

République Algérienne Démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
Faculté De Génie Électrique et informatique



Département d'électrotechnique



Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'état en électrotechnique.

Option : Machines électriques

Thème :

État de l'art des centrales de production d'énergie électrique

Application :

Dimensionnement d'une mini-centrale hydraulique.

Proposé et dirigé par :

Mr. DJOUDI .H

Réalisé par :

GRIB Sofiane
&
HANNOUN M'hamed

Promotion : 2012

Remerciements

*T*out d'abord, nous tenons à remercier dieu tout puissant de nous avoir donné le courage, la santé, la foi et la volonté pour mener à bout ce travail.

Ensuite, nous tenons à dire que la réalisation de ce modeste travail n'a été rendu possible que grâce à quelques personnes, qu'elles veuillent trouver ici l'expression de notre profonde gratitude.

Notre profonde reconnaissance et nos vifs remerciements vont, en premier lieu, à Mr DJOUDI.H pour son aide précieuse, son entière disponibilité, ses minutieuses orientations, et tous les conseils qu'il n'a cessé de nous prodiguer tout au long de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail, en premier lieu à ma petite famille, mon très cher père et ma très chère mère, que dieu les garde et les protège, et mon petit frère BILAL.

*à tous mes amis qui sauront se reconnaître.
à mon chère ami Sofiane.
à très chère Sy.*

M'hamed.

Je dédie ce modeste travail, en premier lieu à ma petite famille, mon cher père et ma très chère mère, que dieu les garde et les protège, et mon frère et mes sœurs.

*à tous mes amis qui sauront se reconnaître.
à mon chère ami mhamed.*

Sofiane.

SOMMAIRE

	Page
Sommaire	i
Liste des figures	vi
Liste des tableaux	viii
Introduction Générale	1
Partie 1 : Les énergies non renouvelables	
Chapitre I : Les énergies fossiles	
Introduction	6
I. Type d'énergies fossiles	6
I. 1. Le charbon	6
I. 1. 1. Formation	6
I. 2. Le gaz naturel	7
I. 2. 1. Formation	7
I. 2. 2. Propriétés du gaz naturel	7
a) La cogénération	8
b) La climatisation	9
c) Le GNV (gaz naturel pour véhicule)	10
I. 3. Le pétrole	10
I.3.1. Formation	10
I.3.2. Raffinage	11
1) La distillation	11
2) Le craquage thermique	11
3) Le craquage catalytique	12
I.4. conclusion	13
Chapitre II : L'énergie nucléaire	
Introduction	14
II. Types d'énergie nucléaire	14
II. 1. La fission nucléaire	14
II. 1.1.L'énergie libérée par la fission	15
II. 1.2.La réaction en chaîne	15
II. 2. La fusion nucléaire	17
Conclusion	17
Chapitre III : Centrales thermique à Flamme	
Introduction	18
III. Centrales thermiques	18
III. 1. Les centrales thermiques à flamme (fioul, gaz naturel, Charbon)	18
III.1.1.Fonctionnement	18
III.1.2. Les combustibles	19
III.1.3. Les fumées émises	20
III.1.4. Les gaz émis	20
III.1.5. Réduction des émissions de dioxyde de soufre	20

III.1.6. Réduction des émissions d'oxydes d'azote	20
III.1.7. Le rendement	21
III.2. les centrales thermiques à cycle combiné	21
III.2.1. fonctionnement	21
III.2.2. La différence entre une centrale à gaz à cycle combiné et une centrale classique	22
a) Les centrales thermiques classiques	22
b) Les centrales à cycle combiné	23
III.2.3. Cycles combinés gaz et environnement	23
III.2.4. Avantages et inconvénients des centrales à cycle combiné gaz turbine	24
III.2.5. L'introduction du cycle combiné dans le parc de production d'électricité en Algérie	24
Conclusion	26
Chapitre IV : Les centrales nucléaire	
Introduction	27
IV. Centrales nucléaires	27
IV.1. Fonctionnement	27
IV.1.1. Le combustible	28
IV.1.2. Les barres de contrôle	28
IV.1.3. Le caloporteur	28
IV.1.4. Le modérateur	29
IV.1.5. Le générateur de vapeur	29
IV.2. Avantages	30
IV.2.1. Avantages économiques	30
IV.2.2. Avantages écologiques	30
IV.3. Inconvénients	31
IV.3.1. Inconvénients économiques	31
IV.3.2. Inconvénients écologiques	31
IV.4. La propulsion navale	32
IV.4. 1. Le fonctionnement	32
IV.4. 2. Technologie	32
Conclusion	34
Partie 2 : Les énergies renouvelables	
Chapitre I : Les centrales solaires	
Introduction	35
I. Les technologies utilisées	35
I.1. Solaire thermodynamique	37
I.2. Avantages et inconvénients des techniques thermodynamiques	39
I.3. Les systèmes photovoltaïques	39
I.3.1. Principe	40
I.3.2. Technologie utilisée	41
I.3.3. Le module photovoltaïque	43
I.3.3.1. Association en série	43
I.3.3.2. Association en parallèle	44
I.3.3.3. Les caractéristiques électriques des modules	47

I.3.3.4. Les systèmes photovoltaïques et leurs applications	48
I.3.4. La production mécanique par effet de cheminée	51
I.4. Les avantages et inconvénients des centrales photovoltaïques	51
I.4.1. Avantage	51
I.4.2. Inconvénients	51
Conclusion	52
Chapitre II : Les centrales éoliennes	
Introduction	53
II. Principe	53
II.1. Principaux composants d'une éolienne	54
II.1.1. Le mât	55
II.1.2. Le rotor	55
II.1.3. La nacelle	56
II.1.3.1. Les différents composants d'une nacelle	57
II.2. Différents types d'éoliennes	57
II.2.1. Éoliennes à axe vertical	59
II.2.2. Éoliennes à axe horizontales	60
II.3. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne	61
II.3.1. Chaînes de conversion électromécanique	62
1) Génératrices asynchrones à cage	62
2) Machines asynchrones à double alimentation (MADA)	63
3) Génératrices synchrones	63
4) Systèmes non couplés au réseau alternatif	64
II.4. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	66
II.4.1. Les avantages	66
II.4.2. Les inconvénients	67
Conclusion	68
Chapitre III : Les centrales hydrauliques	
Introduction	69
III.1. Principe de fonctionnement	69
III.1.1. Puissance d'une chute d'eau	70
III.2. Les types de centrales hydrauliques	71
III.2.1. Selon la hauteur de la chute	71
III.2.2. Selon le type d'aménagement	73
III.3. Les turbines	74
III.3.1. Turbine PELTON	74
III.3.2. Turbine FRANCIS	75
III.3.3. Turbine KAPLAN	76
III.4. Avantages et inconvénients des centrales hydroélectriques	77
III.4.1. Avantage	77
III.4.2. Inconvénients	77
Conclusion	78

Chapitre IV : La Biomasse et la Géothermie

Introduction	79
IV.1. La biomasse	79
IV.1.1.La biomasse comme source de chaleur	79
IV.1.2.Les différents types de biomasse et leurs utilisations potentielles	80
IV.1.2.1. la biomasse « Sèche »	80
IV.1.2.2. la biomasse « Humide »	80
IV.1.3.Les avantages et limites de la biomasse	81
Conclusion	81
IV.2. La géothermie	82
IV.2.1.Principe	82
IV.2.2. Les principales formes de ressources géothermiques	82
a) Réservoir de vapeur	82
b) Réservoir d'eau chaude	82
c) La géothermie des roches fracturées	82
IV.2.3.Types de géothermie	83
IV.2.3.1.la géothermie à haute énergie	83
IV.2.3.2.la géothermie de basse énergie	84
IV.2.3.3.la géothermie de très basse énergie	84
IV.2.4.Avantage et inconvénient de la géothermie	84
IV.2.4.1.Avantages	84
IV.2.4.2.Inconvénients	84
Conclusion	84
Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique	
Introduction	85
I.1.Caractéristiques d'une mini-centrale hydroélectrique	85
I.2.Présentation du site de la centrale hydro-électrique du Rabuons	87
I.2.1.Données hydrologiques	88
I.2.1.1.Débits instantanés et débits classés	88
I.2.1.2.choix du débit nominal	91
I.2.2.Calcul des débits	93
I.2.3.La Chute	94
I.2.4.Les pertes de charges	96
I.2.4.1.Les pertes locales ou singulières H_{LS}	96
I.3.La puissance hydraulique	99
I.4.Les turbines	100
I.4.1.Choix du type de turbine	100
I.4.2.Dimensionnement de la turbine	101
I.4.3.Paramètres de l'injecteur	103
I.4.4.Paramètres de la Roue	104
I.4.5.Le rendement de la turbine	105
I.5.Calcul de la puissance mécanique	108
I.6.Choix du type de générateur	108
I.6.1.Machine synchrone triphasée	108
I.6.2.Démarrage de la machine synchrone	110
I.6.3.Excitation des alternateurs de forte puissance	111
I.6.4.Le rendement des générateurs	112

I.7.La puissance électrique	114
I.7.1.La puissance à charge partielle	114
I.7.2.Calcul de l'énergie électrique	115
I.8.La régulation de la centrale	117
I.8.1.Réglage de la fréquence	117
I.8.2.Réglage de la tension	117
I.9.L'évacuation et la Livraison de l'électricité	118
I.9.1.Les transformateurs de puissance	118
I.9.2.Les transformateurs de mesure	118
I.9.3.Automatisation et protection	119
I.9.4.Le système de contrôle-commande	119
Conclusion	122
Conclusion Générale	123
Bibliographie	125

PARTIE 1 : Les énergies non renouvelables

Page

Figure 1.1	Principe de la cogénération.	8
Figure 1.2	Utilisation du gaz naturel dans la climatisation.	9
Figure 1.3	Étapes de transformation du pétrole brut.	12
Figure 1.4	Réaction en chaîne non contrôlée.	16
Figure 1.5	Réaction en chaîne contrôlée.	16
Figure 1.6	Principe de la fusion nucléaire.	17
Figure 1.7	Fonctionnement d'une centrale thermique a flammes.	19
Figure 1.8	Fonctionnement d'une centrale thermique classique.	22
Figure 1.9	Fonctionnement d'une centrale à gaz à cycle combiné.	23
Figure 1.10	Installation du cycle combiné dans la centrale thermique.	25
Figure 1.11	Centrale nucléaire.	27
Figure 1.12	Pastilles de combustible.	28
Figure 1.13	le caloporteur.	29
Figure 1.14	Réacteur nucléaire a propulsion.	33

PARTIE 2 : Les énergies renouvelables

Figure 2.1	Région du monde optimale pour des centrales solaires.	36
Figure 2.2	Technique des capteurs cylindro-paraboliques.	37
Figure 2.3	Technique des centrales à tour.	38
Figure 2.4	Technique des paraboles avec moteur stirling	38
Figure 2.5	Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque.	40
Figure 2.6	Technologies utilisées.	42
Figure 2.7	Schéma cellules identique en série.	43
Figure 2.8	Schéma module en série avec cellules occultées	44
Figure 2.9	Schéma module en série avec Diode parallèle	44
Figure 2.10	Schéma cellules identique en parallèles.	45
Figure 2.11	Schéma module en parallèles avec cellules occultées.	46
Figure 2.12	Schéma module en parallèles avec diode anti-retour.	46
Figure 2.13	Courbe électrique I-V d'un module typique.	47
Figure 2.14	Composantes d'un champ de modules photovoltaïques.	48
Figure 2.15	Installation photovoltaïque autonome.	50
Figure 2.16	Installation photovoltaïque raccordée au réseau.	50
Figure 2.17	Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur.	54
Figure 2.18	la tour d'une turbine.	55
Figure 2.19	le rotor d'une turbine.	56
Figure 2.20	Constitution d'une nacelle.	56
Figure 2.21	Technologies éoliennes.	58

Figure 2.22	Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de λ et de l'angle de pas de Pales.	59
Figure 2.23	Courbe typique de puissance en fonction de la vitesse du vent.	61
Figure 2.24	Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage (vitesse de rotation fixe).	62
Figure 2.25	Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable.	62
Figure 2.26	Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation-régulation. de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation.	63
Figure 2.27	Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents.	64
Figure 2.28	Système basé sur la machine synchrone et redresseur à diodes	64
Figure 2.29	Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu.	65
Figure 2.30	Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique.	69
Figure 2.31	Centrales de hautes chutes.	71
Figure 2.32	Centrales de moyennes chutes.	72
Figure 2.33	Centrales de petites chutes.	72
Figure 2.34	Centrale au fil de l'eau.	73
Figure 2.35	Centrale à accumulation.	74
Figure 2.36	Turbine PELTON.	75
Figure 2.37	Turbine FRANCIS.	76
Figure 2.38	Turbines KAPLAN.	77
Figure 2.39	Fonctionnement d'une centrale biomasse.	80
Figure 2.40	Schéma d'une centrale géothermique.	83
PARTIE 3 : Dimensionnement d'une mini centrale hydroélectrique		
Figure 3.1	Vue topographique du site.	88
Figure 3.2	Courbe des débits instantanés.	89
Figure 3.3	Courbe des débits classés.	89
Figure 3.4	Détermination graphique des débits pour un Fonctionnement en ilot	92
Figure 3.5	Détermination graphique des débits pour un Fonctionnement en parallèle.	93
Figure 3.6	Exemple d'un petit aménagement de centrale hydroélectrique.	95
Figure 3.7	Rayon hydraulique pour une section rectangulaire et circulaire.	98
Figure 3.8	Différents types de turbines adaptées aux centrales selon le débit et la hauteur de chute.	100
Figure 3.9	Vue schématique d'une roue Pelton à deux jets et paramètres principaux.	102
Figure 3.10	Forme des courbes de rendement de différentes turbines pour des débits variables	106
Figure 3.11	Schéma d'une machine Synchrone.	109
Figure 3.12	Bilan des puissances.	110
Figure 3.13	Mode d'excitation de la machine synchrone.	112
Figure 3.14	Calcul de la puissance électrique $P_{\text{éle}}$ en fonction du débit turbiné Q_t	115
Figure 3.15	Résumé synoptique du calcul de la production d'énergie.	117
Figure 3.16	Réglage de débit d'eau et du courant d'excitation.	117
Figure 3.17	Schéma général pour le contrôle, les commandes et les protections.	121

Liste des tableaux

Tableau 2.1	Différentes technologies photovoltaïques.	42
Tableau 2.2	Différentes operateur de la technologie par effet de cheminée.	51
Tableau 2.3	Classification des turbines éoliennes.	58
Tableau 3.1	Les débits résiduels à maintenir dans la rivière en fonction des débits permanent.	90
Tableau 3.2	Coefficients de rugosité selon STRICKLER.	98
Tableau 3.3	Résultat de calcul de la vitesse spécifique N_s .	103
Tableau 3.4	Résultat de calcul du Diamètre Pelton.	104
Tableau 3.5	Caractéristiques des différents types de turbines, les valeurs supérieures des rendements concernant les turbines de grandes dimensions.	107
Tableau 3.6	Mode de démarrage de la machine synchrone.	111
Tableau 3.7	Rendement des générateurs à charge maximum.	112
Tableau 3.8	Rendement des générateurs à charge partielle.	113

Introduction Générale

L'énergie a toujours constitué un enjeu vital pour l'homme et les sociétés humaines. Les comportements humains sont fortement induits par sa disponibilité ou sa non-disponibilité, son abondance ou sa pénurie, entraînant le monde vivant à s'organiser en fonction des possibilités et des contraintes énergétiques. Par la suite les sociétés humaines se sont adaptées en fonction de leur capacité à maîtriser les énergies.

Traditionnellement, les êtres humains ont vécu en domestiquant les énergies renouvelables (traction animale, moulins, navigation à voile, bois...etc.), mais depuis la révolution industrielle, l'homme puise abondamment dans le sous-sol pour en extraire des énergies fossiles que la planète a mis des millions d'années à former. Parmi ces différentes sources d'énergies on trouve :

- **Les énergies fossiles :** pétrole, gaz, charbon - sont issues de la décomposition de matières organiques durant plusieurs millions d'années, dans des conditions de températures et de pressions particulières. Elles constituent des stocks limités.
- **Les énergies fissiles :** Désignent des ressources nécessaires à l'alimentation des centrales nucléaires. Elles sont issues d'un minerai qui existe en stock limité, au même titre que les énergies fossiles.
- **Les énergies renouvelables :** Désignent des sources d'énergies inépuisables à l'échelle humaine (soleil, vent, géothermie, hydraulique...) ou qui se renouvellent (bois, cultures énergétiques).

Environ 85% des énergies consommées dans le monde proviennent, encore, des énergies non renouvelables (combustibles fossiles et uranium). Cette utilisation massive provoque la diminution des réserves mondiales, la recherche incessante de nouveaux sites d'exploitation et l'épuisement, à terme, des ressources. [19]

La consommation mondiale d'énergie primaire a franchi la barre symbolique des 10 milliards de tonnes équivalent pétrole (tep) depuis le début de ce millénaire soit environ 1.5 tonne équivalent pétrole par habitant et par an.

La consommation d'énergie varie grandement d'une région à l'autre ; alors qu'un américain du nord consomme près de 10 tep/an, un européen en consomme environ 4.5, un chinois 1.5 et un africain moins de 0.5.

La figure 1 illustre l'évolution de la production d'énergie primaire sur une période de 60 ans (1970 à 2030), on remarque clairement que cette production a doublé au cours de ces trois dernières décennies et qu'elle va augmenter de 50 % dans le quart de siècle à venir. [20]

D'autres sources fournissent des estimations différentes, mais quel que soit le scénario envisagé, l'épuisement des ressources non renouvelables est inéluctable.

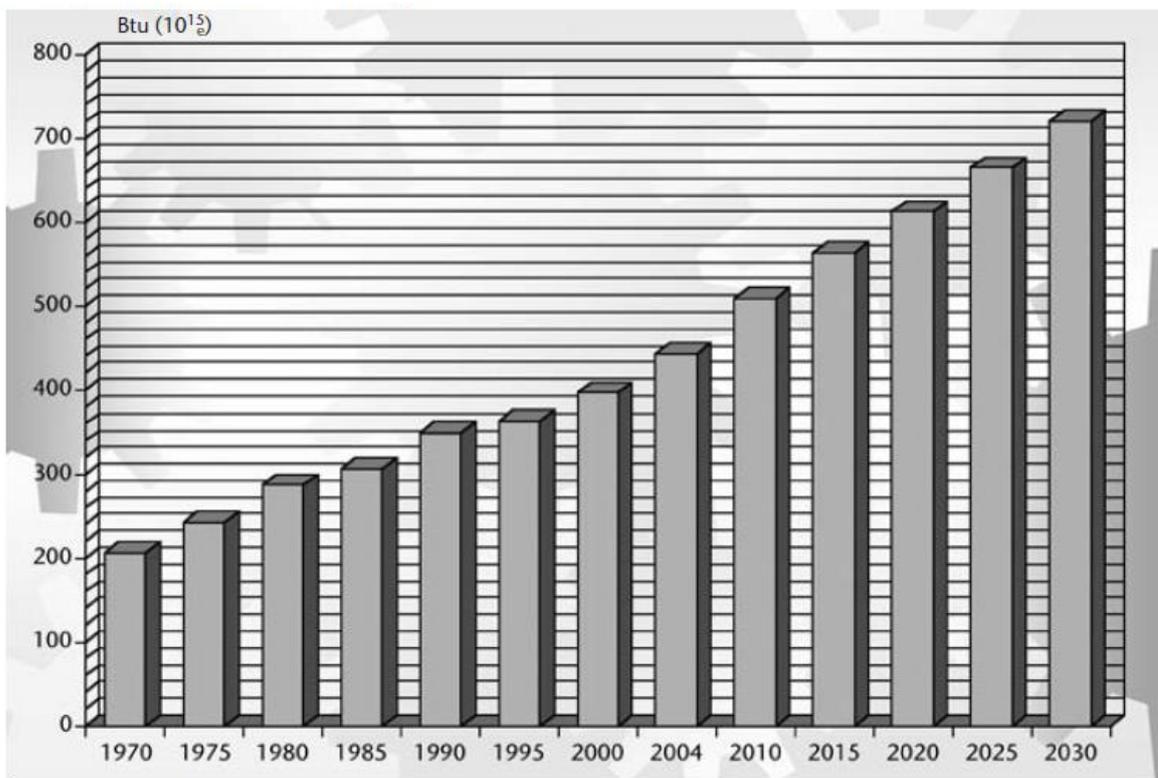


Figure 1 : Demande mondiale de l'énergie.

A titre d'exemple, Sur les 14 000 Gigawatts thermiques que l'humanité consomme, environ 35 % proviennent du pétrole, 25 % du charbon et 21% du gaz, soit 77 % de combustibles fossiles non-renouvelables, le reste se répartissant entre 5 % d'origine nucléaire, 6 % d'hydroélectrique, 10 % de la « biomasse traditionnelle » (essentiellement le bois) et 1 à 2 % d'autres énergies dites « renouvelables » telles que le solaire et les éoliennes. [20]

Introduction Générale.

Selon certaines estimations, la disponibilité des ressources représenterait 34 ans de consommation pour le pétrole, 37 ans pour le gaz, et 93 ans pour le charbon si la croissance économique et les consommations continuent de progresser au même rythme qu'au cours des 30 dernières années.

Ces disponibilités seraient de 45 ans pour le pétrole, 67 ans pour le gaz et 216 ans pour le charbon si la maîtrise des consommations se généralisent dans l'ensemble des secteurs d'activité.

Les ressources d'uranium représentent environ 50 ans d'approvisionnement si l'on considère les besoins actuels du parc électronucléaire mondial.

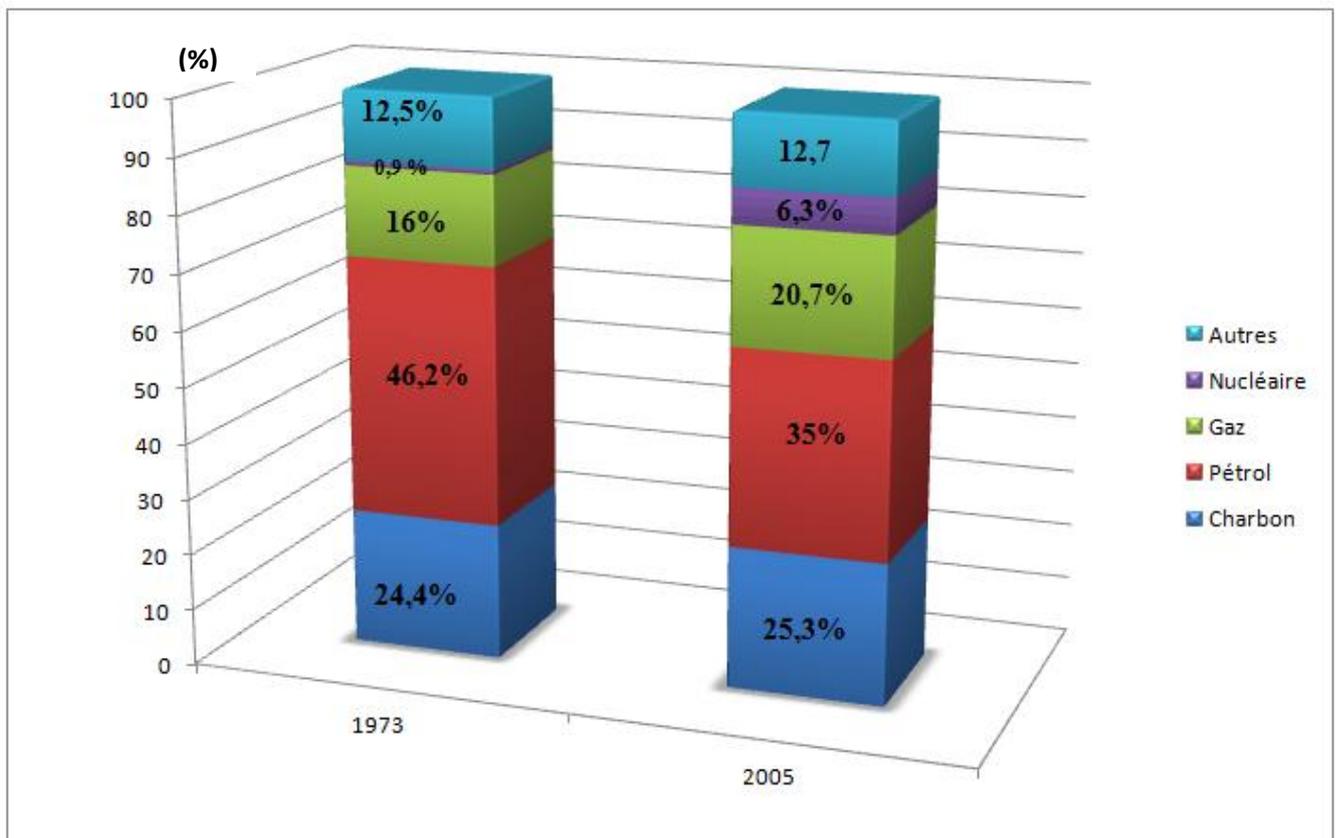


Figure 2 : Consommation d'énergie par source.

Aujourd'hui il faut tout de même tenir compte de la réalité énergétique mondiale. Les projections pour le futur sont délicates, mais il apparaît inévitable que cette consommation augmente significativement dans les décennies à venir.

Les scénarios les plus sobres et très volontaristes prévoient une consommation de 15 Gtep/an pour 2050. Un scénario qui semble aujourd'hui irréaliste, que ce soit du point de vue réserves de combustibles fossiles que de l'environnement et du climat. Cette augmentation attendue doit être assurée par de nouvelles sources d'énergie.

L'énergie électrique est l'une des formes d'énergie la plus consommée partout dans le monde. C'est l'un des facteurs le plus important pour le développement d'un pays.

Pour disposer de cette énergie qui est si importante, elle doit nécessairement être produite dans des centrales. Il existe différents types de centrales de production de l'énergie électrique, parmi lesquelles on cite :

- **Les centrales thermiques ;**
- **Les centrales nucléaires ;**
- **Les centrales solaires.**
- **Les centrales éoliennes ;**
- **Les centrales hydrauliques ...**

Que l'on peut classer en deux grandes catégories, à savoir les centrales d'énergie fossiles et les centrales d'énergie renouvelable.

Introduction Générale.

Notre travail, dans un premier temps est d'illustrer le panorama global de la production de l'énergie électrique ainsi que les centrales de production de cette énergie, dans la partie théorique nous définirons les multiples concepts, méthodes et autres pratiques utilisés à partir des énergies non renouvelables et des énergies renouvelables. Ensuite on consacrera la partie pratique au dimensionnement d'une mini-centrale hydraulique.

En raison de l'indisponibilité des données hydrauliques nécessaires pour le dimensionnement de ce type de centrale en Algérie, à savoir, les courbes des débits d'eau journaliers, les débits de restitution, hauteur de chute brute, la longueur et le diamètre de la conduite forcée ...etc.

