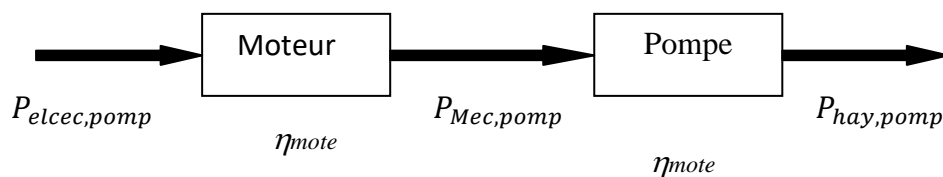
$$P_{mec,pomp} = g(P_{elec,pomp}) P_{elec,pomp} \Rightarrow P_{elec,pomp} = P_{méca,pomp} / g(P_{elec,pomp})$$

$$P_{elec,pomp} = (P_{hyd,pomp} / f(Q_{pomp})) g(P_{elec,pomp})$$

$$P_{elec,pomp} = (\rho_{eau} g \Delta H Q_{turb} / f(Q_{pomp})) g(P_{elec,pomp})$$

La relation liant directement la puissance électrique de la turbine au débit d'eau qui la traverse, le maximum de puissance avec le minimum de débit

Mode Pompage (min puissance max Q)



De même que pour le turbinage, en mode pompage notre objectif aussi est de déterminer le débit d'eau Q_{pompe} à remonter par la ou les pompes

$$P_{elcec,pomp} \rightarrow P_{Mec,pomp} \rightarrow P_{hay,pomp} \rightarrow P_{pompe}$$

A un instant donné, une puissance électrique $P_{elcec,pomp}$ est fournie à la ou aux pompes ; si on considère un rendement du moteur η_{mote} la puissance mécanique produite $P_{Mec,pomp}$ sera :

$$P_{Mec,pomp} = \eta_{mote} P_{elcec,pomp}$$

Le rendement électrique du moteur η_{mote} dépend de la puissance électrique qu'il reçoit du réseau électrique :

$$\eta_{mote} = g(P_{Mec,pomp})$$

Ainsi :

$$P_{Mec,pomp} = g(P_{elcec,pomp}) P_{elcec,pomp}$$

Or la puissance mécanique est reliée à la puissance hydraulique par :

$$P_{Mec,pomp} = P_{hay,pomp} / \eta_{pompe}$$

Avec

$$P_{hay,pomp} = \rho_{eau} g \Delta H Q_{pompe}$$

Or le rendement de la pompe dépend du débit d'eau remontée :

$$\eta_{pompe} = f(Q_{pompe})$$

Ce qui donne :

$$P_{Mec,pomp} = \rho_{eau} g \Delta H Q_{pomp} / f(Q_{pomp})$$

Nous obtenons ainsi :

$$P_{Mec,pomp} = \eta (P_{elcec,pomp}) P_{elcec,pomp}$$

$$P_{elcec,pomp} = P_{Mec,pomp} / \eta (P_{elcec,pomp})$$

$$P_{elcec,pomp} = (P_{hay,pomp} / f(Q_{pomp})) \eta (P_{elcec,pomp})$$

$$P_{elcec,pomp} = (\rho_{eau} g \Delta H Q_{pomp} / f(Q_{pomp})) \eta (P_{elcec,pomp})$$

Il conviendra donc de trouver une relation liant directement la puissance électrique de la pompe au débit d'eau remontée et ce de manière optimale c'est-à-dire en remontant le maximum d'eau avec le minimum de puissance électrique.

III.7. Méthode d'optimisation de l'utilisation des groupes Pompes-Turbines

Dans le cas du fonctionnement en mode pompage, nous recherchons la configuration qui, pour une puissance minimale fournie, permettra de remonter la quantité maximale d'eau c'est-à-dire aura un débit maximum.

Dans le cas du fonctionnement en mode turbinage, le problème est inversé, nous recherchons la configuration qui, pour une puissance maximale demandée par le réseau, utilisera le minimum d'eau c'est-à-dire utilisera un débit minimum.

III.8. Conclusion

Nous pouvons d'ores et déjà constater que le fonctionnement d'un ensemble de pompes ou de turbines peut être optimisé afin que le débit d'eau soit minimum en turbinage pour une puissance électrique donnée et inversement que le débit soit maximum en pompage pour une puissance électrique délivrée. Néanmoins l'écoulement en régime de pompage est divergent, de l'intérieur vers l'extérieur, ce qui conduit à des pertes plus élevées qu'en régime turbine pour lequel l'écoulement est convergent.

Pour une bonne optimisation il est préférable de choisir une pompe légèrement sous-dimensionnée qui travaillera en turbine dans la zone de surcharge.

Il convient de convertir aussi la puissance mécanique produite par la turbine en puissance électrique et inversement de transformer la puissance électrique en puissance mécanique avant de la transmettre à la pompe.

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale

Le principe des stations de transfère d'énergie par pompage (STEP) et la technique de stockage d'énergie électrique la plus ancienne, la plus répandue et qui offre les meilleurs rendements (autour de 80 %). les STEP produisent 120GW au niveau mondial.

Le stockage d'énergie par pompage turbinage et un système de stockage mécanique d'électricité installe sur un cours d'eau ; comme n'importe quel type centrale hydroélectrique

Une station de Transfer d'énergie par pompage (STEP) génère un stock d'énergie potentiellement illimité grâce à un circuit fermé constitué d'une double retenue d'eau : un bassin supérieur et un bassin inférieur.

La central hydroélectrique réversible associe pompe et turbine et peut fonctionner indifféremment en mode moteur (pour pomper) ou en mode alternateur (pour produire).

Pendant la phase d'accumulation d'énergie ; la pompe remonte l'eau de bassin inférieur vers le bassin supérieur.

En phase de production ; l'électricité est produite simplement grâce à l'énergie gravitationnelle : le courant entraîne par la pesanteur alimente une turbine.

Suivant la capacité des réservoirs et le type machine, la phase de production peut durer de quelques heures à plusieurs jours, comme pour toutes les centrales hydroélectriques classiques, les STEP sont d'autant plus puissantes que la chute d'eau entre les deux bassins est haute

En Algérie, généralement la production se fait entre 17h et 21h, heures de pointe, ce type stocke de l'électricité pendant les périodes de faible consommation, qui est ensuite redistribuée en cas de pics de consommation.

En plus d'être non polluantes, les STEP permettent d'optimiser la production d'électricité sachant que l'énergie hydraulique fournie par les STEP est plus facilement modélisable que les autres énergies.

Références bibliographique

Référence

Référence

- Arter, A . et al : Hydraulics Engineering manual ,
SKAT Bookshop , ST-GALL, 1990 , ISBEN3-908001-13-7
- Banki , D ., Neue Wasserturbine, 2. Ges.
Turbinenwesen , 19 18 , 1-4 .
- Bohl , W . : Stromungsmaschinen 2, berchnung
Und konstruk – tion , vogel buchverlag ,Wurzburg,
1986, ISBN 3-8023-0127-7 .
- Chapallaz J. –M. et al . : Manual on pumps used as
Turbines , GATE / GTZ Deutsches Zentrum fur
Entwicklungstecgnologien , 1992,ISBEN 3-528-02069-5 .
- Chapallaz J.-m et al . : petite centrales hydraulique ,
OFQC , ISBN 3-905232-20-0 .
- Commission de régulation de l'énergie .
- Documents de Sonelgaz .
- Graeser, J. E et al . : Installation hydroélectrique de
Petite puissance , IMHEF / EPFL , Lausanne , 1981 .
- Henre , P. : Turbo-machines hydrauliques , cours
EPFL / Section Electricité , IMHEF , 1994 .
- Journal official n° 33.17 Shaaban 1434 correspondant ou 26 Juin pour année 2013 .
- Kleinwasserkraftwerke in der Schweiz , Teil I ,
1983 , Bundesamt fur Wasserwirtschaft .
- Morand , P.J et al , : les petits aménagements

Référence

Hydroélectriques , société Hydroélectriques de

France Paris , ISBN2-906821-08-5 .

- Pálffy S.O. et al . : wasserkraftanlagen , Klien-und
Kleinstkrafywerke, Expert –Verlag , ehningn bolingen , 1992 , ISBN 3-8169-0651-6
- Pompage –Turbinage : la commission européenne
souhaite que la Norvège et la Suisse rejoignent
le marche de l'électricité de IUE , 2011
- Ribbaux , A . : Hydrauliques appliqué il Machines
hydrauliques, Hydrauliques applique III Turbomachine ,
Editions de la Moriane , vernève
- Sonnek , E . ; Theone der durchronturbine , Verlag
Von julius Springer . 55..Berlin 1923
- Vivrier , L . : Turbines Hydrauliques et leur
Régulation , Ed . Albin Michel , Paris , 1966

Résumé

Une centrale de pompage-turbinage permet de stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie potentielle. L'installation est généralement composée d'un bassin supérieur et d'un bassin inférieur reliés par une ou plusieurs conduites hydrauliques et une centrale de pompage-turbinage. En mode pompage, l'énergie électrique du réseau est utilisée pour pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur afin de stocker l'énergie potentielle de l'eau. Pour générer l'énergie électrique qui sera injectée dans le réseau, l'énergie potentielle de l'eau ainsi stockée est utilisée en turbinant l'eau du bassin supérieur vers le bassin inférieur.

Summary

A pumped storage power plant to store electricity in the form of potential energy. Installation is usually composed of an upper basin connected by one or more hydraulic lines and a pump storage power plant. In pumping mode, the electric power network is used to pump water from the lower reservoir to the upper reservoir to store potential energy of the water. To generate electric power that will be fed into the grid, the potential energy of the stored water is used turbinant water from the upper basin to the lower basin.