Notre choix s'est porté sur un site étranger (la mini-centrale hydraulique du Rabuons), qui se situe en France dans le département des Alpes Maritimes, dont on dispose de toutes les données nécessaires pour le dimensionnement de ce type de centrale, les caractéristiques techniques du site sont illustrées dans la partie pratique.



Partie 1.

Les énergies non renouvelables.



Chapitre I.

Les énergies fossiles.

Introduction :

Les énergies fossiles résultent d'une accumulation d'énergie solaire captée par des êtres vivants pendant des millions d'années.

Elles regroupent trois sources d'énergie que l'on connaît bien :

- Le charbon.
- Le gaz naturel.
- Le pétrole.

Dès l'antiquité le pétrole, récupéré en surface, est utilisé pour de multiples usages : médecine, éclairage, étanchéité des bateaux au Moyen Orient. Les égyptiens l'employaient sous forme d'asphalte dans la conservation des momies et les Chinois l'utilisent pour chauffer leurs maisons, fabriquer des briques et cuire leurs aliments. Ils seront les premiers à creuser des puits de pétrole, parfois jusqu'à 1000 mètres de profondeur. Le gaz naturel est quant-à lui utilisé pour la cuisson des aliments.

C'est avec la révolution industrielle que l'utilisation de ces énergies fossiles s'intensifie. La houille, jusqu'alors utilisée pour la combustion (la machine à vapeur date de la fin du XVIIIème siècle), est distillée au XIXème siècle pour produire du coke et du gaz de houille qui brûle sans fumée et qui est alors utilisé pour l'éclairage, la cuisson ou la production d'eau chaude. Il est ensuite délaissé au profit du gaz naturel qui pollue bien moins. Le XIXème siècle voit aussi la naissance de l'industrie pétrolière, avec la ruée vers l'or noir. Le pétrole prend de l'importance avec l'avènement du moteur à explosion et devient l'égal du charbon.

I. Types d'énergie fossile :

I. 1. Le charbon :

Le charbon est un terme général qui regroupe essentiellement la houille et le lignite. Il représente 80 % des énergies fossiles disponibles. C'est l'énergie fossile la plus abondante mais aussi la mieux répartie.

I. 1. 1. Formation :

Le charbon résulte de la décomposition de débris végétaux accumulés, il y a des centaines de Millions d'années, dans des endroits marécageux, des lagunes et des deltas de fleuves. Les végétaux immergés morts se sont déposés au fond de l'eau, fond qui s'est ainsi recouvert de feuilles, de bois, de pollen, d'écorces, de spores, d'algues microscopiques... Ces dépôts minéraux ont été à leur tour recouverts d'un dépôt d'argile qui les a protégés de l'air. La fermentation a alors pu commencer. C'est cette fermentation qui donnera plus tard la houille. De tels gisements de charbon peuvent atteindre une surface de 5000 km².

I. 2. Le gaz naturel :

Le gaz naturel est un combustible fossile composé d'un mélange d'hydrocarbures et c'est la deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole.

Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant. Ce gaz n'a pas toujours été celui que l'on employait dans les foyers et l'industrie. Auparavant, on utilisait du gaz manufacturé, produit par distillation de la houille. Ce dernier fut remplacé par le gaz naturel car il était trop toxique et chargé de soufre.

I. 2. 1. Formation :

Le gaz naturel s'est formé pendant des millions d'années à partir de la décomposition des matières organiques et végétales. Il est produit dans les mêmes poches que le pétrole.

On le trouve :

- En gisement sec accompagné parfois de gouttelettes de pétrole (celui-ci a fui ailleurs ou bien il ne s'est pas formé en quantité suffisante) ;
- En gisement humide c'est à dire associé au pétrole.

Le gaz brut, extrait du sous-sol, est chargé de propane, butane, gazoline naturelle et hydrogène sulfuré. Il est épuré pour obtenir du gaz naturel (composé d'environ 90 % de méthane). Il faut aussi souvent séparer les gouttes d'hydrocarbure liquide se trouvant en suspension dans le gaz. C'est le dégazolinage.

I. 2. 2. Propriétés du gaz naturel :

Le gaz naturel est un gaz incolore, inflammable et inodore quand on l'extrait du sous-sol. Afin de pouvoir le détecter en cas de fuite, on lui ajoute une odeur caractéristique. C'est le combustible fossile le plus "propre". Sa combustion ne génère ni poussière, ni suie, ni fumée. Elle dégage du dioxyde de carbone CO₂, de la vapeur d'eau, un peu d'oxyde d'azote NO_x et très peu de dioxyde de soufre SO₂.

Pour une production d'énergie équivalente, il dégage :

- deux fois moins d'oxyde d'azote que le fioul et le charbon ;
- 30 % de moins de dioxyde de carbone que le fioul lourd (fioul non catalysé) ;
- 45 % de moins de dioxyde de carbone que le charbon

Il y a trois nouvelles utilisations du gaz naturel : la cogénération, la climatisation et le GNV.

a) La cogénération :

La cogénération est la production simultanée d'énergie mécanique et de chaleur à partir d'un combustible tel que le gaz naturel. L'énergie mécanique produite peut être utilisée pour produire de l'électricité ou pour entraîner des machines tournantes.

Dans une centrale thermique à flamme, c'est la vapeur d'eau sous pression qui produit l'électricité en entraînant des turbines. Cette vapeur d'eau doit être refroidie afin de continuer son cycle. Pour cela, on utilise généralement un circuit de refroidissement qui dissipe et donc perd la chaleur. Avec la cogénération, on utilise cette chaleur pour le chauffage urbain, par exemple. Le circuit de refroidissement est composé de longs tuyaux qui rejoignent les habitations. Il y a alors échange de chaleur entre ces tuyaux et le circuit de chauffage des habitations. Après cet échange, l'eau du circuit de refroidissement retourne à la centrale thermique où elle est à nouveau réchauffée puis repart vers les habitations et ainsi de suite.

La figure 1.1 illustre le principe de la cogénération.[6]

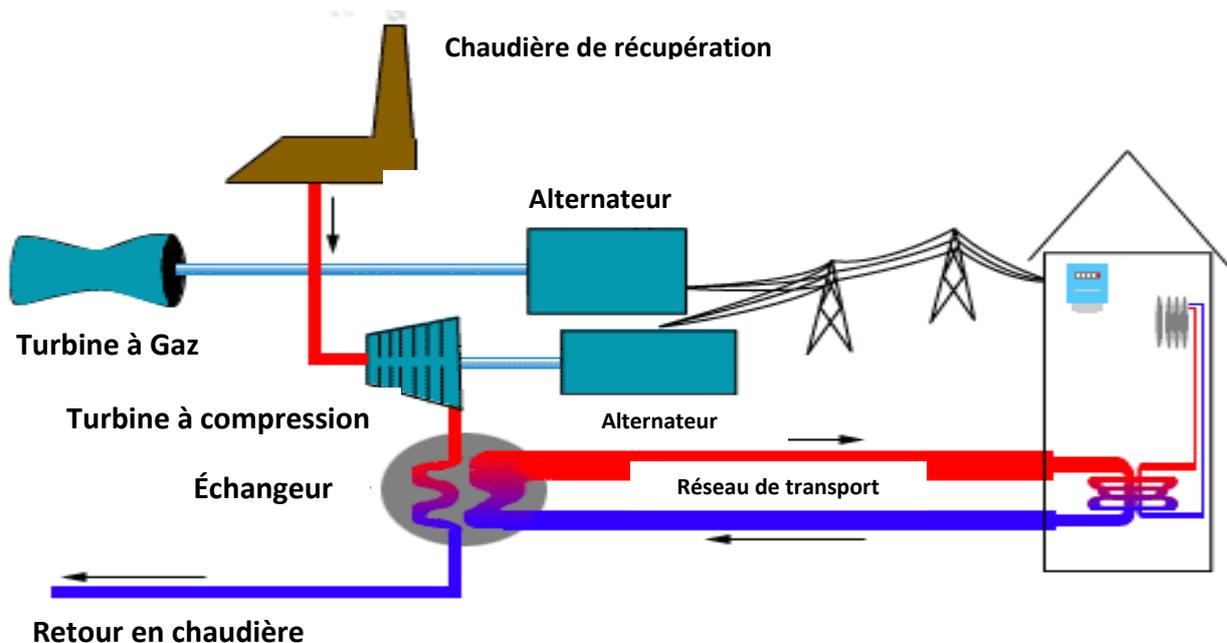


Figure 1.1 : Principe de la cogénération.

La cogénération permet d'exploiter au maximum le potentiel énergétique du combustible. Son rendement est de 80 à 90 % contre environ 45 % pour une utilisation classique. De plus, elle permet de diminuer la quantité de gaz à effet de serre par quantité d'énergie utilisée.

b) La climatisation :

La climatisation au gaz naturel équipe des bâtiments tels que les bureaux, les hôtels, les hôpitaux, les salles de spectacles... Le principe de la climatisation au gaz naturel peut paraître surprenant puisqu'on utilise une flamme pour produire du froid. En effet, on chauffe, à l'aide du gaz naturel, une solution d'eau et de bromure de lithium. L'eau se vaporise et est envoyée vers un condenseur sous l'effet de la pression (70 mbar au dessus de la pression atmosphérique). Celle régnant dans l'absorbeur est de 7 mbar au dessus de la pression atmosphérique. Par conséquent, cette différence de pression entre le générateur et l'absorbeur crée un courant d'air du générateur vers l'absorbeur qui entraîne les particules de bromure de lithium vers l'absorbeur.

La vapeur d'eau arrive au condenseur où elle redevient liquide par échange de chaleur avec un circuit de refroidissement (tour ou circuit d'eau) puis rejoint l'évaporateur en passant par une fente. Cette fente a pour effet de diminuer la pression. Ainsi l'eau atteint l'évaporateur avec une pression de 7 mbar. Dans l'évaporateur, l'eau capte la chaleur du circuit de distribution et se vaporise tandis que l'eau du circuit de distribution se refroidit. Cette vapeur d'eau est alors absorbée par les particules de bromure de lithium. Ce mélange eau-bromure de lithium est refroidi par le circuit de refroidissement et réinjectée dans le générateur. La figure 1.2 illustre l'utilisation du gaz naturel dans la climatisation.[6]

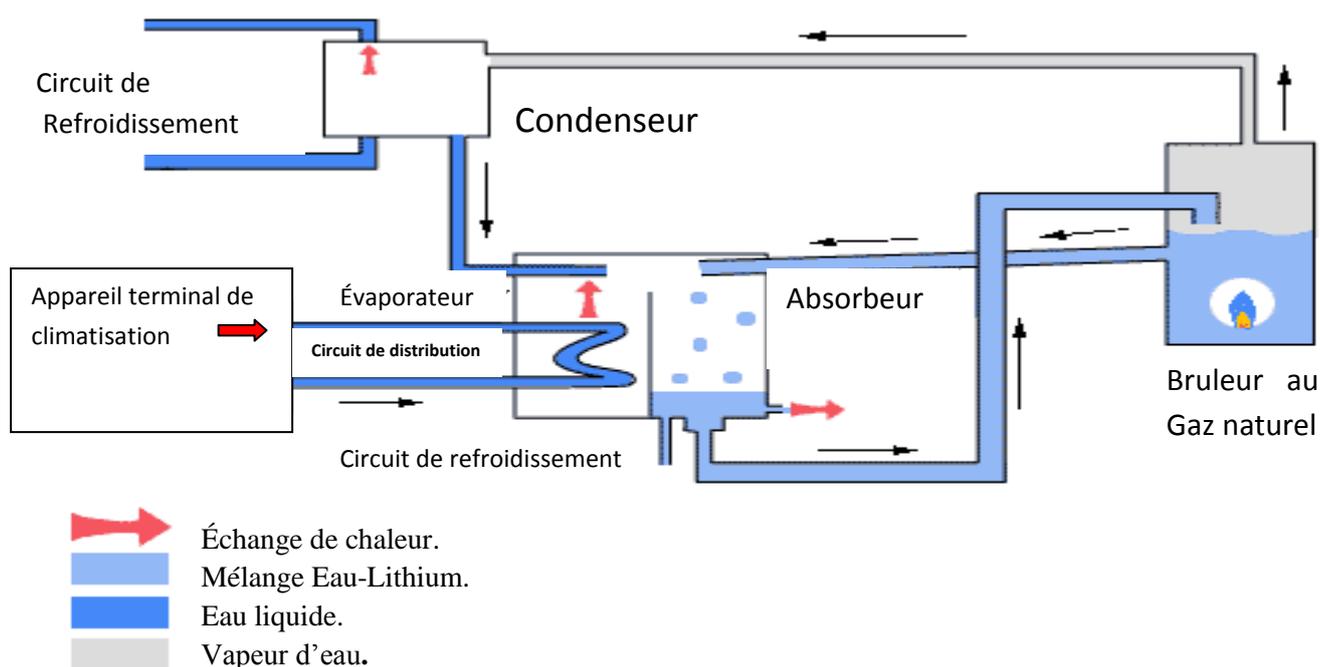


Figure 1.2 : Utilisation du gaz naturel dans la climatisation.

On peut aussi utiliser comme fluide réfrigérant un mélange ammoniac/eau. Dans ce mélange, c'est l'ammoniac qui circule dans le circuit via le condenseur et l'évaporateur et qui est récupéré dans l'absorbeur par l'eau.

c) Le GNV (gaz naturel pour véhicule) :

Le GNV est un cousin du GPL (gaz de pétrole liquéfié qui est en fait du butane). Le GNV est du gaz naturel stocké dans les véhicules sous forme gazeuse à une pression minimale de 200 bars. Cette pression élevée permet de réduire le volume occupé par le gaz donc de stocker plus de gaz dans un même volume et de faciliter l'arrivée du gaz au moteur.

Il sert de carburant au même titre que l'essence ou le gazole.

L'avantage de l'utilisation du gaz naturel comme carburant est qu'il produit moins de gaz à effet de serre; par exemple, les émissions de CO₂ sont réduites de 25 % par rapport aux véhicules à essence et de 10 % par rapport aux véhicules diesel. L'inconvénient de ce carburant est le danger lié à la forte pression de stockage du gaz.

I. 3. Le pétrole :

Le pétrole tient son nom du latin "Petra" qui signifie pierre et "oléum", huile. C'est une huile minérale naturelle très foncée et plus dense que l'eau douce.

I.3.1. Formation :

Le pétrole est le résultat d'une lente dégradation au fond des océans du plancton (sédiments organiques et minéraux). Elle a débuté il y a des dizaines voire des centaines de millions d'années. Ce plancton s'est déposé par couche, entraînant la formation de strates. Ces strates de plancton, qui sont le siège de la formation du pétrole (mais aussi du gaz naturel), sont souvent séparés par une épaisseur de dépôt argileux qui constitue alors une roche imperméable. La strate dans laquelle va avoir lieu la dégradation du plancton est appelée roche mère. La roche mère est donc en quelque sorte une éponge dans laquelle se forme, après fossilisation des sédiments, du pétrole et du gaz naturel bruts. Depuis le début de la formation de ces gisements, il y a plusieurs millions d'années, les océans se sont retirés par endroits, laissant ainsi certains d'entre eux dans des terres émergées.

En général, un gisement s'étale sur quelques mètres à plusieurs centaines de mètres en hauteur et peut atteindre plusieurs dizaines de kilomètres en longueur (c'est le cas au Moyen-Orient). Un gisement peut aussi comprendre plusieurs champs pétrolifères.

I.3.2. Raffinage :

Le pétrole brut est un mélange de milliers d'hydrocarbures et de résidus d'eau et de solides.

Le raffinage consiste à :

- Extraire l'eau et les solides du pétrole brut ;
- Séparer et traiter les hydrocarbures.

Il se fait en trois étapes : la distillation, le craquage thermique et le craquage catalytique.

1) La distillation :

C'est la première étape du raffinage. Cette étape permet de séparer le pétrole brut en "coupes d'hydrocarbures". En effet, le pétrole brut est composé de différents hydrocarbures aux propriétés assez voisines pour que l'on puisse leur donner la même utilisation (kérosène, asphalte, bitume...). Pour cela, on chauffe le pétrole brut à une température inférieure à celle de l'ébullition de l'eau et à celle de vaporisation des solides mais supérieure à celles d'évaporation des hydrocarbures.

Ainsi, l'eau salée et les solides restent en bas de la cuve de distillation tandis que les hydrocarbures se vaporisent et se séparent en différentes couches (chaque couche est caractéristique d'une température d'évaporation donc d'un hydrocarbure).

2) Le craquage thermique :

Le craquage thermique n'est pas apparu dès le début de l'exploitation du pétrole. Il fut inventé en 1925 par un français, Emile Houdry. Il consiste à chauffer sous pression et à des températures élevées les résidus lourds (hydrocarbures composés de grosses molécules du pétrole brut). Son exploitation industrielle ne commença qu'en 1936.

Le but de cette étape est de fournir plus de carburant à partir du pétrole. En effet, l'industrie automobile crée rapidement des besoins et il faut trouver des sources d'approvisionnement au plus vite. Avec ce procédé de craquage thermique, on peut transformer certains résidus lourds de la distillation en produits plus légers comme l'essence ou le gazole.

3) Le craquage catalytique :

Le craquage catalytique fut inventé en 1949. Il s'effectue à haute température (500°C) et à l'aide d'un catalyseur (substance qui déclenche la réaction par sa présence). Il consiste également à "casser" en petites molécules les produits lourds afin d'obtenir des produits légers tels que :

- Des gaz (le butène par exemple) ;
- De l'essence ;
- Du gazole.

Grâce à ce craquage, on améliore la qualité de l'essence et on obtient des caractéristiques supérieures (carburant pour moteurs anti détonation et produits chimiques particuliers). Des opérations similaires (alkylation, isomérisation, reformation catalytique) conduisent à la fabrication des matières premières de la pétrochimie : alcools, détergents, caoutchouc synthétique, glycérides, engrais, solvants, nylon, plastiques, paraffines, peintures, polyesters, styrène, polystyrène, teintures, matériaux isolants, explosifs, additifs alimentaires, substrats

La figure 1.3 illustre les différentes étapes de transformation du pétrole brut.[6]

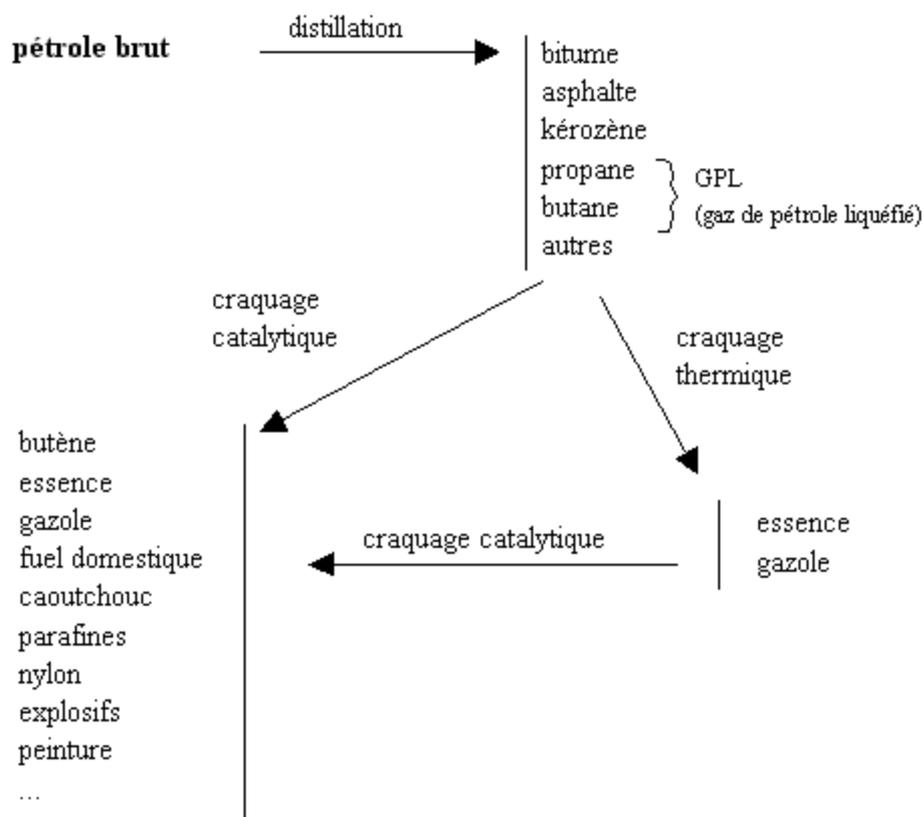


Figure 1.3 : Étapes de transformation du pétrole brut.

Conclusion :

L'utilisation des énergies fossiles s'accompagne donc de rejets importants de dioxyde de carbone dans l'atmosphère. Ce gaz à effet de serre participe au réchauffement climatique de la planète. Ces énergies étant en voie de disparition, il est capital pour l'homme de se tourner vers les énergies dites renouvelables qui sont bien plus propres pour notre planète.



Chapitre II.
L'énergie nucléaire.

Introduction :

Le nucléaire est un domaine assez vaste recouvrant plusieurs sujets, allant de la radioactivité à la propulsion des sous-marins.

La recherche sur la radioactivité est à l'origine de la découverte de l'énergie nucléaire. La première étape de cette recherche est franchie en 1895 lorsque le professeur prussien Wilhelm Roentgen conçoit l'existence de rayons capables d'impressionner des images sur des plaques noires (grâce à des radiations) et capables de faire voir le squelette humain à travers ces plaques : les rayons X. En 1896, Henri Becquerel poursuit ses recherches et démontre que l'uranium est la matière qui est à l'origine de ces rayons radioactifs.

Entre 1898 et 1906, Pierre et Marie Curie ont fait des recherches, qui ont conduits à la découverte d'autres substances ou matières radioactives : le polonium, le thorium et le radium, ce qui leur rapporte un prix Nobel de physique en 1903.

Par la suite, de 1914 à 1933, des études faites par différents scientifiques (dont Rutherford, Villard, Bohr, Soddy et Fermi) mènent à des progrès dans le domaine de l'infiniment petit. Chadwick découvre l'existence du neutron (particule composant l'atome), essentielle plus tard dans le domaine du nucléaire.

En 1934, Irène et Frédéric Joliot-Curie observent l'existence de la radioactivité artificielle qui permet de générer des rayons radioactifs plus facilement, Rutherford avait en effet démontré l'existence de la radioactivité à l'état naturel (dans notre corps par exemple), et donc la création d'un élément radioactif, n'existant pas à l'état naturel, est ce que l'on appelle la radioactivité artificielle.

II. Types d'énergie nucléaire :

Il existe deux principaux moyens de produire de l'énergie nucléaire : la fission et la fusion.

II. 1. La fission nucléaire :

La fission est découverte en 1938, par Hahn et Strassmann, deux physiciens allemands, qui montrent que le noyau de l'atome d'uranium peut être cassé sous l'impact d'un neutron.

Le noyau de certains atomes peut se briser en deux sous l'effet d'une collision avec un projectile approprié, Dans ce cas, le neutron.

En effet, grâce a sa neutralité électrique, le neutron peu s'approcher du noyau électriquement positif, sans être repoussé par des forces électriques. Le neutron peut alors pénétrer ce noyau et le briser en plusieurs morceaux. Il s'agit plus d'une cassure interne déclenchée par l'arrivée de ce neutron supplémentaire qu'une explosion du noyau. C'est un bouleversement de la structure interne du noyau provoqué par ce neutron supplémentaire,

sous l'action de la force nucléaire. Le scindement du noyau est appelée réaction de fission. Seul les atomes dit fissible on la possibilité de se fragmenter de la sorte au contact d'un neutron. Les plus connus d'entre eux sont l'uranium 235 et le plutonium 239. Les éléments produits par cette fission sont radioactifs.

II. 1.1.L'énergie libérée par la fission :

La réaction de fission d'un noyau provoque un important dégagement d'énergie. Les produits de fission consomment une grande partie de cette énergie par énergie cinétique : ils sont éjectés avec une grande vitesse (8 000 km/s). Ils s'entrechoquent avec les atomes voisins en perdant de la sorte leur vitesse et donc leur énergie en échauffant la matière environnante et s'arrêtent dans la masse d'uranium. Leur énergie de départ se trouve finalement transformée en chaleur ce que provoque un échauffement local de l'uranium. Le principe d'un réacteur nucléaire est de récupérer cette chaleur et de la transformer en électricité.

Lors de la fission, l'atome se sépare en deux et il en résulte une perte de masse ainsi que la libération d'une grande quantité d'énergie suivant la formule d'EINSTEIN : $E = m \cdot C^2$.

Avec :

- E : l'énergie libérée en joules.
- m : la diminution de la masse.
- C : la vitesse de la lumière ($3 \cdot 10^8$ m/s).

La quantité d'énergie libérée est énorme car la diminution d'1gramme du combustible nous donne une énergie de $9 \cdot 10^{13}$ joules, soit 1 équivalent énergétique d'environ 3000 tonnes de charbon.

II. 1.2.La réaction en chaîne :

La fission est une réaction très violente qui s'accompagne d'un autre phénomène important qui est l'injection à haute vitesse de deux ou trois neutrons.

Ces neutrons à leur tour peuvent entrer en collision avec d'autres noyaux voisins de sorte qu'il se produise une réaction en chaîne pouvant provoquer un énorme dégagement d'énergie.

En présence de plusieurs noyaux d'uranium les deux ou trois neutrons libérés dans la réaction peuvent donner lieu a deux ou trois nouvelles fission d'uranium, il s'ensuit une réaction en chaîne ou le nombre de fission augmente rapidement en fonction du temps .c'est le principe de la réaction en chaîne non contrôlée.la figure 1.4 illustre la réaction en chaîne non contrôlée.[3]

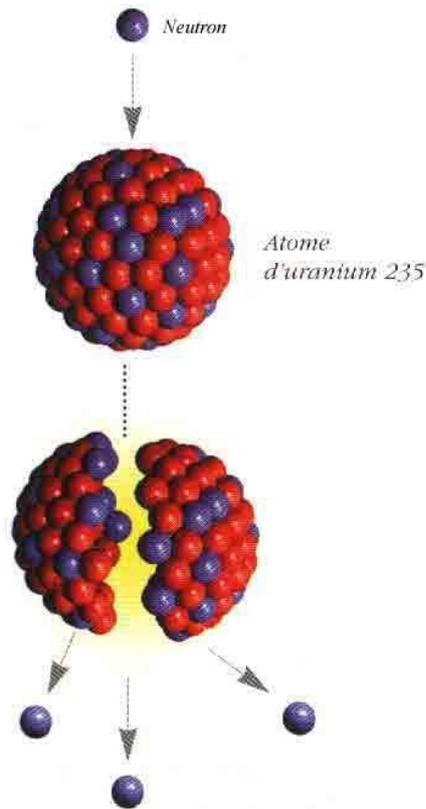


Figure 1.4 : Réaction en chaîne non contrôlée.

Dans un réacteur nucléaire, afin de limiter la quantité d'énergie thermique produite, la réaction en chaîne est contrôlée à l'aide de barres qui capturent les neutrons présents dans le cœur pour maintenir un rythme de fissions constant. Il ne faut qu'un seul neutron, sur les deux ou trois produits par la fission pour provoquer une nouvelle fission, les autres étant capturés. La quantité de chaleur libérée par seconde dans le cœur du réacteur est ainsi parfaitement contrôlée. la figure 1.5 illustre le principe de la réaction en chaîne contrôlée. [3]

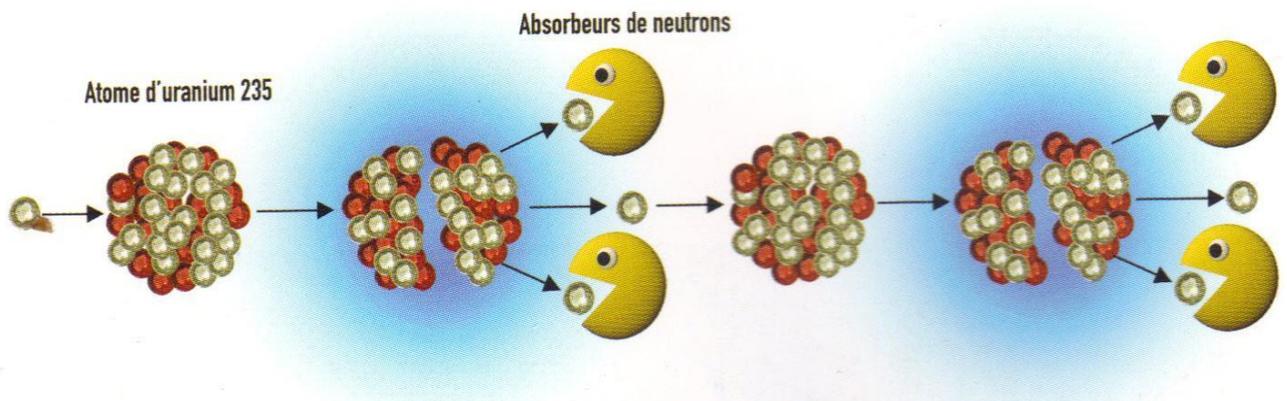


Figure 1.5 : Réaction en chaîne contrôlée.

II. 2. La fusion nucléaire :

La fusion nucléaire est, l'un des deux principaux types de réactions nucléaires avec la fission. Il ne faut pas la confondre avec la fusion du cœur d'un réacteur nucléaire qui est un accident nucléaire particulièrement redoutable.

Lors de la fusion nucléaire deux noyaux atomiques s'assemblent pour former un nouveau noyau plus lourd. Cette fusion produit d'énormes quantités d'énergie provenant de l'attraction entre les nucléons due à l'interaction forte.

Cette réaction est naturellement présente dans les étoiles de notre univers dont notre Soleil.

L'intérêt de la fusion nucléaire est qu'elle permet de produire bien plus d'énergie que la fission nucléaire. De plus, le principal élément nécessaire à cette fusion, le deutérium, est présent dans les océans dans des quantités suffisamment importantes pour alimenter la planète entière pendant plusieurs millénaires. De plus les produits de la réaction de fusion, principalement de l'hélium 4, ne sont pas radioactifs.

Mis à part la bombe H, aucune application effective de la fusion à la production d'énergie n'a encore vu le jour, en dépit des nombreux travaux de recherche réalisés dans le monde entier depuis 50 ans. La figure 1.6 illustre le principe de la fusion nucléaire.[3]

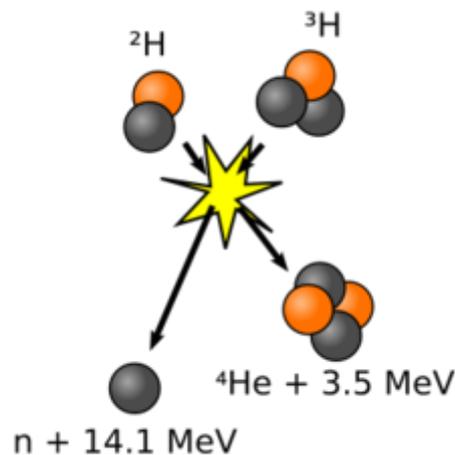


Figure 1.6 : Principe de la fusion nucléaire

Conclusion

L'énergie nucléaire présente un avantage majeur qui est lié à l'énergie dégagée par masse de combustible par rapport aux énergies fossiles cependant cette énergie peut s'avérer dangereuse pour l'homme ainsi que pour l'environnement en cas de perte de contrôle sur les réactions nucléaires, l'exemple le plus éloquent est l'explosion de la centrale nucléaire de Tchernobyl qui a causé d'énormes pertes humaines et matérielles en plus de l'irradiation de toute la zone entourant la centrale nucléaire.



Chapitre III.

Les centrales thermiques à flammes.

Introduction :

Les centrales thermiques à flamme sont aussi appelées centrales thermiques classiques. Elles utilisent comme combustible le fioul, le gaz naturel et le charbon. Elles représentent, en Europe, 40 % de l'équipement et fournissent actuellement le complément nécessaire pour ajuster la production à la consommation. Elles servent également en cas de vagues de froid ou en cas de demande inattendue de consommation. En cas d'urgence, douze minutes suffisent pour commencer à produire de l'électricité pour les plus performantes. Il existe aussi d'autres type de centrales qu'on appelle : les centrales a cycle combiné gaz.

Les centrales à cycle combiné gaz sont un type de centrale relativement efficaces fonctionnant grâce à la combustion de gaz naturel. Les centrales à cycle combiné gaz turbine sont en fort développement, notamment en Europe, et prennent une part croissante du mix énergétique.

L'expression cycle combiné (CC), déclinée en (CCPP pour combined cycle power plant), ou CCGT (combined cycle gas turbine) caractérise un mode combiné de production d'énergie ou une centrale utilisant plus d'un cycle thermodynamique.

III. Centrales thermiques :

III. 1. Les centrales thermiques à flamme (fioul, gaz naturel, Charbon) :

III.1.1.Fonctionnement

Les centrales thermiques classiques produisent de l'électricité en entraînant des turbines à l'aide de vapeur d'eau sous pression. Tout d'abord, un combustible est brûlé dans les brûleurs de la chaudière. La température au niveau de ces brûleurs est de 1500°C environ. Cette combustion produit de la chaleur qui a pour conséquence :

- D'augmenter la pression à 170 bars environ (pression régnant dans la chaudière) ;
- De vaporiser l'eau circulant dans le circuit autour de 560°C (du fait de la pression élevée, la température d'ébullition de l'eau n'est plus à 100°C mais autour de 560°C).

Cette vapeur entraîne alors successivement trois turbines qui entraînent à leur tour un alternateur. C'est cet alternateur qui produit l'électricité. Du fait de ce passage dans les turbines, la pression de la vapeur d'eau a diminué jusqu'à 50 mbar environ.

La vapeur passe ensuite dans un condenseur où elle est refroidie pour redevenir liquide. Le condenseur est un circuit d'eau très souvent reliée à une tour de refroidissement. La vapeur d'eau échange de sa chaleur avec l'eau du circuit de refroidissement et redevient liquide tandis que l'eau du circuit de refroidissement passe dans la tour de refroidissement où elle est refroidie par des courants d'air ascendant puis repart vers le condenseur. On peut aussi utiliser ce circuit de refroidissement pour faire de la cogénération.

Il y a donc deux circuits fermés : le circuit de refroidissement et le circuit de circulation qui actionne les turbines. La figure 1.7 nous montre le fonctionnement d'une centrale thermique à flammes.[6]

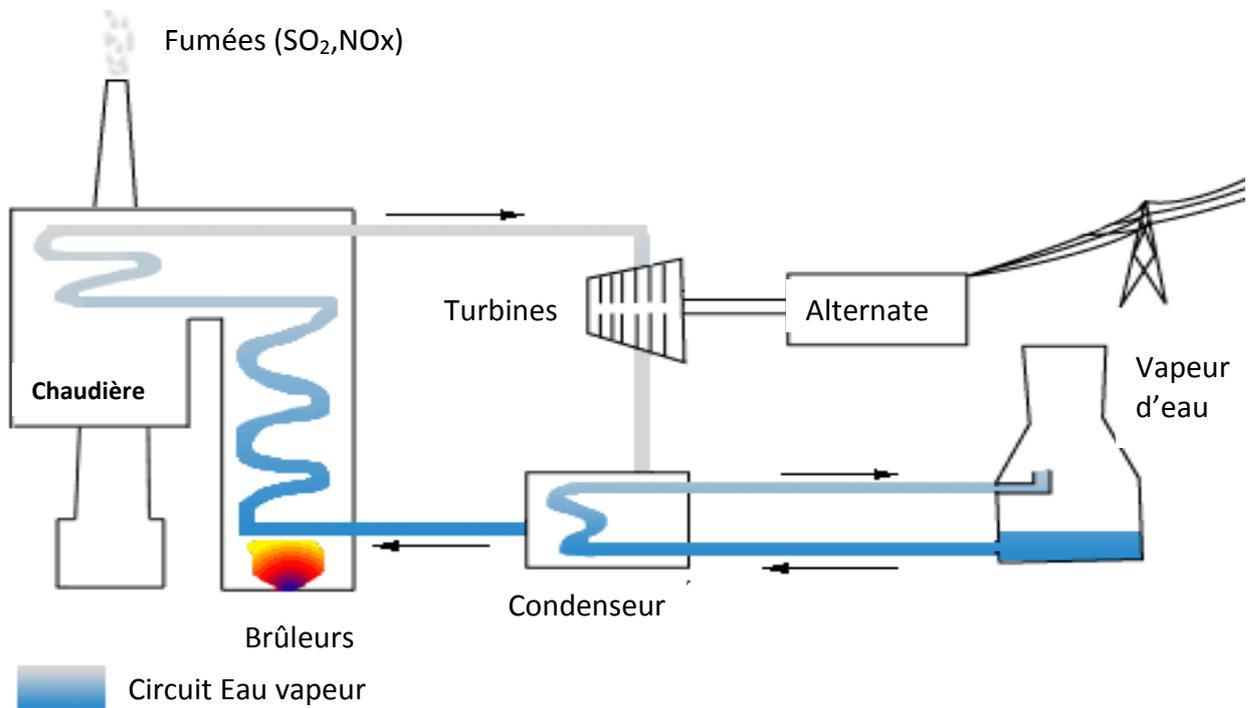


Figure 1.7 : Fonctionnement d'une centrale thermique a flammes.

III.1.2. Les combustibles :

Il existe trois types de combustible :

- Solide : le charbon ;
- Liquide : le fioul ;
- Gazeux : gaz naturel ou gaz des hauts fourneaux (gaz qui sort par l'ouverture supérieure des hauts fourneaux au cours de la fusion de la fonte).

Chaque chaudière ne peut en utiliser qu'un seul car chaque combustible exige un brûleur particulier.

Dans les chaudières utilisant le charbon, il faut d'abord transformer celui-ci en fines particules dans un broyeur, puis mélanger ces particules à de l'air réchauffé avant d'introduire le tout sous pression dans le brûleur.

Pour le fioul, il faut le liquéfier en le chauffant avant de l'injecter dans les brûleurs car il est trop visqueux pour être utilisé tel quel. Quant au gaz, aucun traitement n'est nécessaire. Il est directement envoyé dans les brûleurs. Jusqu'en 1979, le fioul était le principal combustible

utilisé dans les centrales thermiques à flamme mais les deux chocs pétroliers lui ont valu sa destitution au profit du charbon.

III.1.3. Les fumées émises :

La combustion dans la chaudière à charbon produit des cendres. Elles sont récupérées à plus de 99 % dans des dépoussiéreurs électrostatiques et sont utilisées dans la fabrication des ciments et des revêtements routiers ou encore dans les bétons pour les améliorer.

III.1.4. Les gaz émis :

La combustion dans la chaudière produit des gaz qui sont rejetés dans l'atmosphère. Parmi ces gaz, on trouve de la vapeur d'eau, du dioxyde de carbone CO₂, du dioxyde de soufre SO₂, des oxydes d'azote NO_x. Le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote étant nocifs et entre autre responsables des pluies acides, ils sont retraités afin de réduire leur émission.

III.1.5. Réduction des émissions de dioxyde de soufre :

Les centrales thermiques disposent de trois techniques pour réduire les émissions de dioxyde de soufre dans l'atmosphère.

La première méthode, dont le rendement est de 90 %, consiste à laver les gaz par désulfuration. Avant d'atteindre la cheminée, les fumées sont refroidies puis lavées dans un brouillard d'eau saturée en calcaire qui forme, par réaction, du gypse, communément appelé pierre à plâtre (le gypse est d'ailleurs revendu aux industries plâtrière). Les gaz ainsi lavés sont alors réchauffés et renvoyés à la cheminée. Ils ne contiennent plus que 10 % du dioxyde de soufre initial.

La seconde méthode, dont le rendement est de 50 %, consiste à injecter du calcaire ou de la chaux dans le foyer de la chaudière. Le soufre réagit pour former du sulfate de calcium qui est capturé par les dépoussiéreurs électrostatiques avec les cendres volantes.

La troisième méthode concerne uniquement les centrales fonctionnant au fioul. Elle consiste à diminuer la teneur en soufre du fioul.

En général, le fioul contient 3 % de soufre. Après traitement, il en contient moins de 1 %, les rejets de dioxyde de soufre sont donc divisés par trois par rapport à un fioul non traité.

III.1.6. Réduction des émissions d'oxydes d'azote :

Pour réduire les émissions des oxydes d'azote, on peut effectuer :

- Une dénitrification primaire ;
- Ou bien une dénitrification avale.

Lors d'une dénitrification primaire, on étage la combustion et on réduit la température de flamme. Au départ, on abaisse la température de flamme en réduisant la quantité d'air amenée aux brûleurs et, uniquement pour les chaudières fonctionnant au fioul, en réduisant la taille des gouttelettes de combustible par mélange à des gouttelettes d'eau. Ainsi, on retarde la combustion. Pour achever et étager la combustion, on réinjecte de l'air chaud plus haut dans la flamme.

La dénitrification avale est une dénitrification qui a lieu en aval de la chambre de combustion. Elle a pour rôle de décomposer les oxydes d'azote NO_x en azote N et en oxygène O.

III.1.7. Le rendement :

Au début du XX^e siècle, le rendement des centrales thermiques à flamme était de 13 %.

Après la seconde guerre mondiale, il atteint 38 %. Cette progression continue et à la fin des années 80, il est de 45 %.

Le recours au thermique devrait probablement augmenter dans les années à venir puisque le coût du charbon tend à diminuer, le rendement tend à augmenter et les émissions de fumées sont constamment réduites.

III.2. les centrales thermiques à cycle combiné :

III.2.1. fonctionnement :

Une centrale à cycle combiné associe plusieurs cycles thermodynamiques dans un effort d'amélioration du rendement énergétique de la centrale considérée. Les centrales à cycle combiné gaz turbine (Combined Cycle Gas Turbine CCGT) associent ainsi une turbine à gaz et une turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

L'idée qui a conduit à l'innovation des centrales à cycle combiné gaz turbine était d'observer que les gaz à la sortie de la turbine à gaz étaient encore suffisamment chaud (500°C environ) pour pouvoir transmettre leur chaleur à un circuit indépendant. Un échangeur de chaleur permet ainsi de récupérer la chaleur de ces gaz dans un circuit faisant tourner une turbine à vapeur. La chaleur issue de la combustion du gaz est donc utilisée au maximum afin d'augmenter le rendement énergétique.

Le moteur thermique transforme une partie de l'énergie fournie par le combustible en travail moteur pouvant ensuite être converti en électricité au moyen d'un générateur.

Cette fraction (généralement moins de 50 %), dépend du cycle thermodynamique choisi ainsi que des températures supérieure et inférieure atteintes par le cycle. En combinant deux cycles, voire plus, tel que le cycle de Baryton et de Rankine, on peut augmenter l'efficacité énergétique du système. Les plus récentes centrales à cycle combiné au

gaz atteignent ainsi des rendements sur PCI (Pouvoir calorifique inférieur) de plus de 60 %, contre 37 % pour les centrales à gaz classiques.

Différentes configurations de centrale sont possibles : on peut par exemple soit avoir une turbine à gaz, une turbine à vapeur et un alternateur sur la même ligne d'arbre, soit avoir une turbine à gaz avec son alternateur et une turbine à vapeur avec son alternateur, soit deux turbines à gaz avec chacune son alternateur et une turbine à vapeur avec son alternateur. De façon approximative, la turbine à vapeur a une puissance égale à 50 % de celle de la turbine à gaz à laquelle elle est associée.

La configuration "multi-shaft" a l'avantage de permettre le démarrage et la montée en puissance rapides des turbines à gaz, la turbine à vapeur ayant généralement des temps de démarrage et de montée en puissance plus grands. La configuration "single-shaft" diminue le nombre de machines, donc l'encombrement, mais démarre plus lentement.

III.2.2. La différence entre une centrale à gaz à cycle combiné et une centrale classique :

a) Les centrales thermiques classiques :

Une turbine à combustion utilise le pouvoir calorifique de ressources fossiles pour transformer de la chaleur en électricité au moyen d'un turbo-alternateur. Le combustible, mélangé à de l'air sous pression est brûlé dans la chambre de combustion, provoquant ainsi une brusque augmentation de la température et de la pression des gaz brûlés. Ces gaz se détendent ensuite dans les aubes d'une turbine, en rotation autour du même arbre que l'alternateur, qui va générer de l'électricité. En sortie de turbine, les gaz encore chauds sont évacués dans l'atmosphère.[8]

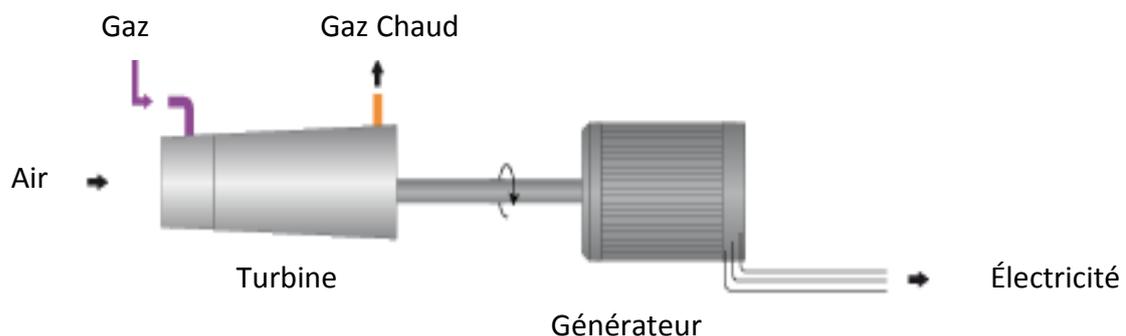


Figure 1.8 : Fonctionnement d'une centrale thermique classique.

b) Les centrales à cycle combiné :

Elles permettent de mettre à profit l'énergie résiduelle des gaz chauds qui vont céder leur chaleur dans un échangeur pour faire bouillir le fluide d'un second cycle thermodynamique. La vapeur ainsi obtenue entrainera à son tour une deuxième turbine génératrice d'électricité. la figure 1.9 illustre le fonctionnement d'une centrale à gaz à cycle combiné.[8]

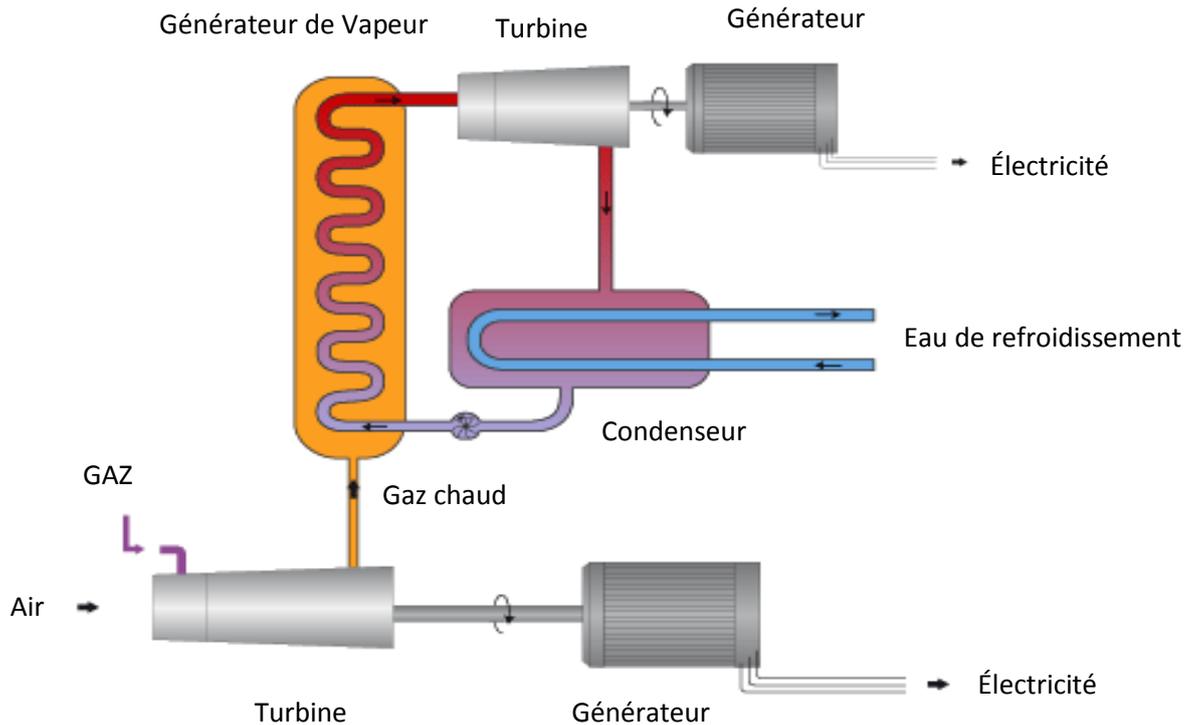


Figure 1.9 : Fonctionnement d'une centrale à gaz à cycle combiné.

L'intérêt de ces centrales, est ainsi double : le rendement est fortement amélioré (jusqu'à 70% contre 37% pour une turbine à gaz seule) et les émissions polluantes s'en trouvent fortement réduites (jusqu'à 50% d'émissions polluantes en moins pour la même quantité d'électricité fournie).

III.2.3. Cycles combinés gaz et environnement

Les CCGT permettent de réduire de 50 % les émissions de CO₂, de diviser par trois les oxydes d'azote (NO_x) et de supprimer les rejets d'oxydes de soufre (SO₂) par rapport aux moyens de production thermique à flamme « classiques ». En outre, lorsque la combustion utilise du gaz naturel, cela ne produit ni particules de poussière ni odeurs ; mais, malgré leur nom, la plupart des turbines dites "à gaz" peuvent brûler divers combustibles liquides, et c'est

la teneur en soufre du combustible utilisé qui provoque la présence d'oxydes de soufre à l'échappement. L'utilisation du gaz naturel comme carburant dans les CCGT présente donc des avantages notables en termes de pollution atmosphérique. Concernant le processus de refroidissement, la technologie du refroidissement du circuit par air de la partie turbine à vapeur, si elle est choisie, permet de limiter les consommations d'eau de manière significative par rapport aux centrales du même type utilisant le refroidissement par eau.

III.2.4. Avantages et inconvénients des centrales à cycle combiné gaz turbine

Les centrales à cycle combiné gaz turbine ont l'avantage de présenter des coûts d'investissement faibles, en comparaison, par exemple, de l'énergie nucléaire. Les centrales à cycle combiné gaz turbine sont également très flexibles, et peuvent être démarrées et arrêtées en quelques dizaines de minutes seulement.

Enfin, l'efficacité énergétique des centrales à cycle combiné gaz turbine et l'utilisation du gaz en combustible en fait une source de production d'électricité relativement peu carbonée en comparaison des centrales électriques au charbon et au fioul.

En revanche, les centrales à cycle combiné gaz turbine présentent l'inconvénient majeur de voir leurs coûts d'exploitation dépendre très fortement des prix du gaz, indexés sur les cours du pétrole. Les exploitants des centrales électriques au gaz n'ont ainsi pas de visibilité sur leurs coûts d'exploitation, à moins qu'ils n'aient signé un contrat d'approvisionnement de long terme. Enfin, les centrales à cycle combiné gaz turbine, malgré leur efficacité énergétique, sont tout de même émettrices de CO₂, au contraire des centrales nucléaires.

III.2.5. L'introduction du cycle combiné dans le parc de production d'électricité en Algérie : [10]

En Algérie, l'énergie électrique est produite, principalement, à partir de gaz naturel. La part de la puissance installée de l'ensemble des centrales utilisant cette énergie primaire dépasse les 96%, le reste des énergies employées se répartit entre le gasoil dans les centrales Diesel et l'eau dans les centrales hydroélectriques. Le gaz est utilisé dans des centrales thermiques à vapeur, à gaz, ainsi que dans les centrales à gaz et à vapeur appelées centrales à cycle combiné. la figure 1.10 illustre avec précision l'installation du cycle combiné dans la centrale thermique.

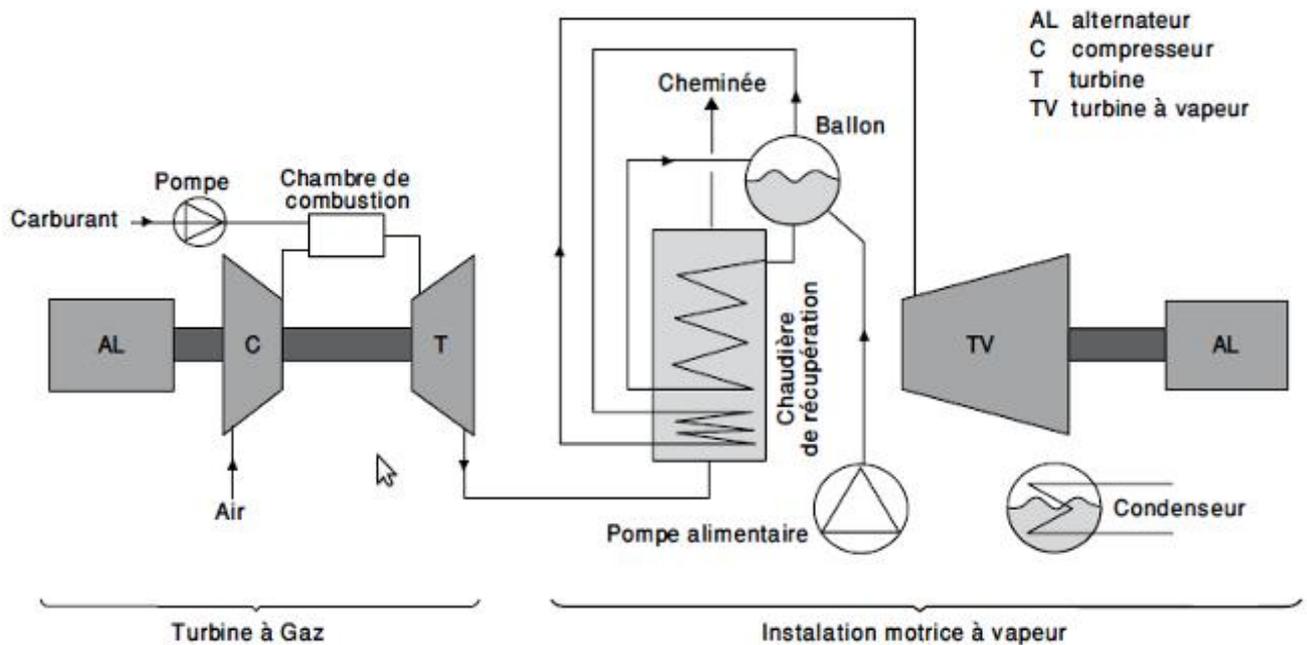


Figure 1.10 : Installation du cycle combiné dans la centrale thermique.

En Algérie, le parc de production dispose actuellement de deux centrales de type cycle combiné en exploitation. L'introduction de ces centrales dans un parc constitué quasi-exclusivement de turbines à vapeur et de turbines à gaz a, indéniablement, contribué à réduire les quantités de gaz dédiées à la production de l'électricité. La consommation spécifique globale de gaz est ainsi passée de 2,98 th/kWh en 2005 à 2,70 th/kWh en 2009 après l'entrée en service de ces deux centrales. Cette amélioration s'est traduite par une économie d'un volume d'environ 1,4 milliards de m³ de gaz en 2009.

La première centrale localisée à Skikda, appartenant à Sharik et Kahraba Skikda (SKS), développe une puissance de 825 MW. Elle est de type multi-shaft. Les turbines à gaz sont entrées en service à la fin de l'année 2005. La mise en service des tranches de production est intervenue au courant de l'été 2006. Le couplage des turbines à gaz, plusieurs mois avant les turbines à vapeur, a permis de disposer d'une capacité de production supplémentaire de l'ordre de 500 MW. Cet apport en puissance, survenu durant une période qui a enregistré d'importants déficits (hiver 2005-2006), a largement contribué à soulager les contraintes du système électrique.

La seconde installation située à l'ouest de Cherchell, appartenant à Sharik et Kahraba Hadjret Ennousse (SKH), est de type single shaft. Elle a commencé à produire de l'électricité durant l'hiver 2008-2009. Elle est constituée de trois tranches développant une puissance totale de 1200 MW.

Au regard de la première expérience algérienne en cycle combiné, la gestion du réseau électrique aurait été soulagée si les unités de production de la centrale de SKH étaient de type multi-shaft. L'entrée en service des turbines à gaz aurait grandement participé à la gestion de l'équilibre production-consommation, notamment durant l'été 2008 qui a connu un manque

important et quasi-continu en capacité de production ainsi que des perturbations dans l'alimentation d'une ampleur exceptionnelle. L'apport de puissance de l'ordre de 260 MW suite au couplage d'une turbine à gaz (et à plus forte raison 2 ou les 3 turbines à gaz) aurait atténué et même évité, dans certains cas, le recours aux mesures prises durant cette période : importation de puissance des réseaux voisins, limitation de la consommation des clients raccordés au réseau de transport de l'électricité et délestage de charge.

Deux centrales de type single shaft ont été construites en 2011 : la première, située à Terga dans la wilaya de Aïn-Témouchent et dont la mise en service était prévue pour la fin 2011, la deuxième à Koudiet-Eddraouch dans la wilaya d'El-Tarf et dont la mise en exploitation était attendue pour l'année 2012.

Une autre centrale (SPP1), située à Hassi-R'mel et développant environ 134 MW, est entrée en phase d'essai à la fin de l'année 2010. C'est une installation hybride CSP/ Gaz dont la partie cycle combiné est de type multi-shaft.

Si la part des cycles combinés dans la puissance électrique installée globale est restée, jusqu'à aujourd'hui assez modeste en Algérie, son intégration s'inscrit résolument dans une logique de développement, avec notamment des perspectives de conversion d'une partie des centrales à turbines gaz existantes en cycles combinés.

Les principales centrales, localisées dans les sites arides, qui peuvent présenter un intérêt pour la transformation en cycle combiné et dont les paliers de puissance se situent entre 100 et 250 MW totalisent une puissance de l'ordre de 2000 MW.

Différentes options techniques peuvent être étudiées pour réaliser la transformation de ces centrales en cycle combiné, le choix d'une option par rapport à une autre dépend des contraintes du site d'implantation, des critères économiques liés au nombre d'équipements à ajouter, des travaux de génie civil à réaliser, des modes d'exploitation ainsi que de l'échelonnement souhaité pour les mises en service des groupes.

Conclusion :

Les centrales thermique à flammes occupent la plus grande part du parc énergétique mondial, de part leurs capacité de production électrique et d'autre part la disponibilité des combustibles fossiles, ainsi que les couts d'investissement qui restent compétitifs par rapport aux autres centrales.

Cependant, le souci majeur étant la préservation de l'environnement à inciter les investisseurs à trouver une alternative de tel sorte à trouver un compromis quant à l'exploitation combinée de l'énergie fossile avec d'autres technique de production (ex : cycle combiné Gaz-Vapeur) ce qui rend le rendement de ces centrales meilleurs tout en économisant du combustible et par conséquent la réduction des émissions à effet de serre.

Chapitre IV.
Les centrales nucléaires.

Introduction :

L'énergie nucléaire est principalement utilisée pour produire de l'électricité, cependant on la retrouve également comme moyen de propulsion dans l'industrie navale.

Des nos jours, l'énergie nucléaire est une source d'énergie importante dans le monde, et plus particulièrement en France, qui est le pays comptant le plus de centrales nucléaires par habitant, (1 réacteur pour 1 084 483 habitants). De ce fait, l'énergie nucléaire semble être un avantage pour la France, mais on est en droit de se demander si l'utilisation massive de cette énergie ne pose pas problème. Ainsi, alors que certains encensent le nucléaires, d'autres pensent que « Le réacteur nucléaire est la machine la plus complexe, la plus dangereuse et la plus chère que l'homme ait inventée pour faire bouillir de l'eau ».

IV. Centrales nucléaires :

IV.1. Fonctionnement :

Le fonctionnement d'une centrale nucléaire est identique à celui d'une centrale thermique classique, sauf que la chaudière qui brûle du combustible fossile est remplacée par un réacteur qui contient le combustible nucléaire dit fissile, la figure 1.11 nous donne un aperçu sur l'aspect global d'une centrale nucléaire.[3]

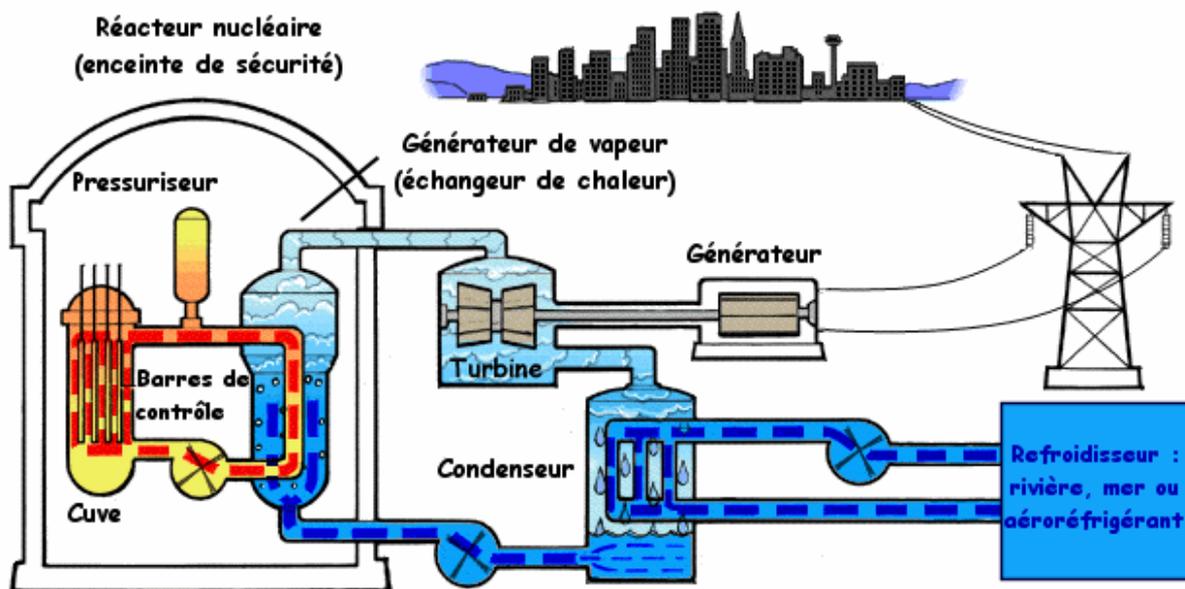


Figure 1.11 : Centrale nucléaire.

Les éléments qui constituent la centrale nucléaire sont :

IV.1.1. Le combustible :

Le combustible d'une centrale nucléaire est constitué d'atomes fissiles à partir desquels on va pouvoir produire de l'électricité. Les principaux atomes fissiles sont l'uranium 235, l'uranium 233, le plutonium 239 et le plutonium 241. L'uranium étant présent dans la nature, il est donc le plus utilisé dans la centrale nucléaire. Le combustible nucléaire est placé dans le cœur du réacteur. L'uranium est enrichi puis converti en poudre d'oxyde d'uranium enfin il est comprimé sous forme de pastilles (de 7 à 8 mm de diamètre). Qui sont empilés dans la gaine (sorte de tube métallique) comme le montre la figure 1.12. [3]

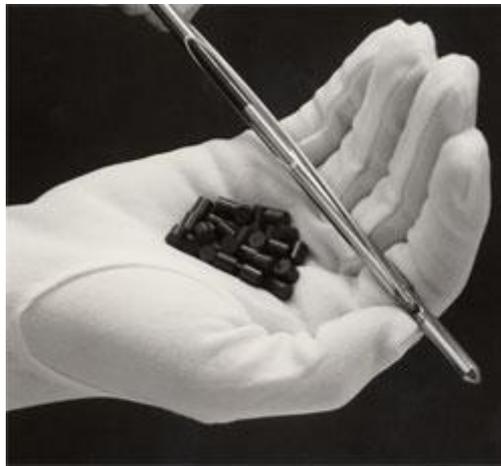


Figure 1.12 : Pastilles de combustible.

IV.1.2. Les barres de contrôle :

Dans un réacteur, des barres absorbantes de neutrons appelées “barres de commande” ou “barres de contrôle” assurent un contrôle permanent de la réaction en chaîne dans le réacteur. Elles sont, par exemple, à base de bore. Ces barres sont mobiles, elles peuvent être retirées ou introduites dans le cœur du réacteur afin de diminuer ou augmenter la vitesse de réaction, De plus, en cas d'incident, ces barres peuvent être totalement introduites dans le réacteur afin de stopper quasi instantanément la réaction en chaîne.

IV.1.3. Le caloporteur :

La fission provoque une libération d'énergie thermique qui doit être récupérée afin de produire de l'électricité. Ce rôle est assuré par le caloporteur, il s'agit d'un fluide permettant de faire circuler la chaleur. En circulant autour des barreaux d'uranium, ce fluide joue deux rôles distincts : récupérer l'énergie du combustible et l'extraire du réacteur, et maintenir la température permettant le bon fonctionnement du cœur du réacteur.

Le combustible est isolé du caloporteur par une gaine métallique étanche, ce qui évite des contacts entre eux deux et donc des réactions chimiques ainsi que des particules du combustible (notamment les produits de fission qui, étant très radioactifs, seront les plus gênants) de sortir de la cuve du réacteur par le biais du caloporteur. La figure 1.13 décrit l'aspect du caloporteur. [3]

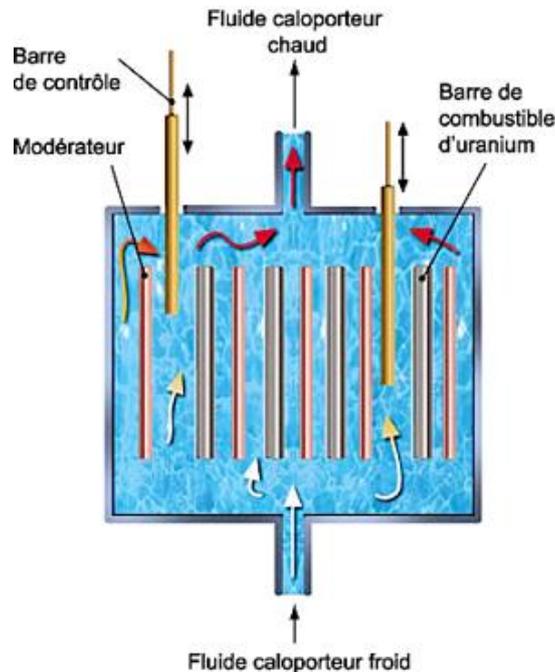


Figure 1.13 : le caloporteur.

IV.1.4. Le modérateur :

La plupart des réacteurs comportent également ce que l'on appelle un modérateur. Son rôle est de ralentir les neutrons qui sont beaucoup trop rapide (20 000 km/s).

Pour que les réactions de fission se produisent plus facilement, et en plus grand nombre, il faut ralentir 10 000 fois la vitesse des neutrons passant d'une vitesse de 20 000 km/s jusqu'à une vitesse de l'ordre de 2 km/s. Ces derniers sont alors appelés neutrons lents ou neutrons "thermiques". On peut freiner ces neutrons en les faisant traverser une matière dont les atomes ne les absorbent pas. Les neutrons perdent de la vitesse en rebondissant sur les noyaux. Ce ralentissement est plus efficace lorsque les obstacles sont des noyaux légers, de masse voisine de celle des neutrons, tels que ceux d'hydrogène. Cette matière est appelée le modérateur.

IV.1.5. Le générateur de vapeur :

Le caloporteur, qui s'est réchauffé au contact du combustible, sort du cœur du réacteur à une température élevée, entre 300 et 550 °C. De l'eau va être chauffée par le caloporteur dans un appareil appelé "générateur de vapeur" et va être portée à ébullition pour produire de la vapeur. Cette vapeur entraîne ensuite un jeu turbine couplée à un alternateur produisant de l'électricité. À la sortie de la turbine, la vapeur va être refroidie.

IV.2. Avantages :

L'énergie nucléaire dispose de nombreux avantages, notamment au niveau économique, énergétique mais aussi au niveau environnemental.

IV.2. 1. Avantages économiques :

L'énergie nucléaire dispose principalement d'un avantage économique majeur. L'uranium n'est nécessaire qu'en très petites quantités et cela coûte moins cher, 10\$ la livre contre environ 80\$ au cours actuels par baril pour le pétrole, or, il faut environ 72'000 fois plus de pétrole que d'uranium pour produire la même quantité d'énergie (1 tonne d'uranium produit 40MW alors qu'il faut 72'000 tonnes de pétrole pour produire la même quantité d'énergie). De plus, comme les volumes sont moins importants, le transport coûte moins cher que pour d'autres énergies (tel le pétrole).

Qui plus est, l'énergie nucléaire ne nécessite qu'une faible surface de production, contrairement aux énergies renouvelables, par exemple, il faudrait 100km² de panneaux photovoltaïques pour produire 1000MW sur un an, alors qu'il suffirait de 25 tonnes d'uranium pour parvenir à générer 1000MW, ou près de 5600 éoliennes. L'énergie nucléaire représente donc un gros gain de place, ce qui pourrait se révéler plus qu'utile dans les années à venir car la population augmente et il faut sans cesse plus de place pour les loger.

De plus le cours économique de l'uranium est très stable contrairement à celui des matières fossiles étant en pleine explosion de prix. Cela assure donc une énergie à prix bon marché et stable.

IV.2. 2. Avantages écologiques :

L'énergie nucléaire dispose également de nombreux atouts écologiques, qui ont eux aussi une certaine importance dans le choix du pour ou contre l'énergie nucléaire.

En effet, nous avons évoqué précédemment le fait que grâce aux faibles besoin en uranium, celui-ci est acheminé en petites quantités, et peu souvent (le combustible est changé une fois tous les trois mois dans une centrale). Ces combustibles sont notamment transportés la plupart du temps dans des trains de convois spéciaux qui, étant électriques, ne produisent donc pas de gaz à effet de serre. Les gaz à effet de serre produits par le transport de l'uranium sont donc assez faibles.

De plus, l'énergie nucléaire est une énergie qui ne dégage aucun gaz à effet de serre durant la production d'énergie (les panaches de fumées sortant des cheminées ne sont constitués que de vapeur d'eau), ce qui est un énorme avantage par rapport aux autres énergies fossiles comme le pétrole ou le gaz naturel.

IV.3. Inconvénients :

L'énergie nucléaire présente deux inconvénients majeurs. Nous les classerons en deux parties : Les inconvénients économiques et les inconvénients écologiques.

IV.3.1. Inconvénients économiques :

Une centrale prend environs 10 ans pour être construite, Un temps de travaux considérable où la centrale ne produit donc pas d'énergie et donc le cout est assez important (environ 1,5 milliards d'euros par unité de 1000 MW). De plus elle prend également une décennie pour être démantelée en toute sécurité, ce qui double le temps d'inactivité de la centrale et pendant ce temps, elle n'est pas rentable. Il y a aussi les dépenses dues au traitement et au stockage des déchets ainsi qu'aux recherches afin de limiter les risques (qui sont obligatoires).

Par ce fait, il y a un très grand enjeu économique, et la centrale doit donc confirmer sa rentabilité. Car la durée de vie d'une centrale est de 40ans en moyenne ce qui est très peu (et ne représente que le double du temps nécessaire pour la construire et la démanteler). En conséquence la tendance est d'allonger la durée de vie des centrale ce qui accroît considérablement le risque nucléaire (rappelons-nous que Tchernobyl était une centrale ayant dépassée cette durée de vie mais était toujours opérationnelle), sans oublier les dépenses supplémentaires pour la protection et la prévention pour la population proche de la centrale ainsi que la faune et la flore (mesure scientifique du milieu, campagne d'information, ...etc).

IV.3.2. Inconvénients écologiques :

Nous avons déjà évoqué les avantages écologiques du nucléaire, nous allons voir qu'ils ne sont pas assez solides faces aux inconvénients.

En effet, malgré le fait que le nucléaire soit une énergie dite "propre", elle rejette des déchets nucléaires extrêmement dangereux, que ce soit vis-à-vis de l'homme ou de l'environnement. De plus, on ne sait absolument pas ce que l'on va faire de ces déchets ayant une vie extrêmement longue. La solution envisagée pour l'instant est le stockage profond dans des sites spéciaux, mais cette solution présente un gros inconvénient, une fois les déchets stockés, il sera très difficile de les récupérer sans mettre en danger l'environnement.

Un autre point discutable, est le fait qu'une centrale ne dégage pas de gaz à effet de serre. Il est vrai qu'une centrale ne dégage pas de gaz à effet de serre tout au long de son fonctionnement, mais il faut noter qu'une centrale est principalement constituée de béton, et la fabrication de béton produit de grosses quantités de gaz à effet de serre. De même que le démantèlement d'une centrale dégage également d'énormes quantités de gaz, notamment à cause du fait qu'il faille incinérer la plus grande partie des déchets ayant servi pour la centrale. On peut donc se demander si, au point de vue du réchauffement climatique, une centrale nucléaire est plutôt bénéfique ou au contraire, néfaste.

IV.4. La propulsion navale :

IV.4. 1. Le fonctionnement :

Les bâtiments à propulsion nucléaire utilisent un ou plusieurs réacteurs nucléaires. La chaleur produite est transmise à un fluide caloporteur utilisé pour générer de la vapeur d'eau actionnant :

- Des turbines couplées aux hélices de propulsion (propulsion à vapeur) ;
- Des turbines couplées à des alternateurs alimentant en énergie électrique tout le bâtiment, et éventuellement des moteurs électriques de propulsion (propulsion électrique).

IV.4. 2. Technologie :

Les réacteurs nucléaires navals sont majoritairement de type réacteur à eau pressurisée et diffèrent des réacteurs commerciaux produisant de l'électricité, les principales différences sont :

- Une plus grande densité de puissance dans un petit volume ; certains fonctionnent avec de l'uranium faiblement enrichi (nécessitant des ravitaillements en combustible fréquents), d'autres fonctionnent avec de l'uranium hautement enrichi (plus de 20% d'uranium 235, de 21 à 45% dans les sous-marins soviétiques, plus de 96% dans les sous-marins américains) et n'ont pas besoin d'être réapprovisionnés aussi souvent tout en étant plus silencieux en opération du fait de leur cœur plus petit) ;
- Le combustible peut être soit de l' UO_2 (dioxyde d'uranium) proche de celui utilisé dans les centrales civiles avec des enrichissements inférieurs à 20% soit un alliage métallique zirconium-métal (environ 15% U enrichi à 93%, ou davantage d'uranium à moindre enrichissement) ;
- La conception de ces réacteurs permet d'avoir un caisson résistant de réacteur compact tout en préservant la sécurité nucléaire.

La figure 1.14, illustre l'aspect d'un réacteur à propulsion nucléaire.

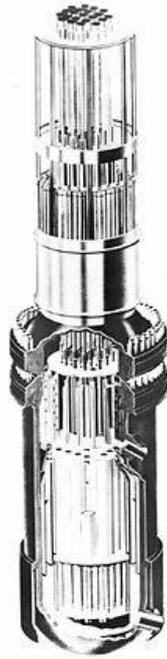


Figure 1.14 : Réacteur nucléaire a propulsion.

La longue vie du cœur est obtenue par le relativement haut enrichissement de l'uranium et par l'incorporation d'un poison consommable dans le cœur qui s'appauvrit progressivement au fur et à mesure que les produits de fission s'accumulent, conduisant à une efficacité réduite du combustible. Les deux effets se compensent. L'une des difficultés techniques est la création d'un combustible qui tolèrera la très grande quantité de dommages dus aux radiations. Il est connu qu'au cours de l'utilisation les propriétés du combustible nucléaire changent. Il est très possible que le combustible se rompe et que des bulles de gaz issues de la fission nucléaire se forment.

L'intégrité à long-terme du caisson résistant du réacteur est maintenue en installant un bouclier à neutrons interne. La puissance des réacteurs atteint jusqu'à 550 MW dans les sous-marins les plus gros et les navires de surfaces. Les sous-marins français de la classe *Rubis* ont un réacteur de 48 MW qui ne nécessite aucun réapprovisionnement en combustible pendant 30 ans.

Les marines de guerre russe, américaine et britanniques utilisent une propulsion à turbine à vapeur, tandis que les marines française et chinoises utilisent les turbines pour générer l'électricité pour la propulsion (propulsion turboélectrique). La plupart des sous-marins russes ainsi que la majorité des porte-avions américains depuis la classe du *USS Enterprise (CVN-65)* sont propulsés par deux réacteurs (bien que le *USS Enterprise* le soit par huit). Les sous-marins américains, britanniques, français et chinois ne sont propulsés que par un seul.

Le démantèlement des sous-marins à propulsion nucléaires est devenu une tâche majeure pour les marines américaines et russes. Après la dépose du combustible, la pratique américaine est de couper le compartiment de réacteur du navire pour l'enterrer peu profondément en tant que

déchets à faible niveau de radioactivité. En Russie, les navires entiers, ou les compartiments de réacteur scellés, restent typiquement entreposés flottants, même si une installation terrestre pour l'entreposage à long terme de 150 compartiments de réacteur dans la baie de Sayda, dans le grand Nord, a désormais été mise en service, en juillet 2006.

Conclusion :

L'énergie nucléaire est très importante, il est donc normal que les pays industrialisés ne veuillent pas y renoncer. Cependant, si on compare le pour et le contre, on se rend compte que le nucléaire a beaucoup plus d'inconvénients que d'avantages, avantages qui sont d'ailleurs "Fabriqués" par les hommes politiques : Par exemple, ils affirment que cette énergie est propre, pourtant elle est responsable de déchets très dangereux.

En somme, l'énergie nucléaire ne devrait être qu'une énergie "de transit", en attendant qu'on trouve des moyens moins dangereux et plus propre de produire de l'énergie, l'énergie nucléaire devrait peu à peu laisser sa place aux énergies renouvelables.

Partie 2.

Les énergies renouvelables.



Chapitre I.

Les centrales solaires.

Introduction :

Le Soleil fonctionne comme une gigantesque centrale nucléaire à fusion, brûlant 4 milliards de tonnes d'hydrogène à la seconde, dégageant d'énormes quantités d'énergie.

L'énergie solaire est abondante et inépuisable, malgré tout les avantages qu'elle représente, aujourd'hui elle ne représente que 0.04% de la consommation de l'énergie, l'utilisation la plus directe est le chauffage des habitations et de l'eau.

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité.

Pour produire de l'électricité en utilisant l'énergie solaire, les systèmes photovoltaïques ont des avantages assez intéressants, comme un rendement indépendant de la taille de l'installation, un entretien très faible, une bonne fiabilité.

Mais à l'heure actuelle, seules quelques grandes entreprises mondiales ont la technologie nécessaire pour la fabrication des cellules, et les rendements atteints, en moyenne annuelle, sont rarement au-dessus des 10 %.

I. Les technologies utilisées

Les centrales solaires ; une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés.

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie. [02]

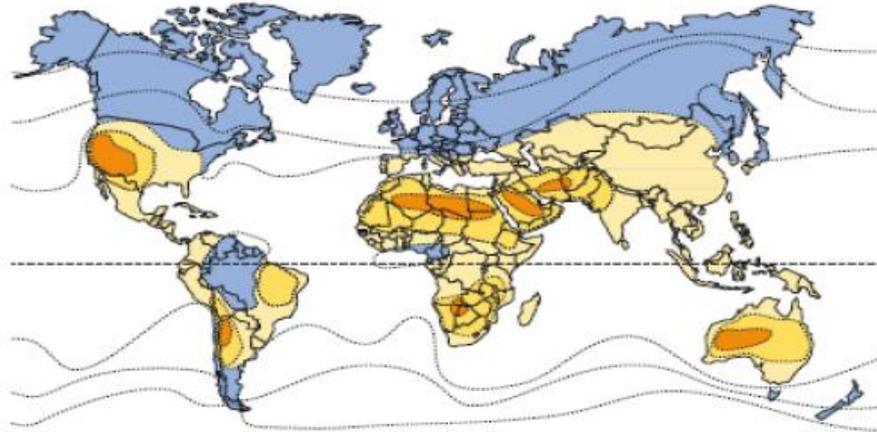


Figure 2.1 : Région du monde optimale pour des centrales solaires.

Dans certaines régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 Gwh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaire. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW.

Pour les procédés classiques, thermiques et électriques, on distingue :

Les techniques solaires sans concentration du rayonnement, conçues avant tout pour doter les bâtiments, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, de sources d'énergies intégrées (toitures, façades), via des capteurs plans fixes (chauffe-eau solaire, réfrigération solaire, panneau PV (Photovoltaïque)).

Les mêmes panneaux PV sont utilisés pour la génération de puissance dans des fermes photovoltaïques, dotés d'un dispositif de suivi du soleil : ils sont alors en compétition avec le PV concentré, qui lui est dédié spécifiquement à la génération de puissance.

Les techniques solaires avec concentration du rayonnement, via des réflecteurs de formes diverses et mobiles (suivi du soleil), destinées à la génération de puissance électrique (fermes photovoltaïques) ou thermique (chaleur HT utilisée par des centrales solaires spécifiques, thermodynamiques ou thermochimiques, ou valorisée dans des procédés industriels).

I.1.Solaire thermodynamique

Dans la technologie thermodynamique il existe différentes techniques d'exploitation qui sont mises en œuvre, mais la solution technique qui présente la meilleure rentabilité est celle des *capteurs cylindro-paraboliques* (Figure 2.2). Les capteurs concentrent les rayons solaires vers un tube contenant une huile minérale, une fois chauffée permet d'entraîner la rotation de turbines, à leur tour une fois en mouvement génère de l'électricité. Son potentiel est évalué à 10 GW dans le monde. Les rendements nets sont actuellement de 14,6% (moyenne annuelle).[16]

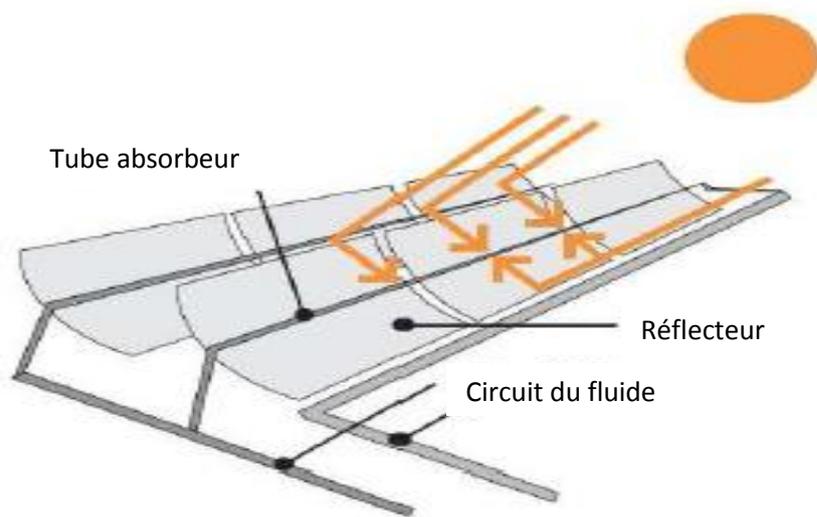


Figure 2.2 : Technique des capteurs cylindro-paraboliques

Il existe d'autres solutions technologiques, qui ne sont pas développées ici compte tenu des freins puissants limitant leur développement :

- **Les centrales à tours**, réalisables en terrain accidenté mais une capacité de stockage thermique limité.

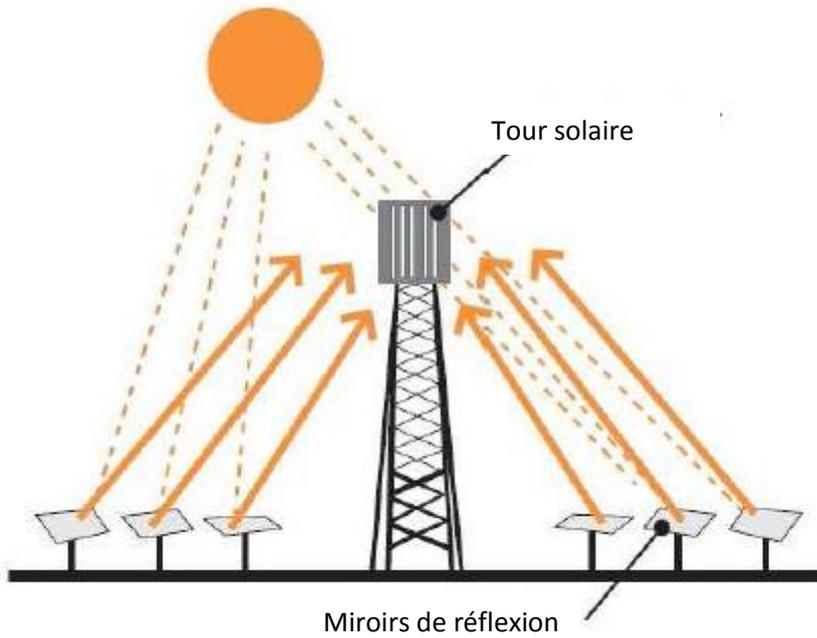


Figure 2.3 : Technique des centrales à tour

- **Les paraboles avec moteur Stirling**, à durabilité incertaine.

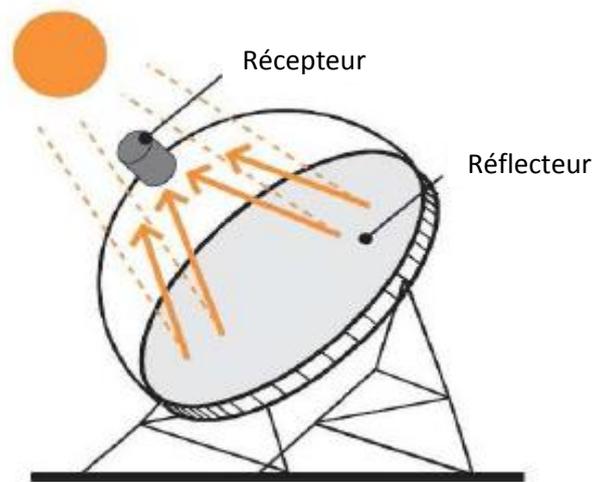


Figure 2.4 : Technique des paraboles avec moteur stirling.

Les centrales solaires thermodynamiques utilisent un fluide caloporteur (eau, huile, sels) pour transférer à un générateur d'électricité (turbines conventionnelles à vapeur ou moteurs Stirling) la chaleur HT récoltée. L'hybridation avec une énergie fossile d'appoint (gaz surtout) et l'insertion dans le système d'un stockage de masse permettent de faire face à l'intermittence du solaire (maîtrise de la disponibilité en électricité).

Le stockage de masse de l'énergie thermique se fait de diverses manières, surtout sous forme de chaleur sensible (bétons, sables, déchets vitrifiés,...etc.) ou sous forme de chaleur latente (sels fondus, paraffines,...etc.).

I.2 Avantages et inconvénients des techniques thermodynamiques :

Cette technologie offre cependant quelques avantages :

- Le stockage de l'énergie sous forme thermique.
- La combinaison avec une énergie d'appoint combustible. La recherche du 100% solaire conduit à des surdimensionnement des turbines qui peuvent être mieux amorties avec un complément thermique classique (production de vapeur).

Elle présente également des inconvénients, outre sa dépendance à un ensoleillement direct important :

- Les consommations d'eau. L'eau est nécessaire pour l'entretien des miroirs et pour les turbines à vapeur.
- Elle fait appel à un haut niveau de technicité (hydraulique sous pression, turbines, alternateurs).
- Le montage et l'étude qui sont complexes : selon la technique utilisée, il peut exiger un classement en installation classée (température élevée, turbine), soumise à des études d'impact (eau circuit de refroidissement, huiles synthétiques du circuit primaire, entretien panneaux réflecteurs).

I.3. Les systèmes photovoltaïques

L'énergie photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité. Elle utilise une photopile pour transformer directement l'énergie solaire en électricité.

L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Mais

c'est au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Telephone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque.[01]

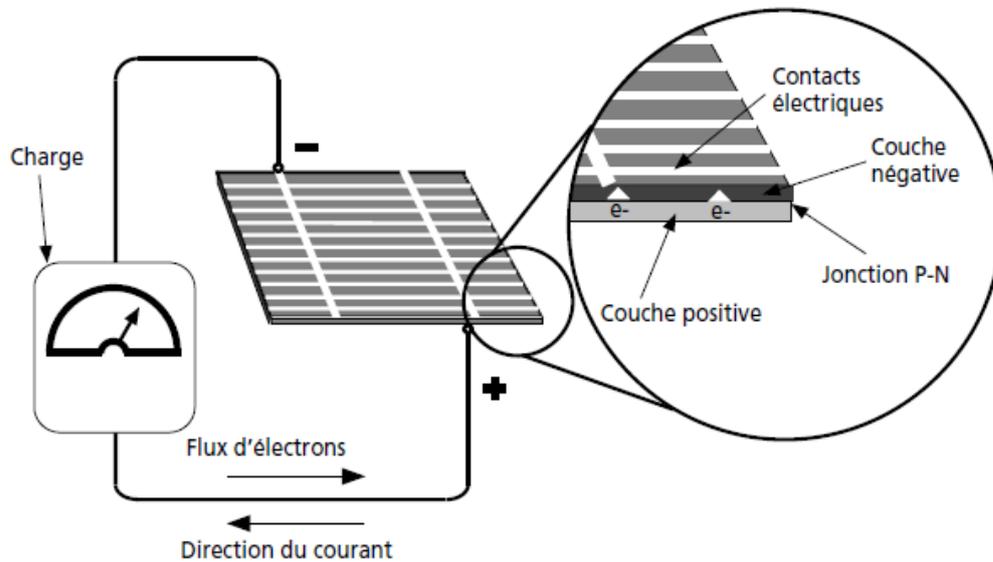


Figure 2.5 : Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque.

I.3.1.Principe

Les cellules photovoltaïques sont composées de matériaux semi-conducteurs qui produisent un courant électrique sous l'effet de photons lumineux. Les cellules photovoltaïques sont raccordées entre elles pour former des modules photovoltaïques pouvant convertir en électricité environ 15 % de l'énergie solaire reçue.

À titre d'exemple un panneau de 1m² fournit une puissance de 100 W et produit de 80 à 150 kWh/an. Son impact sur l'environnement est minime, avec un temps de retour énergétique faible : suivant la technologie utilisée, un capteur photovoltaïque met entre 1,5 à 3 ans pour produire l'énergie nécessaire à sa fabrication, ce qui est négligeable comparé à sa durée de vie.

I.3.2. Technologie utilisée :

Plusieurs technologies sont actuellement développées pour réaliser des cellules photovoltaïques dont les degrés de maturité, de performance et de durée de vie sont très différents.

Les principales technologies industrialisées en série à ce jour sont le silicium mono- ou polycristallin et le silicium en couche mince.

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. Pour le rendre opérationnel, il doit subir au préalable une série de traitements à savoir :

1. Un procédé de raffinage permettant la réduction du silicium, procédé dit métallurgique pour le rendre pur à 99 % ;
2. Suivi d'une seconde purification chimique pour lui donner toutes les qualités électroniques nécessaires.

- **Le silicium polycristallin**

Il est constitué de plusieurs monocristaux juxtaposés dans différentes orientations donnant à la cellule un aspect mosaïque. C'est la technologie la plus répandue sur le marché mondial car elle présente un rendement de (13 %) pour des coûts de fabrication maîtrisés.

- **Le silicium monocristallin**

Il est constitué d'un seul cristal offrant à la cellule un arrangement parfait des atomes. Avec un rendement légèrement supérieur au silicium polycristallin (15 %) ; néanmoins, il reste assez coûteux en raison de son exigence de grande pureté et de l'importante quantité d'énergie nécessaire à sa fabrication.

- **Le silicium amorphe en couche mince**

Le silicium est déposé en couche mince (*spray*) sur une plaque de verre ou un autre support ; ce support peut être souple. L'organisation irrégulière de ses atomes lui confère, une mauvaise semi-conduction.

Les cellules amorphes sont utilisées partout si on opte pour une solution économique ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, calculatrices, etc. Ces cellules se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron par contre son rendement de

conversion est faible (de 5 à 10 %) et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière.



Figure 2.6 : Technologies utilisées

Il existe d'autres technologies qui commencent à être commercialisées et semblent être une alternative à la technologie cristalline : il s'agit de la technique de la couche mince pour d'autres matériaux que le silicium amorphe tels que le tellure de cadmium (CdTe) et les alliages à base de cuivre, d'indium et de sélénium (CIS ou CIGS).[16]

Un tableau récapitulatif des technologies photovoltaïques utilisées est dressé ci-dessous :

Type de cellule	Rendement cellule	Rendement panneau	Stade de développement	Coûts cellule	Coûts panneaux	Part du marché 2008	Part du marché 2012
Couches épaisses							
Silicium monocristallin	24%	15 à 20%	industriel	3,5 €/Wc	5 à 6 €/Wc	38,3%	} 66%
Silicium polycristallin	18%	11 à 15%	industriel	3,5 €/Wc	5 à 6 €/Wc	47,7%	
Couches minces							
Silicium amorphe	11 à 12%	5 à 9%	industriel	2 €/Wc	3,3 à 4 €/Wc	5,1%	} 34%
Silicium cristallin (3-20µm)	18%	11 à 15%	industriel			1,5%	
Diséléniure de cuivre indium	18%	9 à 11%	industriel	1,5 €/Wc		1%	
Tellurure de cadmium (1 à 2 µm)	17%	9 à 10%	industriel	1,1 €/Wc		6,4%	
Organiques							
Cellule organique			recherche				
Cellule de Graetzel			recherche				

Tableau 2.1 : Différentes technologies photovoltaïques

I.3.3. Le module photovoltaïque

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules **PV** sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts ce qui fait que les modules ont généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente.

I.3.3.1. Association en série

L'addition des cellules ou des modules identiques en série implique que le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série.

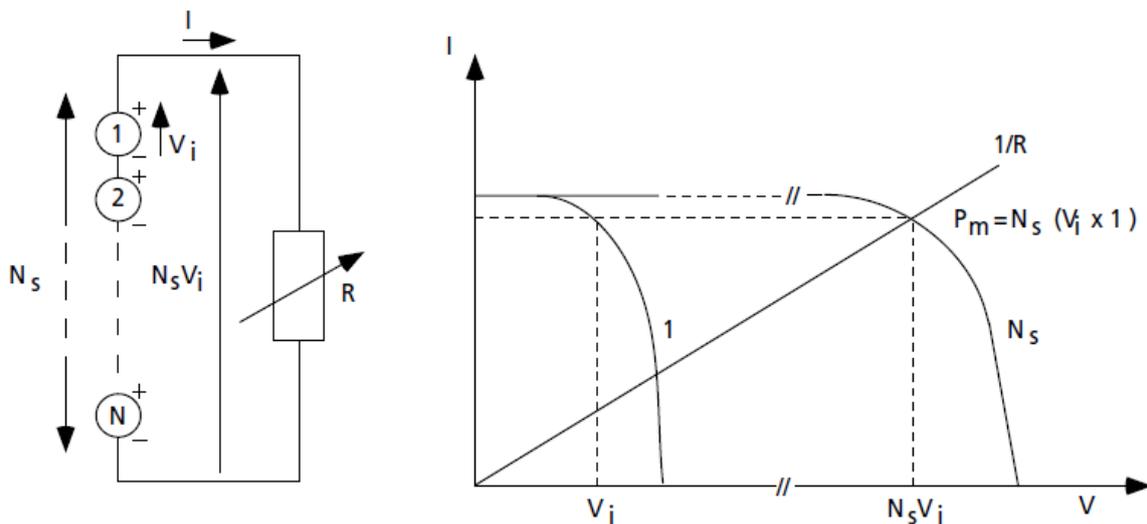


Figure 2.7 : Schéma cellules identiques en série

Si les cellules des modules en série ne sont pas identiques ou si certaines cellules sont partiellement ombragées, la tension d'utilisation des modules en série sera légèrement diminuée.

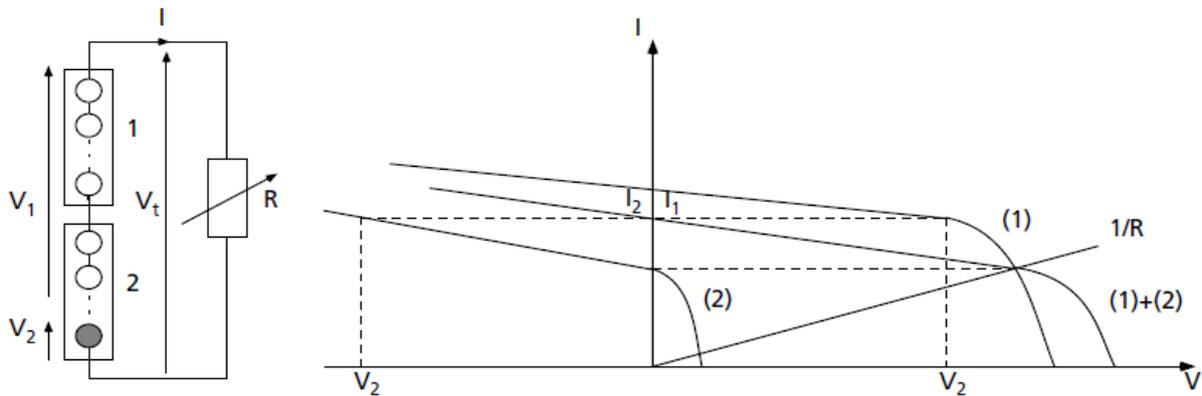


Figure 2.8 : Schéma module en série avec cellules occultées

En fonctionnant ainsi, on provoque l'échauffement de la cellule (*hot spot*), ce qui est susceptible de la détruire par claquage. Il convient donc de limiter la tension inverse maximale susceptible de se développer aux bornes d'une cellule en plaçant une diode parallèle (*by-pass*) au niveau de chaque module. La diode parallèle limite la tension inverse par sa tension directe puisqu'elle devient passante.

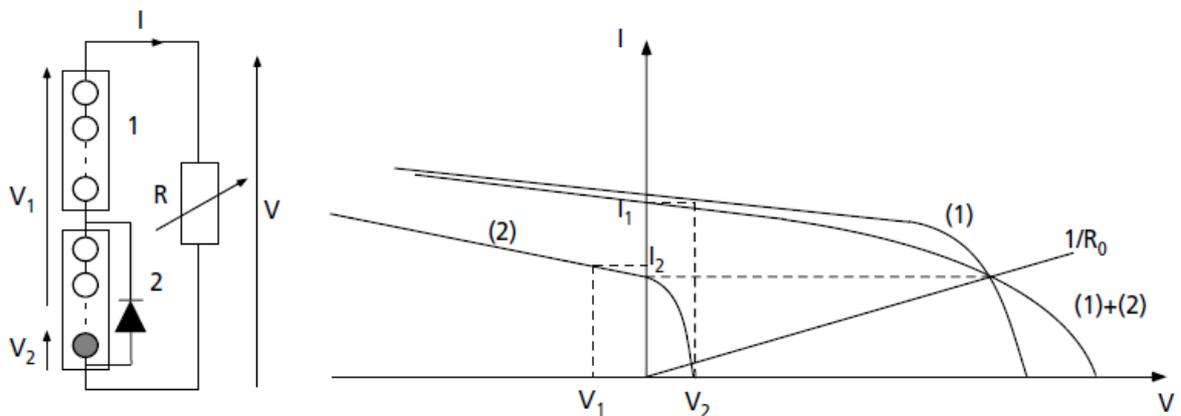


Figure 2.9 : Schéma module en série avec Diode parallèle.

I.3.3.2. Association en parallèle

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche.

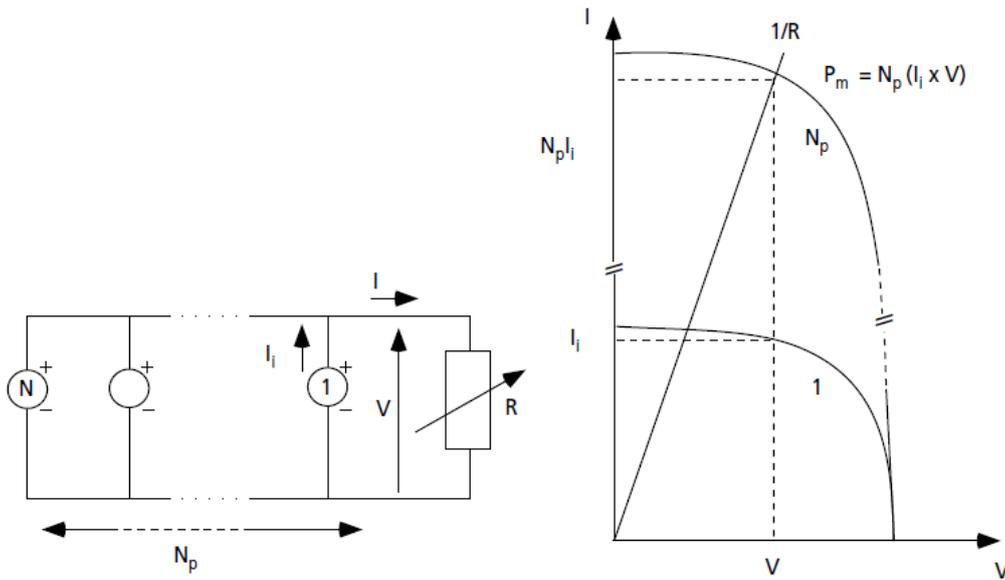


Figure 2.10 : Schéma cellules identiques en parallèles.

Dans le cas où les modules en parallèles ne sont pas identiques ou les cellules d'un module sont ombragées, le courant d'utilisation total des modules sera plus faible.

Pour le cas le plus critique où la charge est nulle et le circuit ouvert, le courant des branches des modules performants se dissipera dans la branche la moins performante.

Même si la cellule peut dissiper un courant important, le mieux c'est de disposer d'une diode anti-retour. Ce qui empêche aussi le gaspillage dans le module occulté une partie de la puissance produite par les modules fonctionnant normalement. Ce qui est valable bien sûr dans le cas où la chute de tension provoquée par cette diode est négligeable devant la tension produite par les modules de la branche.

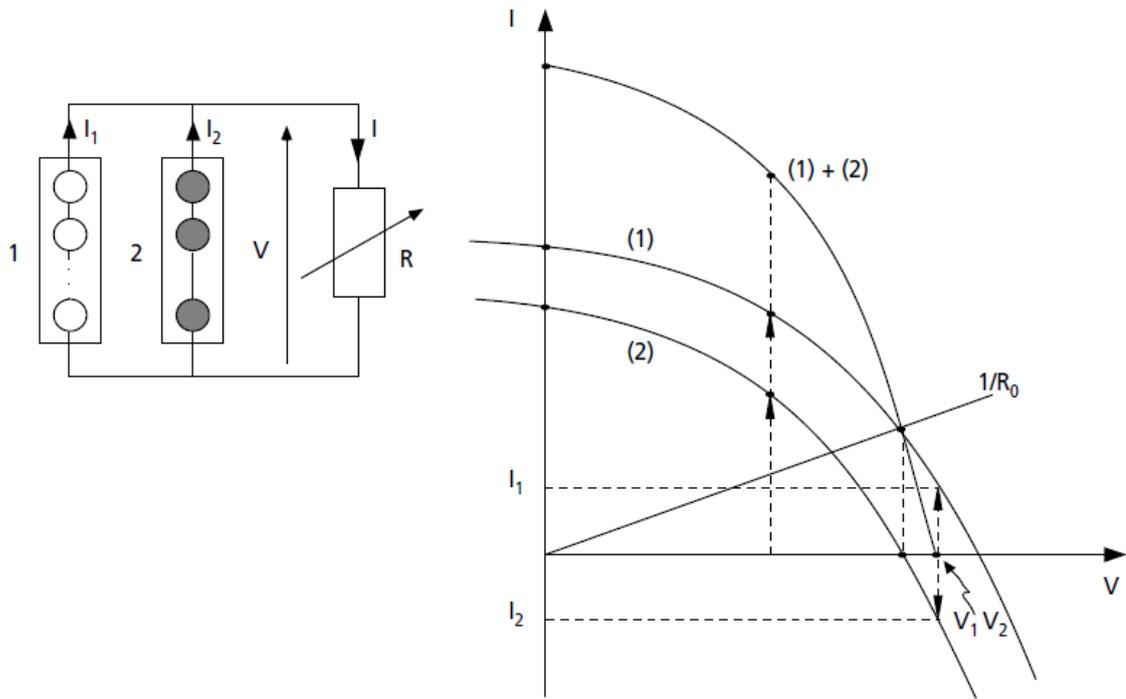


Figure 2.11 : Schéma module en parallèles avec cellules occultées.

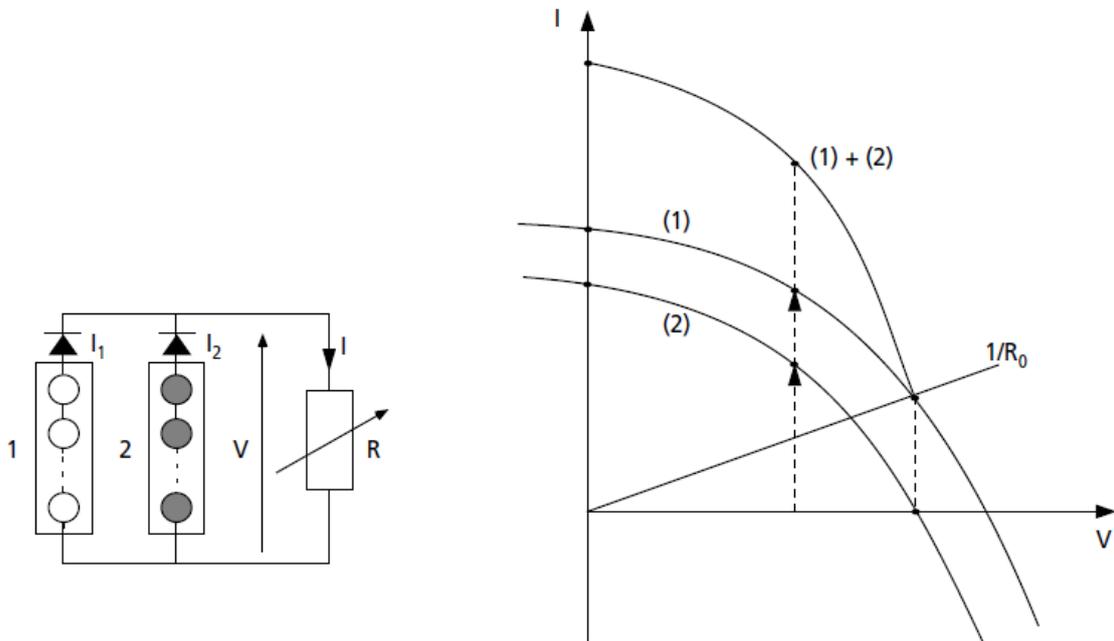


Figure 2.12 : Schéma module en parallèles avec diode anti-retour.

I.3.3.3. Les caractéristiques électriques des modules

La puissance-crête (W_c) d'un module photovoltaïque représente la puissance électrique maximale qu'il peut fournir, dans les conditions de mesures normalisées suivantes :

- lorsqu'il est connecté à une charge optimale ;
- lorsqu'il reçoit du soleil une puissance de $1\ 000\text{W/m}^2$. Ceci correspond approximativement à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil le midi par temps clair ;
- lorsque la température à la jonction des cellules est de $25\text{ }^\circ\text{C}$. Il s'agit donc de conditions idéales conventionnelles qui sont très rarement remplies dans la pratique. La figure 2.13 montre l'influence de la luminosité sur la production électrique d'un module typique de $50W_c$.

Le courant de sortie (A) est affecté principalement par l'intensité de la lumière. La tension de sortie (V) du module varie peu. La puissance maximale (P_m) de ce module se situe autour de 16 volts à $25\text{ }^\circ\text{C}$ et autour de 15 volts à $47\text{ }^\circ\text{C}$. L'influence de la température est visible surtout au niveau de la tension.

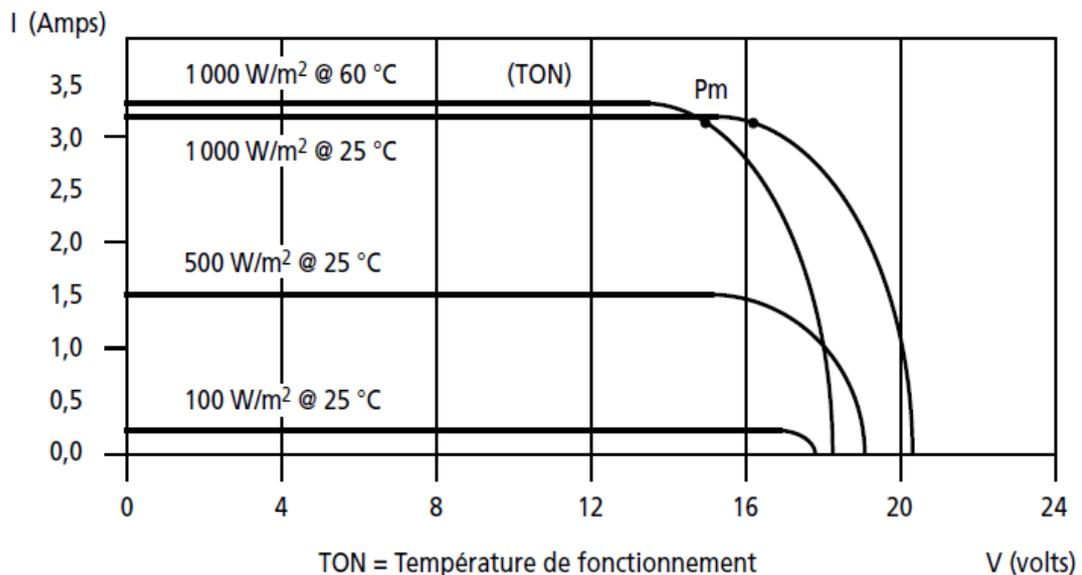


Figure 2.13 : Courbe électrique I(V) d'un module typique

I.3.3.4. Les systèmes photovoltaïques et leurs applications

Les modules PV sont les éléments de base des systèmes photovoltaïques. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le champ de modules PV. L'énergie fournie par le champ peut être utilisée pour charger des batteries qui fourniront l'électricité au moment voulu pour diverses utilisations, Comme ils peuvent aussi être branchés sur un réseau électrique.

Il est possible aussi de combiner la sortie du champ PV avec d'autres sources d'énergie telle une génératrice ou une éolienne qui pourra servir d'appoint, dans le cas où l'ensoleillement n'est pas suffisant.

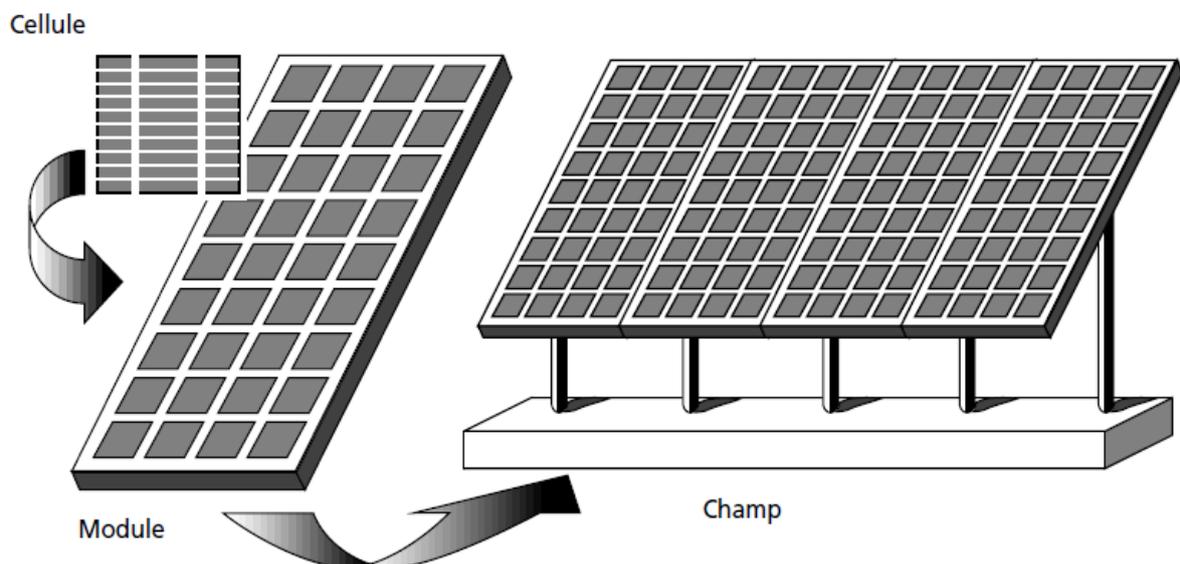


Figure 2.14. Composantes d'un champ de modules photovoltaïques.

Il existe une grande variété de systèmes photovoltaïques, on les classe en six groupes distincts. Trois premiers groupes qui sont des systèmes autonomes, non reliés à un réseau électrique, et trois autres types qui sont des systèmes PV reliés différemment au réseau électrique.

- **Système autonome sans batterie.**

Ce type de système n'a pas besoin de stocker de l'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (ex.: calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompe à eau : le réservoir d'eau sert de stockage).

- **Système autonome avec batterie.**

C'est le système photovoltaïque le plus utilisé. Dans ce cas de figure le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. Par exemple, ce système est bien adapté pour l'éclairage d'une maison où il faut de l'électricité lorsqu'il ne fait plus jour.

- **Système hybride PV / génératrice.**

Un système qui utilise les avantages de l'énergie photovoltaïque et de la génératrice au diesel, au propane ou à l'essence. Le système photovoltaïque fournit une énergie intermittente mais souvent moins coûteuse en régions éloignées.

Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, et où les coûts de transport du carburant sont élevés (ex : les tours de communications dans des régions éloignées).

- **Système hybride PV sur réseau diesel.**

Ce système est utilisé dans les régions éloignées, où le générateur PV est branché en parallèle avec les génératrices au diesel du réseau et fournit l'électricité sur ce dernier lorsque l'ensoleillement le permet. Ce qui permet la réduction de la consommation du carburant coûteux dans des régions éloignées et diminue aussi le temps de fonctionnement des génératrices.

- **Système hybride PV sur réseau décentralisé.**

Ce système est directement sur un réseau électrique, mais tout près de l'endroit où se trouve la demande en énergie de tel sorte à ce qu'il alimente la charge et fournir l'excédent en énergie au réseau durant le jour , et durant la nuit la charge puisera l'énergie requise sur le réseau . ce système permet de diminuer les frais de transport d'électricité et de la surcharge des ligne de transport.

- **Système hybride PV centralisé.**

Un système qui fonctionne en même mode qu'une centrale électrique normale, mais il tient compte de la fluctuation de la production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement.

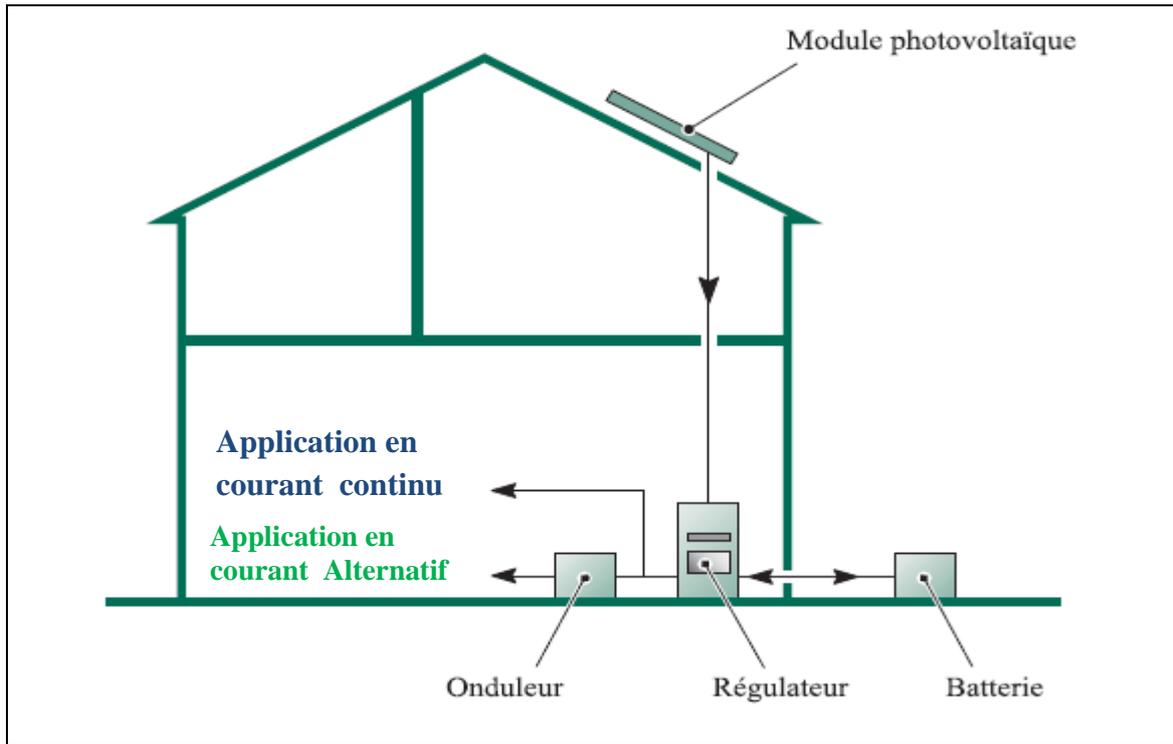


Figure 2.15 : Installation photovoltaïque autonome.

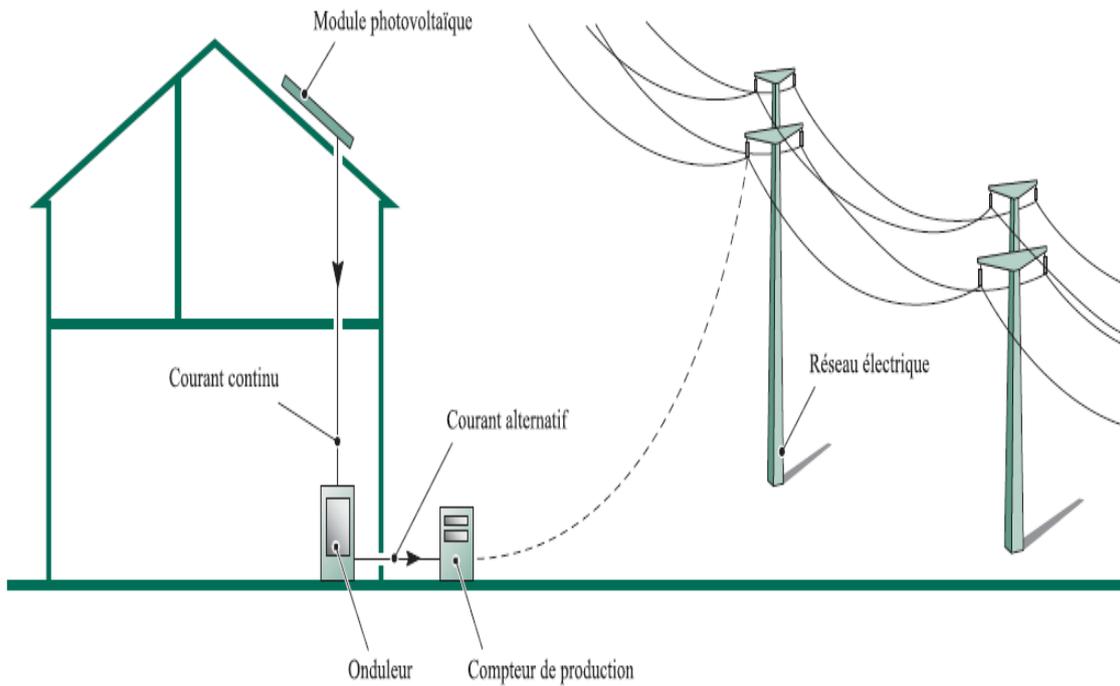


Figure 2.16 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau.

I.3.4. La production mécanique par effet de cheminée :

Cette une technologie très récente (2005) et elle en est actuellement au stade expérimental. L'industrialisation de cette technique est conditionnée par la maîtrise des contraintes techniques et environnementales. On donnera juste un aperçu sur les opérations identifiées mettant en œuvre cette technologie, le tableau ci-dessous illustre les différents opérateurs.

	Société	Date	Puissance (MW)	Coût (M€)	Hauteur (m)	Emprise (ha)
Manzanares (Espagne)	Schlaich Bergermann	1982-1989	0,05	NC	195	46
Fuente el Fresno (Espagne)	Schlaich Bergermann	projet 2010	40	240	750	650
Buronga (Australie)	Enviromission	projet 2010	200	400	990	3 848

Tableau 2.2 : Différentes opérateur de la technologie par effet de cheminée

I.4. Les avantages et inconvénients des centrales photovoltaïques

I.4.1. Avantages

- Une énergie libre et non polluante, aucun gaz à effet de serre .Un grand pas vers la réduction des effets dangereux du changement climatique.
- Énergie propre et renouvelable. Le soleil ne cesse de revenir chaque jour (dans de nombreux endroits). L'énergie solaire dissipée sur la terre en une seule journée est suffisante pour alimenter la planète pendant un an !
 - Peu d'entretien des panneaux solaires.
 - Indépendance du réseau électrique.

I.4.2. Inconvénients

- L'inconvénient majeur dans l'installation d'une centrale solaire photovoltaïque est de pouvoir stocker suffisamment d'énergie par les systèmes de batteries. L'enjeu est de développer des systèmes plus performants pour alimenter de nouvelles batteries toujours plus puissantes.
- L'énergie solaire est encore faiblement développée dans le monde en comparaison des énergies fossiles.
 - Le coût est le facteur le plus important lors de l'examen d'une conversion à l'énergie solaire.

- Les panneaux solaires s'appuyant sur la lumière du soleil pour fonctionner, alors le moindre nuage de haute altitude dans le ciel peut affecter les performances et la puissance générée.

Conclusion

Certes l'énergie solaire est une énergie propre mais cela présente des limites. Cependant, les panneaux solaires ne sont actuellement pas rentables pour une production à grande échelle, à cause de nombreuses limites et des autres sources d'énergie plus avantageuses telles que le nucléaire. Les panneaux solaires sont donc parfaits pour compléter les besoins énergétiques mais toute l'énergie ne peut être produite entièrement par leur utilisation.

L'énergie solaire est toutefois une solution d'avenir qui vaut le coup d'être plus exploitée, d'autant plus que de nombreuses améliorations sont encore possibles.

Chapitre II.
Les centrales éoliennes.

Introduction :

L'alternative énergétique, de nos jours ; consiste à exploiter les énergies renouvelables, qui offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires.

Aujourd'hui, après l'hydraulique, le grand éolien devient compétitif en termes de coûts de production. La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre, par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, ce qui crée une différence de pression provoquant ainsi le déplacement des masses d'air.

A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne maintient une croissance de 30% par an. En Europe, principalement sous l'impulsion allemande, Scandinave et Espagnole, environ 15000 MW de puissance installée en 2000. Ce chiffre a presque doublé en 2003, soit environ 27000 MW pour 40000MW de puissance éolienne installée dans le monde.

Avec une puissance mondiale installée de 200 GW en 2011, l'énergie éolienne est devenue un producteur majeur d'énergies renouvelables électriques. L'énergie éolienne est produite par des aérogénérateurs qui captent à travers leurs pales l'énergie cinétique du vent et entraînent elles mêmes un générateur produit de l'électricité d'origine renouvelable.

II. Principe

Comment produit-on de l'électricité avec une éolienne ?

Une éolienne est constituée d'un rotor à 2 ou 3 pales, d'un système de transmission mécanique directe ou à multiplicateur et de circuits de gestion du courant (régulateur, onduleur, etc., selon le type de machine). L'ensemble se trouve dans la nacelle posée sur le mât, ou la tour de l'éolienne.

Le vent fait tourner les pales qui entraînent le générateur électrique, d'où l'appellation *aérogénérateur* pour désigner les éoliennes qui fabriquent de l'électricité. Le courant produit est rendu compatible avec le réseau de distribution qui le reçoit. Quant aux parties électriques, leur rendement avoisine souvent 100 %, les pertes étant plutôt d'origine mécanique (frottements, rendements des engrenages,...etc.). Globalement, les aérogénérateurs sont des machines qui affichent un bon rendement, puisqu'elles sont en mesure de transformer en électricité 30 à 50 % de l'énergie du vent.

II.1.Principaux composants d'une éolienne

Une éolienne permet de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. L'hélice d'une éolienne entre en rotation par la force du vent et permet ainsi la production d'énergie mécanique ou électrique.

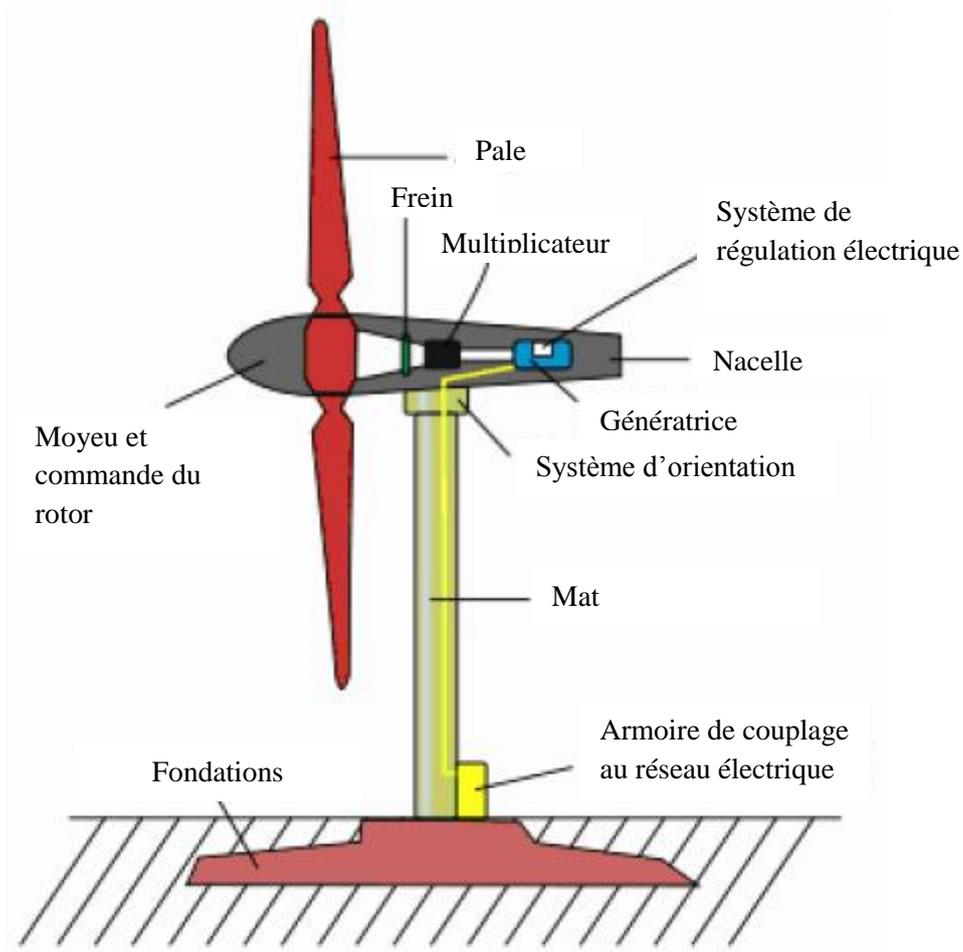


Figure 2.17 : Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur.

Pour convertir l'énergie éolienne en énergie électrique le générateur va utiliser le phénomène d'induction. En effet ce dernier est composé de deux parties, une partie mobile le rotor et une partie fixe, le stator, permettant de créer un champ magnétique et de générer un courant électrique. L'éolienne est également équipée d'une girouette permettant l'orientation des pales en fonction de la direction du vent.

S'agissant du mât, il doit être dimensionné précisément en fonction de la machine, des fondations...Plusieurs systèmes existent : haubané, haubané basculant, treillis, autoporteur...etc.

L'éolienne doit être adaptée au site et à ses besoins, Il faut vérifier le vent, on considère qu'un site est exploitable lorsque l'on dispose d'une vitesse minimale de vent de 4m/s, à une hauteur de 10m du sol.

Un autre critère important reste l'évaluation des besoins en électricité au regard des consommations journalières et annuelles. Cette étape permettra également maîtriser la consommation en électricité.

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de :

II.1.1.Le mât :

Généralement en métal, supporte l'ensemble des équipements permettant de produire l'électricité (nacelle + rotor). Il est fixé sur une fondation implantée dans le sol, une lourde semelle en béton qui assure l'ancrage et la stabilité de l'éolienne. Le mât des éoliennes atteint jusqu'à 80 m de haut pour les plus puissantes.



Figure 2.18 : la tour d'une turbine

II.1.2.Le rotor :

Composé de plusieurs pales (en général 3) et du nez de l'éolienne. Les pales sont faites de matériaux composites à la fois légers et assurant une rigidité et une résistance suffisantes : polyester renforcé de fibre de verre et/ou fibre de carbone. Leur longueur atteinte actuellement entre 30 et 55 mètres, soit un diamètre du rotor compris entre 60 et 110 mètres. La puissance d'une éolienne est proportionnelle à la surface balayée par ses pales (un cercle), donc au carré de son diamètre rotor.



Figure 2.19 : le rotor d'une turbine

Le rotor balaye un disque circulaire au cours d'une rotation et peut donc récolter l'énergie des molécules d'air traversant ce disque. La surface A d'un disque circulaire est égale à :

$$A = \pi.r^2 = \pi.(1/2 d)^2$$

Avec

r: Est le rayon du disque circulaire,

d: Est le diamètre et ($\pi = 3,1415...$).

Le rotor est relié à la nacelle par le moyeu.

II.1.3.La nacelle

Montée au sommet du mât et abritant les composants mécaniques et pneumatiques et certains composants électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de la machine. Le transport de l'électricité produite dans la nacelle jusqu'au sol est assuré par des câbles électriques descendant à l'intérieur du mât de l'éolienne.

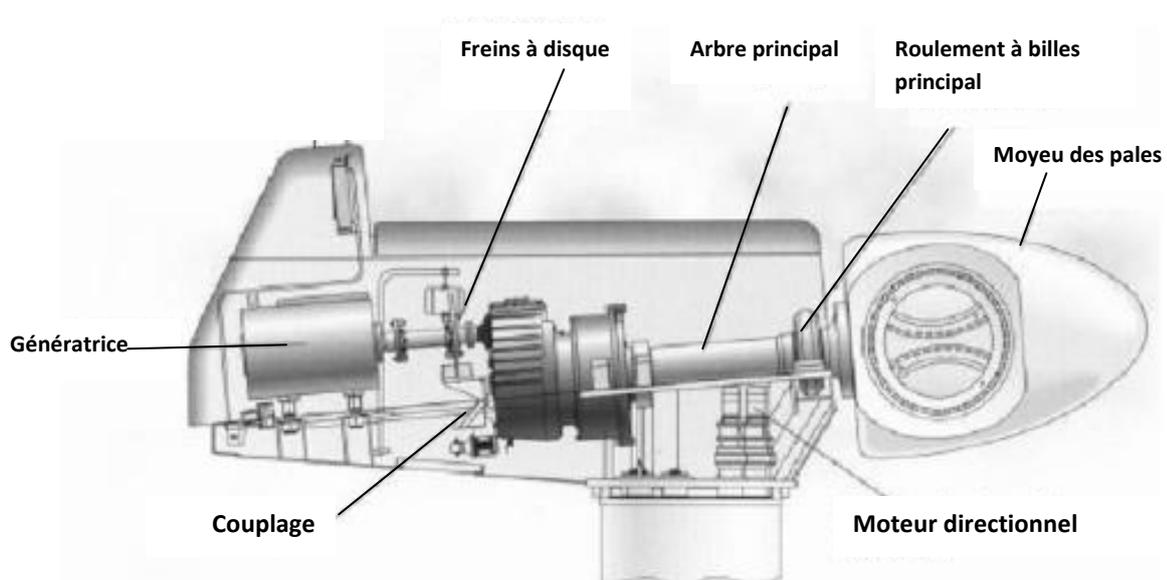


Figure 2.20 : Constitution d'une nacelle

II.1.3.1. Les différents composants d'une nacelle :

- Le multiplicateur de vitesse : il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique.
- L'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine.
- La génératrice : Elle convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.
- Un contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble « rotor + nacelle » face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir.
- Divers dispositifs de refroidissement (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau ou d'huile.

Grâce à un système de supervision et contrôle d'une éolienne peut être arrêtée automatiquement et très rapidement en cas de nécessité. La sécurité du fonctionnement des éoliennes est ainsi assurée en continu.

Dans le cas des éoliennes produisant de l'électricité, un poste de livraison situé à proximité du parc éolien permet de relier ce parc au réseau électrique pour y injecter l'intégralité de l'énergie produite.

II.2. Différents types d'éoliennes :

La puissance aérodynamique capturée par une turbine est exprimée par la formule suivante :

$$P_{\text{aéro}} = \frac{1}{2} \rho S C_p V_v^3$$

Avec :

C_p : Est le coefficient de puissance aérodynamique ;

ρ : La masse volumique de l'air (environ $1,2 \text{ kg/m}^3$) ;

S : La surface active de l'éolienne et V_v la vitesse du vent.

Le coefficient C_p ne peut théoriquement pas dépasser la limite dite de Betz: $C_{p_limite}=0.59$.

Une turbine est typiquement caractérisée par sa courbe $C_p = f(\lambda)$ avec :

$$\lambda = R \cdot \Omega / V_v$$

Avec :

Ω : Est la vitesse angulaire de rotation ;

λ : Est le rapport de la vitesse (linéaire) périphérique en bout de pale sur la composante normale de la vitesse du vent.

Les turbines sont généralement placées face au vent (par un mécanisme d'asservissement de l'orientation ou par un phénomène d'équilibre dynamique naturel), V_v est la vitesse du vent supposée constante (hors turbulences).

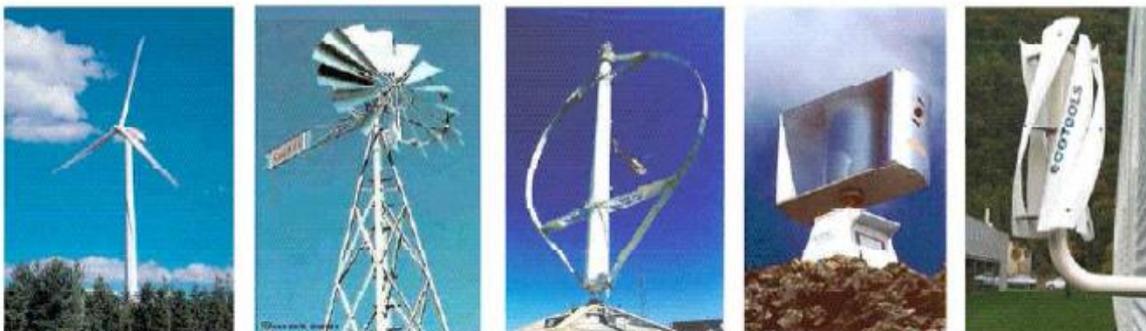
Le tableau ci-dessous présente une classification des turbines éoliennes.

ECHELLE	DIMÈTRE DE L'HÉLICE	PUISSANCE DELIVRÉE
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 KW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1 MW et plus

Tableau 2.3 : Classification des turbines éoliennes.

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice :

- les turbines éoliennes à axe horizontal ;
- les turbines éoliennes à axe vertical.



Éoliennes à axe horizontal

Éoliennes à axe vertical

Figure 2.21 : Technologies éoliennes

Sur le plan aérodynamique, on peut comparer les différents types de turbines selon leurs coefficients aérodynamiques de puissance en fonction de la vitesse normalisée λ .

On peut noter ainsi que :

- Les courbes $C_p(\lambda)$ montrent l'avantage intrinsèque des turbines à axe horizontal en terme de puissance, même si ce jugement est à nuancer lorsqu'on observe l'énergie restituée, en particulier en sites peu ventés (zones urbaines,...) ;
- Les courbes $C_p(\lambda)$ sont plus plates pour les « axes horizontaux » à faible nombre de pales (1,2,3) par rapport aux « axes verticaux » ou aux multi-pales. Elles sont donc moins sensibles aux variations de λ autour de λ_{opt} .

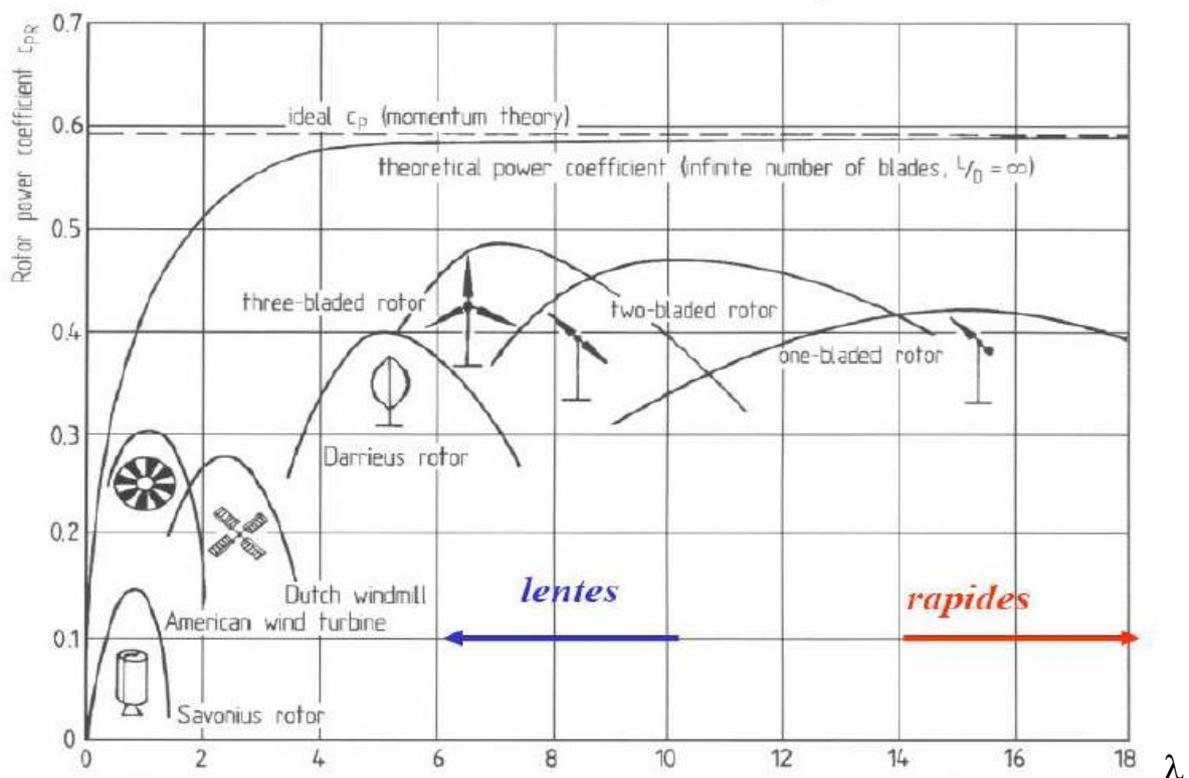


Figure 2.22 : Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de λ et de l'angle de pas de Pales.

II.2.1. Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles et il s'agit d'une turbine à axe vertical de forme cylindrique qui peut facilement être installée sur le toit d'une maison moderne et dont les avantages sont : faible impact visuel, pratiquement pas de bruit et très grande tolérance aux vents forts. Il existe des systèmes grâce auxquels les ailes se décalent plus ou moins pour augmenter l'étendue des vitesses d'action. Si la vitesse du vent est basse, les ailes sont

complètement déployées, si la vitesse est trop forte, les ailes sont complètement fermées et l'éolienne forme un cylindre.

Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. Les avantages théoriques d'une machine à axe vertical sont les suivantes :

- Elle permet de placer la génératrice, le multiplicateur, etc. à terre, et donc pas besoin de munir la machine d'une tour.
- Un mécanisme d'orientation n'est pas nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent.

Les inconvénients principaux sont les suivants :

- L'efficacité globale des éoliennes à axe vertical n'est pas impressionnante.
- L'éolienne ne démarre pas automatiquement. Cependant, ceci ne constitue qu'un inconvénient mineur dans le cas d'une éolienne raccordée au réseau, étant donné qu'il est alors possible d'utiliser la génératrice comme un moteur absorbant du courant du réseau pour démarrer l'éolienne.

II.2.2.Éoliennes à axe horizontales

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité, varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien. Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité.

Aujourd'hui, pratiquement les seules éoliennes commerciales sont à axe horizontales. Les plus grandes éoliennes mesurent jusqu'à 180m en bout de pale avec un moyeu à 120m pour une puissance de 6 MW.

II.3. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Le dimensionnement en puissance de l'ensemble de la turbine, du générateur et de toute la mécanique de structure (nacelle, mât) associée est défini pour une vitesse du vent nominale au-delà de laquelle il est nécessaire d'écarter la puissance. Ainsi, la courbe idéale et typique d'un aérogénérateur a l'allure de celle présentée sur la figure 2.23. [05]

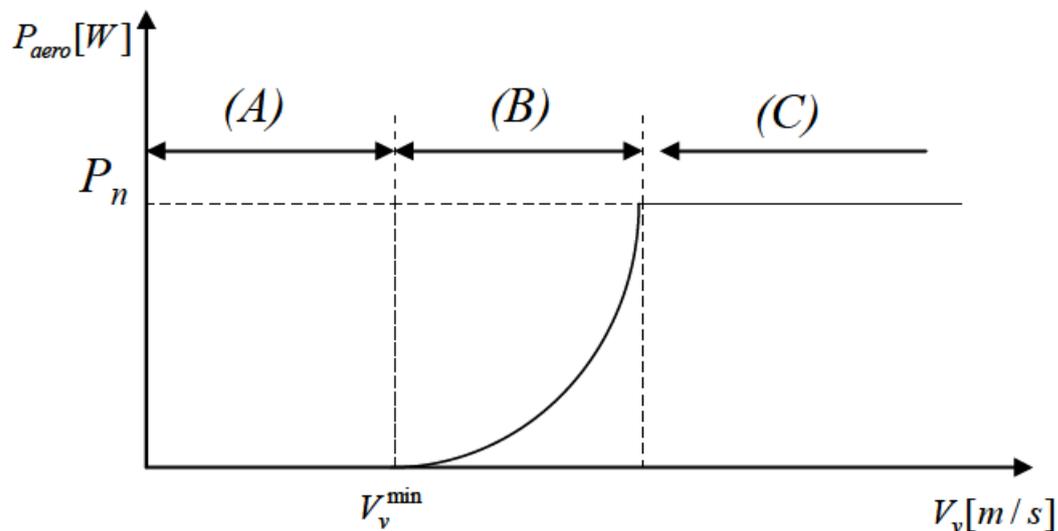


Figure 2.23 : Courbe typique de puissance en fonction de la vitesse du vent.

La caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte trois zones distinctes :

- la zone *A*, où $P_{turbine} = 0$ (la turbine ne fournit pas de puissance) ;
- la zone *B*, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V_v ;
- la zone *C*, où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance $P_{turbine}$ fournie reste sensiblement égale à P_n .

II.3.1. Chaînes de conversion électromécanique

Diverses chaînes de production coexistent pour la production d'électricité par aérogénérateurs. Elles peuvent être très différentes selon que l'on est en forte ou en petite puissance, en fonctionnement à vitesse fixe (ou peu variable) ou à vitesse variable. On peut, par exemple, classer ces solutions par leur fonctionnement couplé ou non au réseau.

1) Génératrices asynchrones à cage

C'est dans les grandes puissances (au-delà de 100 kW) que l'on rencontre des systèmes reliés au réseau et produisant "au fil du vent". Au départ, le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des génératrices asynchrones à cage directement couplées au réseau (sans interface électronique de puissance) jusqu'à des puissances dépassant le mégawatt. Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive, et à un démarreur automatique progressif à gradateur ou à résistances permettant de limiter le régime transitoire d'appel de courant au moment de la connexion au réseau. Dans le cas des aérogénérateurs de dimensions importantes (puissance, rayon des pales), la vitesse de rotation est peu élevée, ce qui nécessite d'insérer un multiplicateur mécanique de vitesse (Figure 2.24). [21]

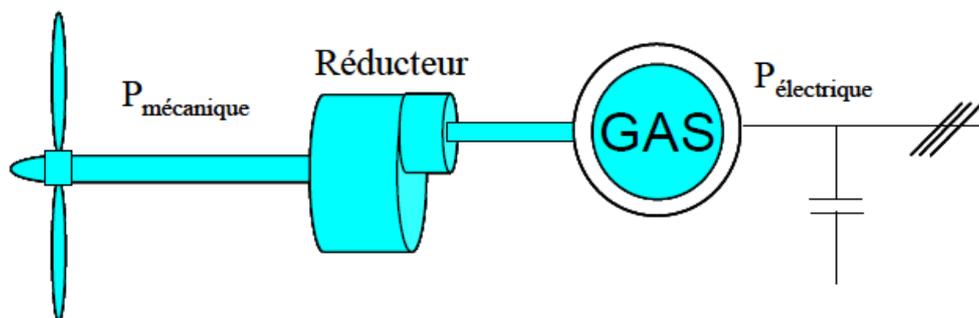


Figure 2.24 : Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage (vitesse de rotation fixe)

Une autre structure consiste à utiliser un variateur de fréquence, mais cette solution est globalement coûteuse (variateur de fréquence dimensionné pour la puissance transitoire, et multiplicateur de vitesse) et donc très rarement exploitée.

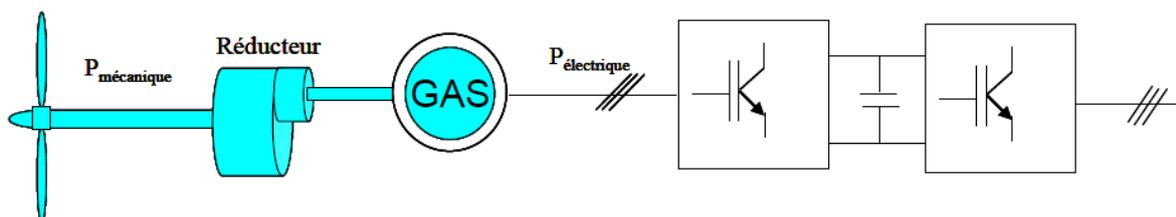


Figure 2.25 : Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable

2) Machines asynchrones à double alimentation (MADA)

La machine asynchrone à rotor bobiné à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hyposynchrone : le stator (ou le rotor) est connecté à tension et fréquence fixes au réseau alors que le rotor (ou le stator) est relié au réseau à travers un convertisseur de fréquence. Si la variation de vitesse requise reste réduite autour de la vitesse de synchronisme, le dimensionnement du convertisseur de fréquence (électronique de puissance) peut être réduit.

Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage.

Une des solutions très intéressantes et permettant d'obtenir une variation de la vitesse de rotation d'environ 30% autour de la vitesse de synchronisme consiste à coupler le rotor de la génératrice à double alimentation au rotor à travers deux onduleurs MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en onduleur réseau (Figure 2.26). En général, le dimensionnement de la chaîne rotorique se limite à 25% de la puissance nominale du stator de la machine électrique, ce qui suffit à assurer une variation de 30% de la plage de vitesse. Ceci constitue le principal avantage de cette structure. Par contre son inconvénient majeur est lié aux interactions avec le réseau, en particulier les surintensités engendrées par des creux de tension du réseau. [21]

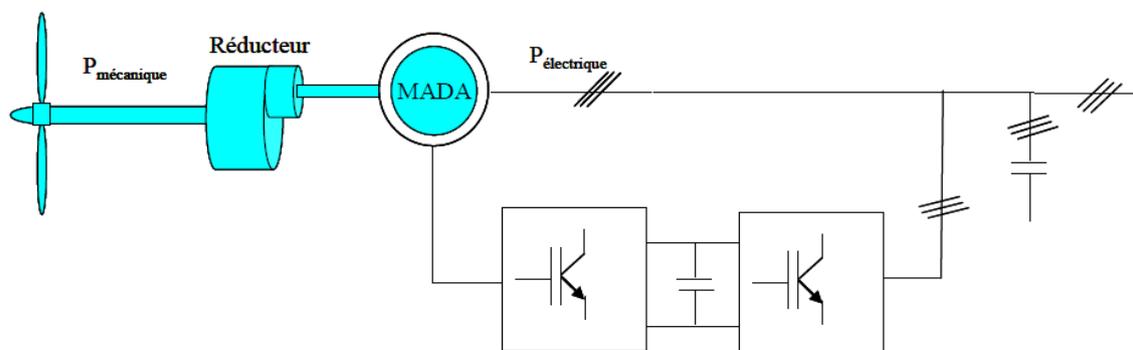


Figure 2.26 : Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation-régulation de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation.

3) Génératrices synchrones

Enfin, tout particulièrement dans le cas des entraînements directs (sans multiplicateur mécanique), on utilise des machines synchrones. Leurs performances, notamment en termes de couple massique, sont très intéressantes lorsqu'elles ont un très grand nombre de pôles. Leur fréquence étant alors incompatible avec celle du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose naturellement. C'est pourquoi les machines à entraînement direct sont toutes à vitesse variable.

Les génératrices synchrones à entraînement direct sont encore peu nombreuses. L'inducteur (rotor) est bobiné nécessite un système bagues lisses-balais ou un système à diodes tournantes sans contact, pour amener le courant continu. Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par l'onduleur MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion).

Pour des raisons de compacité et de rendement, des génératrices synchrones à aimants permanents apparaissent (voire Figure 2.27).

On trouve également des machines synchrones « rapides » associées à un multiplicateur de vitesse, comme chez le constructeur Made (gamme au-delà de 800 kW). Ces machines fonctionnent à vitesse variable. Elles débitent sur un redresseur à diodes, puis la tension continue est convertie à travers un onduleur MLI pour être compatible avec le réseau auquel elles sont connectées (Figure 2.28).

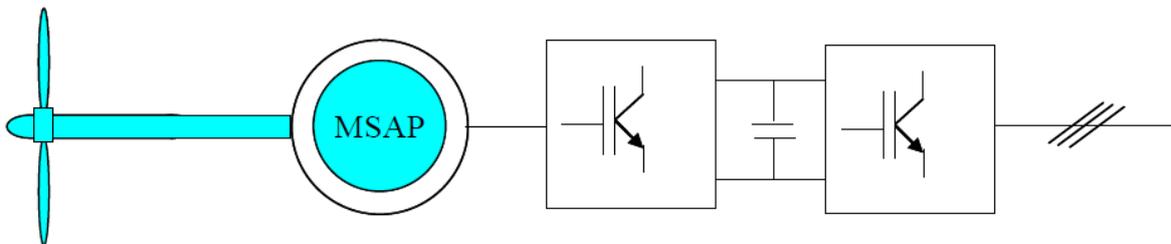


Figure 2.27 : Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents.

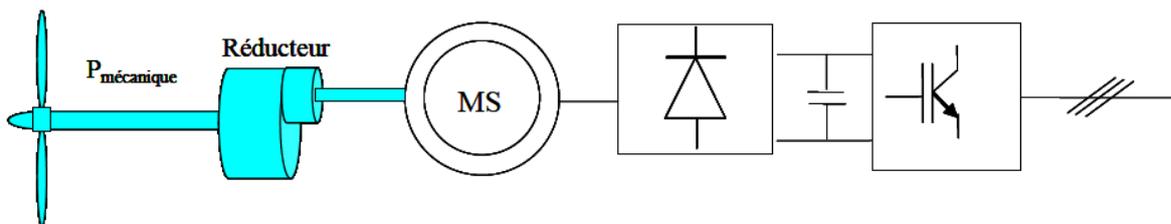


Figure 2.28 : Système basé sur la machine synchrone et redresseur à diodes.

4) Systèmes non couplés au réseau alternatif

Pour les réseaux de petites puissances en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent diesel. Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et est auto amorcée par condensateurs. Pour éviter des démarrages trop fréquents du groupe électrogène, ou pour assurer les transitions, des batteries électrochimiques, voire des accumulateurs inertiels, peuvent également être associés via un convertisseur électronique.

Les inconvénients principaux de ce type de chaîne sont dus à la rigidité (vitesse faiblement variable par glissement de la GAS), l'absence d'optimisation de puissance et la nécessité d'un multiplicateur de vitesse.

Une autre solution couramment employée consiste à utiliser un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif. Dans le cas des très petites puissances, l'énergie est directement consommée en courant continu. Le bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes de production (éolien, photovoltaïque, pile à combustible...) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur de tels bus.[21]

La Figure 2.29, montre une solution originale et de faible coût pour associer un aérogénérateur à un tel système. La génératrice est de type synchrone à aimants permanents (entraînement direct comme il s'agit de puissances modestes) débitant directement, à travers un pont de diodes triphasé, sur le bus continu et l'accumulateur électrochimique. [21]

Le débit direct (à travers un simple redresseur en pont à diodes) de la machine synchrone sur une source de tension continue peut surprendre. En fait, c'est grâce à l'inductance d'induit de la machine synchrone de forte valeur que les courants restent proches des formes sinusoïdales et que les rendements de conversion sont corrects. En cas de surcharge de la batterie (trop de tension), un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée en rotation.

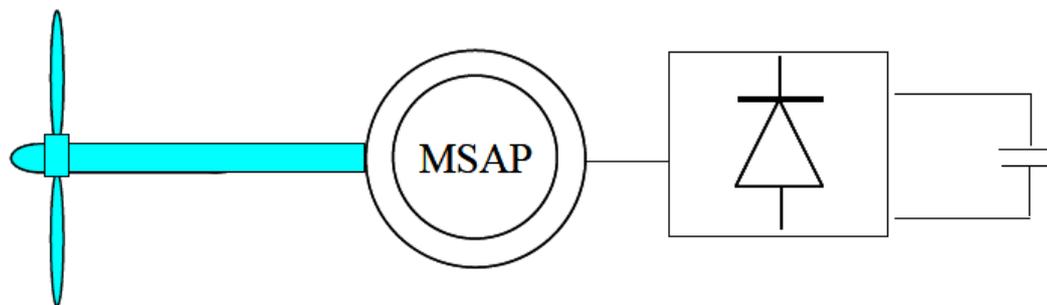


Figure 2.29 : Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu.

Pour de faibles rayons de pales, les rotors tournent suffisamment vite pour que la conception des générateurs reste classique. Cependant, comme nous le montrons ci - dessous, une conception de la génératrice dédiée à l'application est nécessaire, selon la turbine et la chaîne de conversion d'énergie utilisées.

II.4. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a également des désavantages qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

II.4.1. Les avantages

- L'énergie éolienne, propre, fiable, économique, et écologique, c'est une énergie qui respecte l'environnement.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable propre, gratuit, et inépuisable.
- Bien qu'il soit difficile de remplacer totalement les sources traditionnelles d'énergie, l'énergie éolienne peut toutefois proposer une alternative intéressante et renouvelable. Elle s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de CO₂, etc.
....
- Chaque mégawatheure d'électricité produit par l'énergie éolienne aide à réduire de 0,8 à 0,9 tonne les émissions de CO₂ rejetées chaque année par la production d'électricité d'origine thermique.
- Parmi toutes les sources de production d'électricité, celle d'origine éolienne subit de très loin le plus fort taux de croissance.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs.

L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu, puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires, qui fournissent de l'énergie même lorsque que l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique.

- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à de nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelles.
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables, le coût de l'éolienne à diminuer presque 90% depuis le début des années 80. Le coût de l'énergie éolienne continue de diminuer grâce aux percées technologiques, à l'accroissement du niveau de production et à l'utilisation de grandes turbines.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se

développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

- L'énergie éolienne se révèle une excellente ressource d'appoint d'autres énergies, notamment durant les pics de consommation, en hiver par exemple.

II.4.2. Les inconvénients

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques inconvénients :

- L'impact visuel : ça reste néanmoins un thème subjectif. Des images de synthèse sont élaborées pour montrer l'impact visuel. Dans la plus grande majorité des cas, les enquêtes réalisées montrent une réelle acceptation des populations voisines ou visitant un site éolien.
- Les bruits mécaniques ou aérodynamiques.
- Les éoliennes peuvent nuire à la migration des oiseaux en étant un obstacle mortel. En effet, les pales en rotation sont difficilement visibles par mauvais temps ou la nuit. Les oiseaux peuvent alors entrer en collision avec celles-ci. Plus le parc éolien est dense plus ce risque est grand.
- La source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suit, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.
- Les systèmes éoliens coûtent généralement plus cher à l'achat que les systèmes utilisant des sources d'énergie classiques, comme les groupes électrogènes à essence, mais à long terme, ils constituent une source d'énergie économique et ils demandent peu d'entretien.

Conclusion

L'énergie éolienne se présente comme une énergie renouvelable, moyennement rentable et relativement moins coûteuse. C'est pourquoi les éoliennes sont encore en grande évolution de nos jours.

L'énergie éolienne semble avoir un avenir très prometteur, permettant de produire une énergie « propre » et réduire les impacts des autres énergies dites « polluantes » qui posera de nouveaux problèmes dans quelques années.



Chapitre III.

Les centrales hydrauliques.

Introduction

L'énergie hydroélectrique, ou *hydroélectricité*, est une énergie électrique obtenue par conversion de l'énergie hydraulique des différents flux d'eau. (Fleuves, rivières, chutes d'eau, courants marins,...)

L'énergie hydroélectrique est une énergie renouvelable. Elle est aussi considérée comme une énergie propre.

III.1.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.

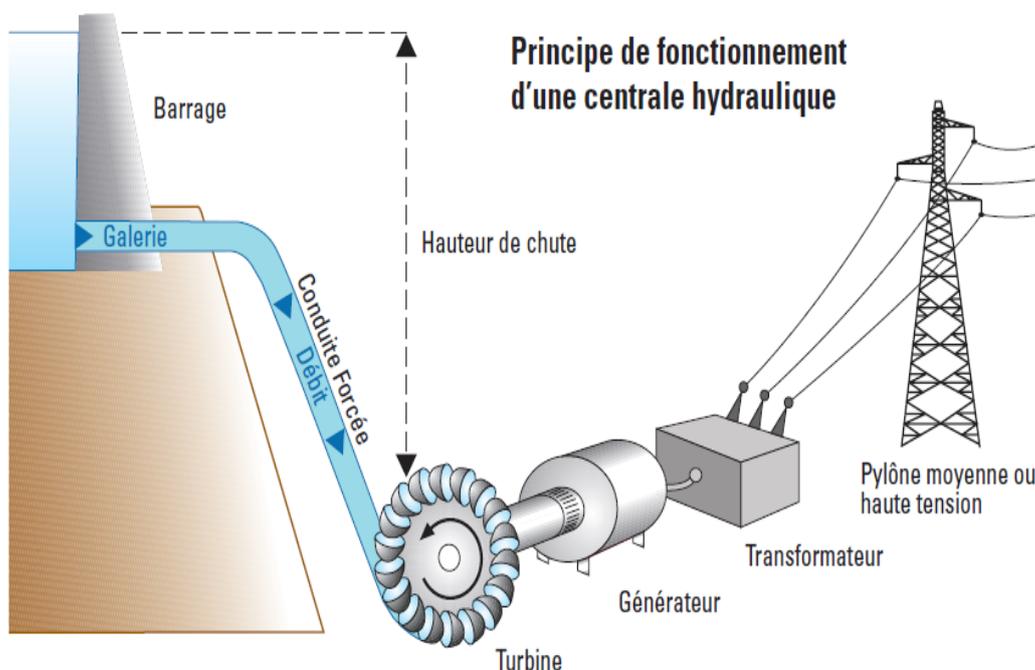


Figure 2.30 : Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique

III.1.1. Puissance d'une chute d'eau :

La définition de l'énergie potentielle est :

$$W = M * g * h \quad [2.1]$$

Avec :

W : l'énergie potentielle en joules [J],

M : la masse de l'eau en [Kg],

g : Accélération de la pesanteur en m/s^2 ($g=9.81 m/s^2$),

h : hauteur de la chute d'eau en [m].

La définition de la puissance est :

$$P = W/t \quad [2.2]$$

Avec :

P : puissance utile de la chute d'eau en [W],

t : temps en [s].

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

$$P = M * g * h / t \quad [2.2]$$

Où

$$M = V * M_v \Rightarrow P = (V * M_v * g * h) / t \quad [2.3]$$

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

$$P = Q * M_v * g * h \quad [2.4]$$

Q : Débit de la chute d'eau m^3/s .

M_v : Masse volumique de l'eau en kg/m^3 .

Pour avoir une puissance importante, le produit ($Q*h$) doit être le plus élevé possible. L'idéal est d'avoir un grand débit sur une grande hauteur de chute, ce qui n'est pas toujours évident à réaliser.

III.2. Les types de centrales hydrauliques

On peut classer les centrales suivant deux paramètres à savoir la hauteur de la chute et le type d'aménagement.

III.2.1. Selon la hauteur de la chute :

- Centrales de hautes chutes

Ce type de centrales est caractérisé par une hauteur de chute supérieure à 200m. Il s'agit de centrale située en montagne (fort dénivelé sur de courtes distances). L'eau est retenue par des barrages et est évacuée par des conduites forcées vers la turbine. L'unité de production est éloignée du barrage. (Figure 2.31) [7].

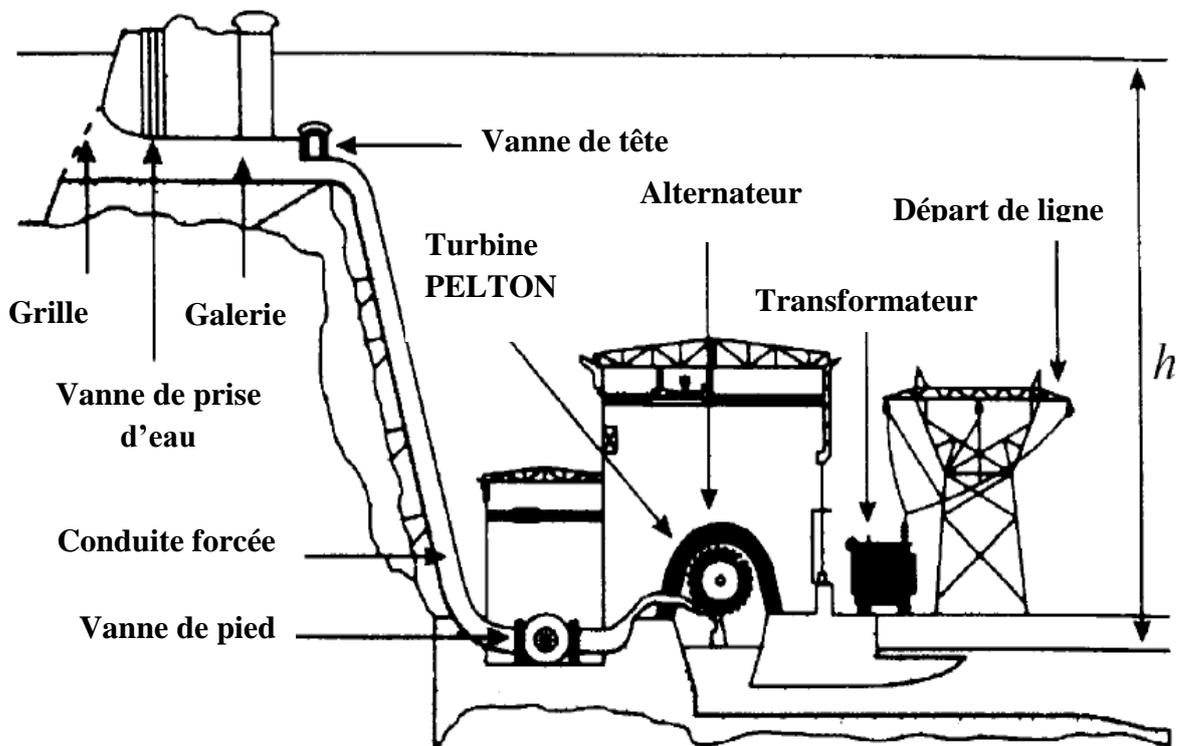


Figure 2.31 : Centrales de hautes chutes.

- Centrales de moyennes chutes

La hauteur de chute est comprise entre 30m et 200m. L'unité de production est à proximité de la retenue.

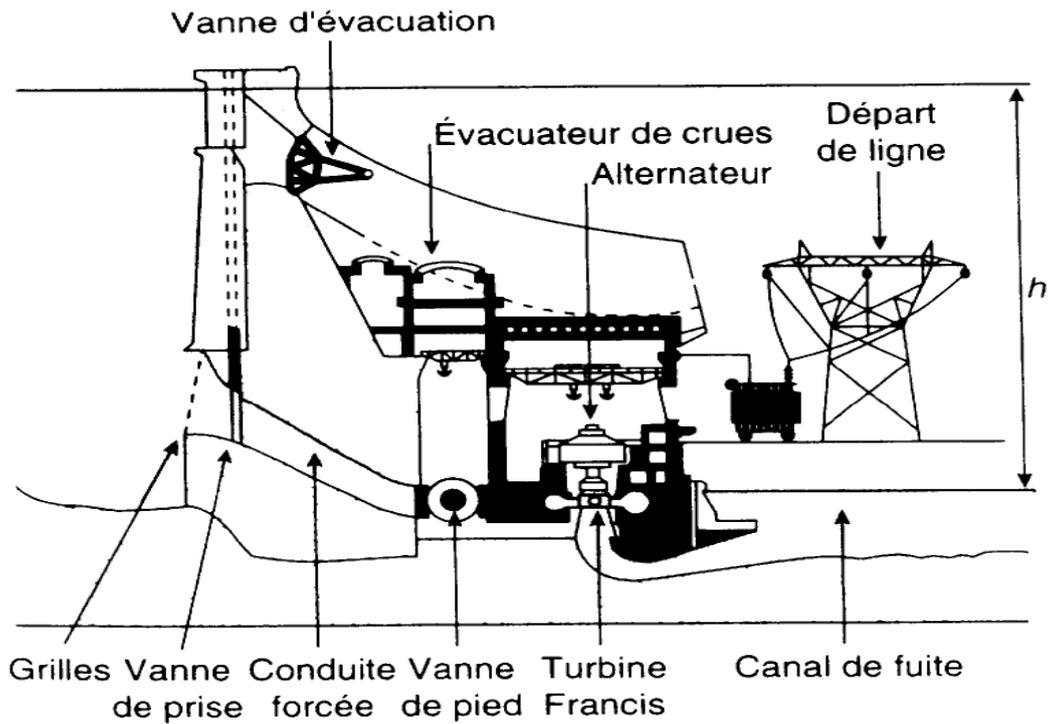


Figure 2.32 : Centrales de moyennes chutes

- Centrales de basses chutes

La hauteur de chute est inférieure à 30m. On les appelle aussi centrale au fil de l'eau. Elles sont caractérisées par une hauteur très faible et un très fort débit.

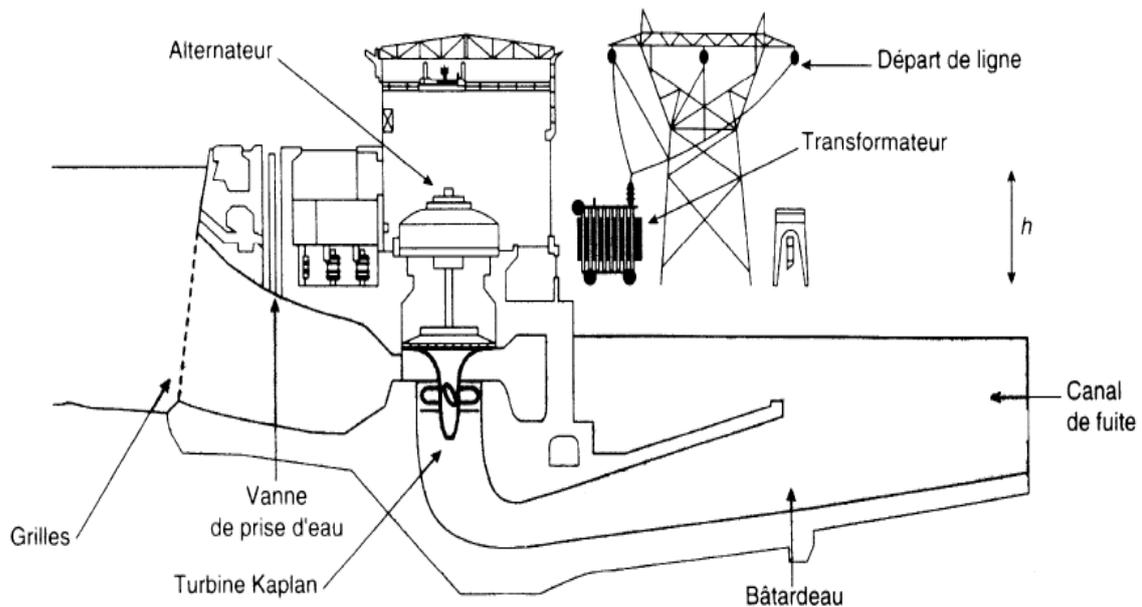


Figure 2.33 : Centrales de petites chutes

III.2.2. Selon le type d'aménagement :

- Centrales hydroélectrique au fil d'eau :

Ces centrales sont installées sur le parcours des cours d'eau ; caractérisés par un débit important , une faible hauteur de chute et la puissance de ces centrales est comprise entre quelque dizaines KW et quelques MW.

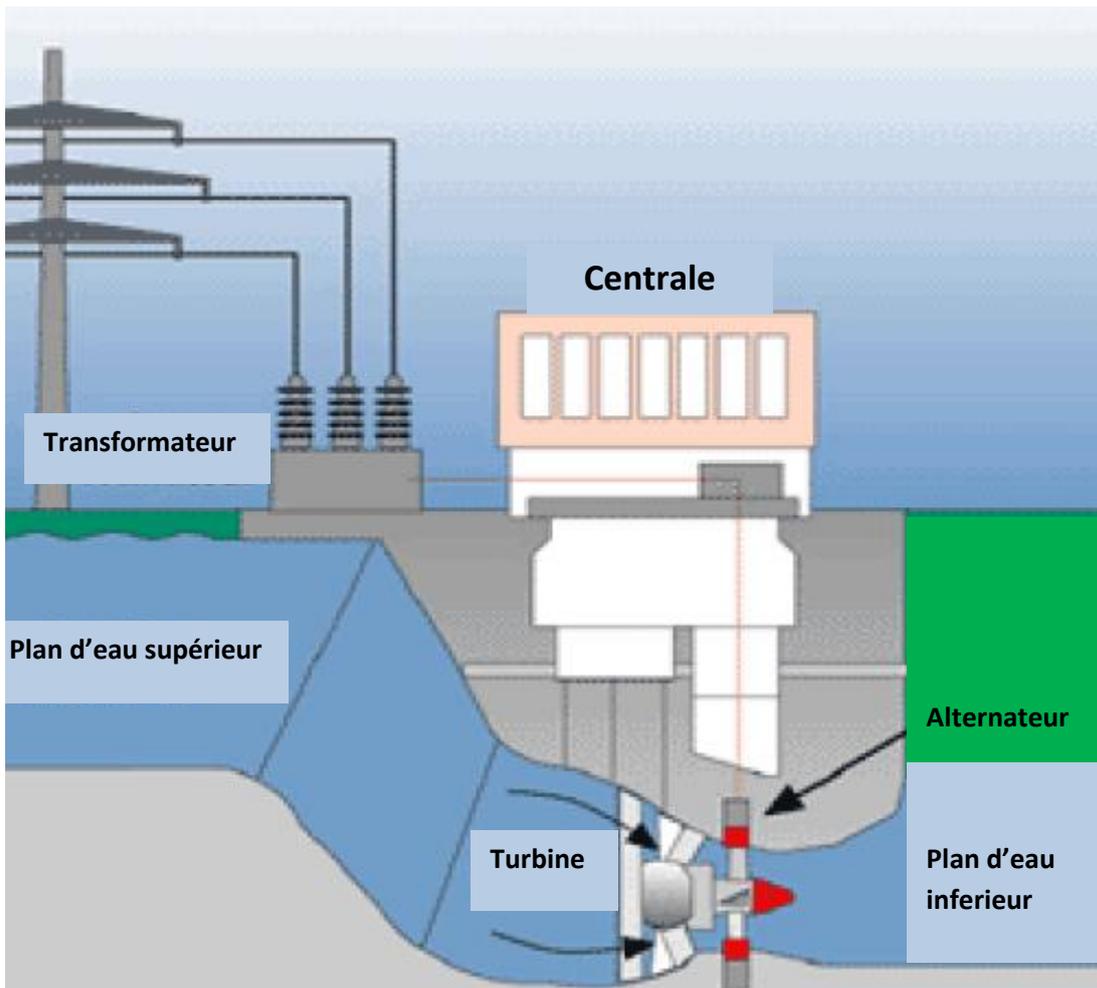


Figure 2.34 : Centrale au fil de l'eau

- Centrales hydroélectrique à accumulation :

Ces centrales comportent un réservoir important. L'eau de pluie et de fonte des neiges, retenue derrière un barrage, est acheminée par une conduite forcée jusqu'à des turbines hydrauliques qui entraînent des alternateurs (conversion mécanique – électrique). Ces centrales ont un excellent rendement.

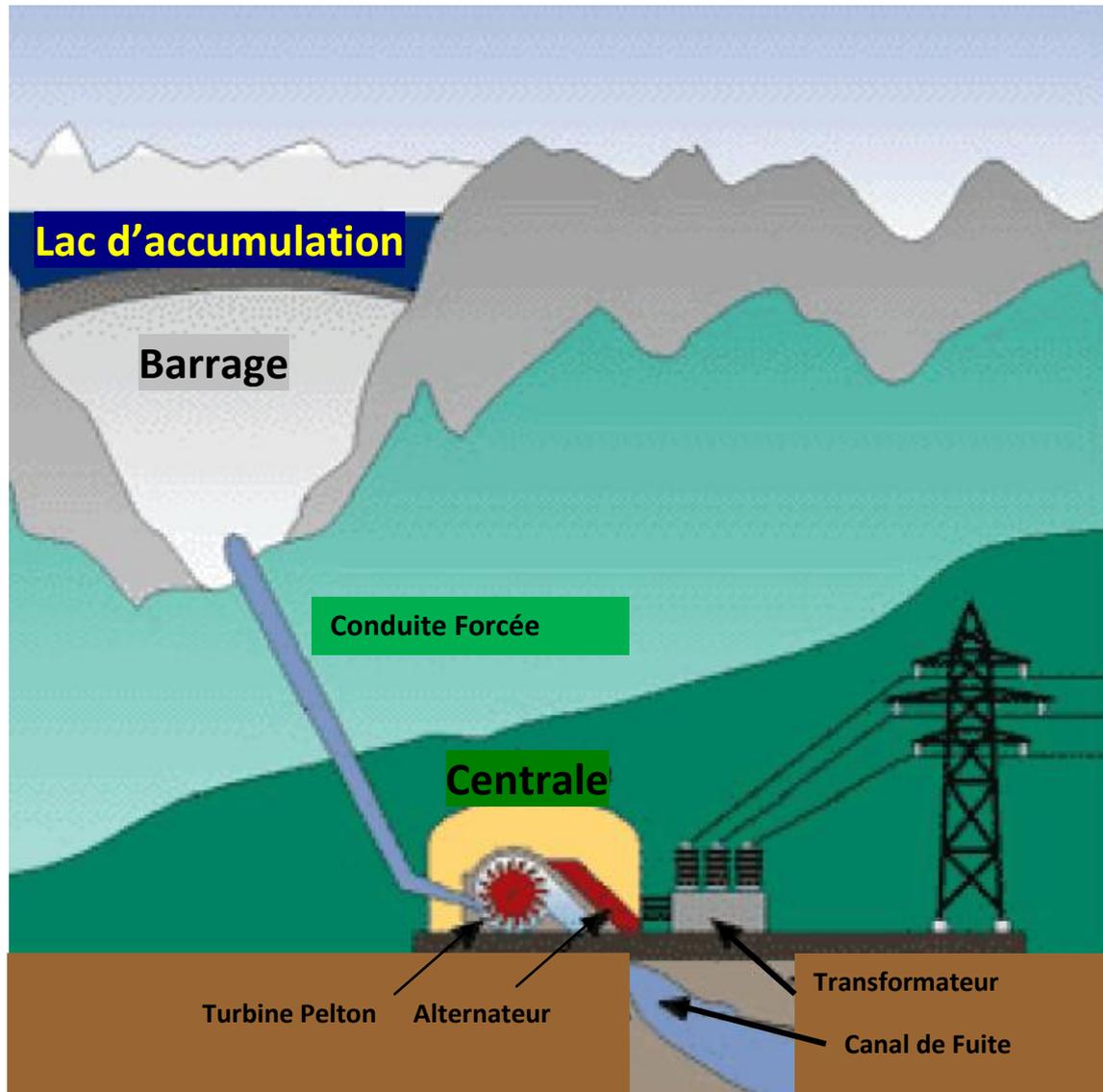


Figure 2.35 : Centrale à accumulation.

III.3. Les turbines :

Comme pour les centrales thermiques, les alternateurs sont entraînés par des turbines. Celles-ci sont adaptées aux caractéristiques de la chute : hauteur, vitesse de l'eau, débit.

III.3.1. Turbine PELTON :

Les centrales de haute chute sont généralement équipées de turbines PELTON appelées aussi turbine à action : l'eau arrive en deux jets de forte pression contre le pourtour de la roue équipée de pales en forme de godets.

Cette turbine se caractérise par :

- Par l'absence de poussée axiale.
- La puissance d'une turbine Pelton est de l'ordre de 60 MW.
- Ce type de turbine ne dispose pas de diffuseur (ou aspirateur) en sortie d'eau, car celle-ci s'écoule librement à la pression atmosphérique dès l'instant où elle quitte l'injecteur sous forme de jet.

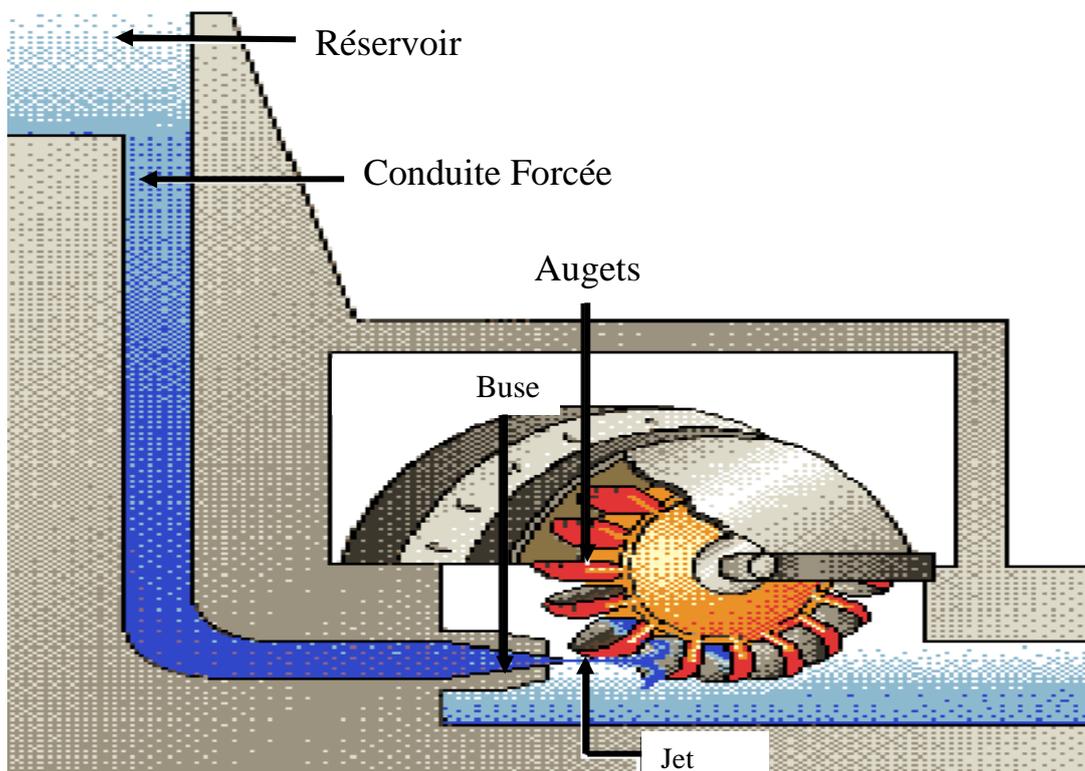


Figure 2.36 : Turbine PELTON

III.3.2. Turbine FRANCIS

Les centrales de moyenne chute sont équipées de turbine FRANCIS dite aussi turbine à réaction, qui permettent l'utilisation de l'eau à moyenne pression. L'eau est dirigée contre les pales de la turbine par des ailettes de guidage, puis rabattue vers le centre de la roue.

Cette turbine se caractérise par :

- Diamètre de la roue : entre quelques décimètres et environ 10 mètres.
- Vitesse de rotation : entre 70 et 3 000 tr/min.
- Rendement énergétique : entre 80 % et 95 %.

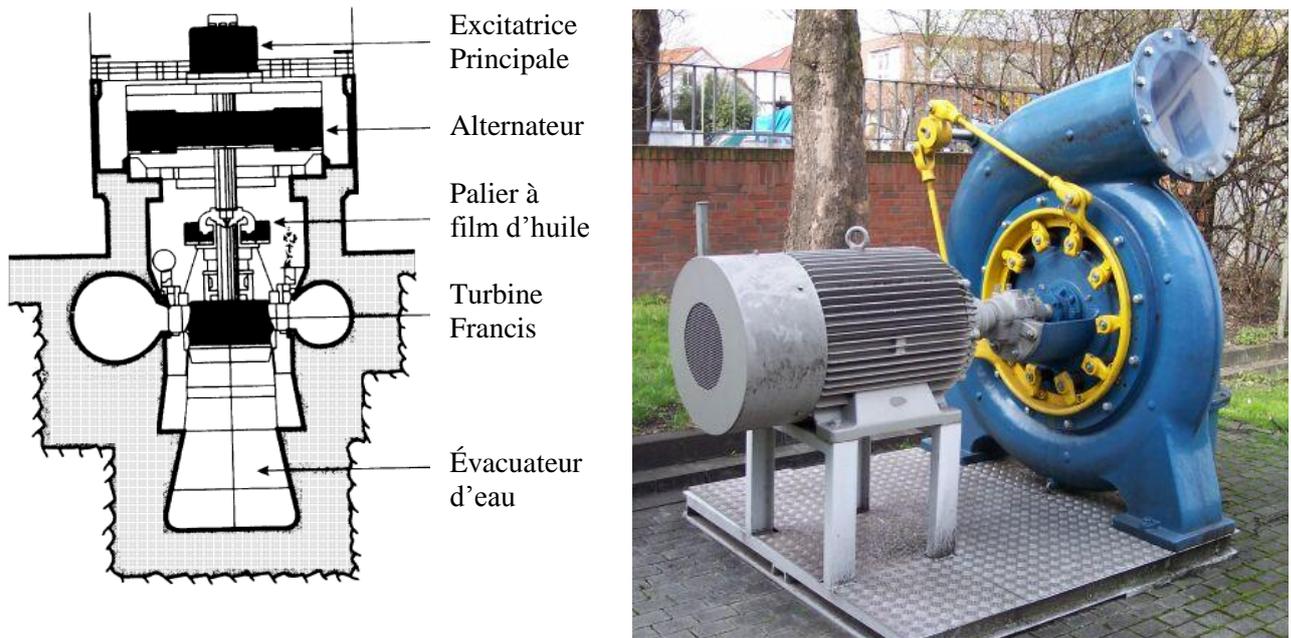


Figure 2.37 : Turbine FRANCIS

III.3.3. Turbine KAPLAN :

Les centrales de basse chute sont équipées soit de turbine à réaction type KAPLAN avec pales orientables en fonction du débit, soit de groupes bulbes.

Cette turbine se caractérise par :

- Elle est adaptée pour les faibles chutes de 10 à 30 mètres en hauteur, et pour les très grands débits de 5000 à 100 000 l/s.
- La vitesse de rotation varie de 50 à 250 tr/min.

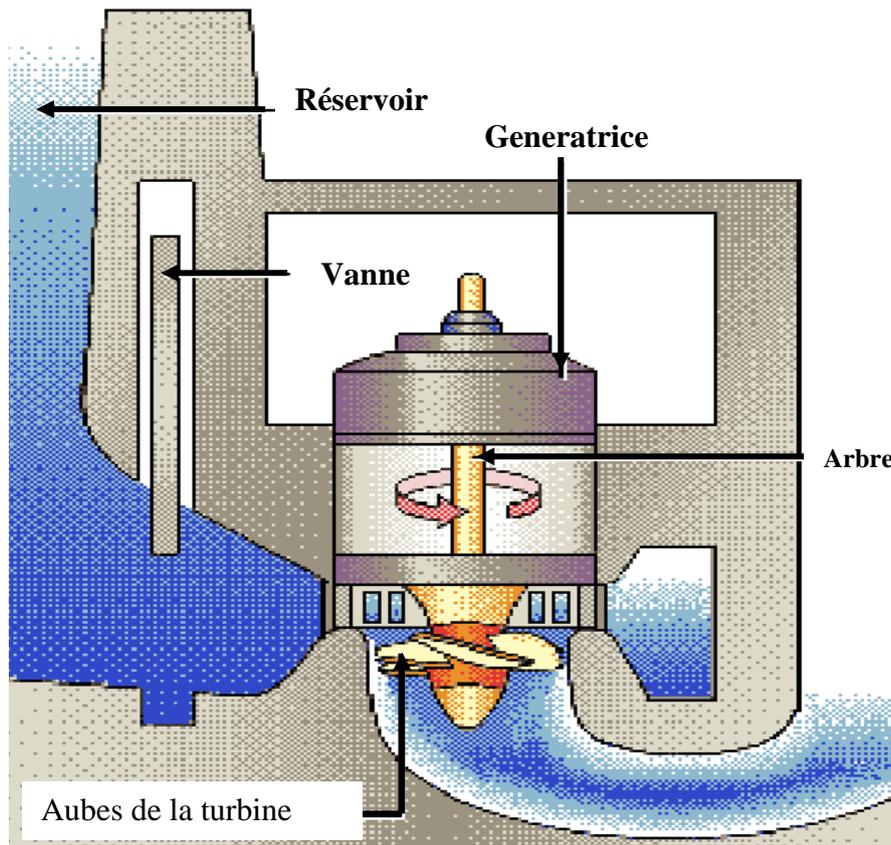


Figure 2.38 : Turbines KAPLAN

III.4. Avantages et inconvénients des centrales hydroélectriques

III.4.1. Avantage

- Excellent rendement certaines centrales atteignent jusqu'à 90%.
- Énergie propre et renouvelables
- Fournissent l'électricité à la demande.
- Énergie primaire gratuite.
- Technologie abordable (transfert de technologie peu onéreux pour les pays en voie de développement).

III.4.2. Inconvénients

- Inondations des terres durant la création des barrages.
- En plus des conséquences environnementales, viennent s'ajouter des impacts d'ordre sociaux tels que les déplacements de population (expropriations) du à la submersion des terres.
- Production d'électricité dépendante du débit pour certaines centrales.
- Construction dans les zones lointaines souvent loin des zones urbaines.

Conclusion

L'hydroélectricité est une énergie d'avenir puisqu'elle représente une alternative aux énergies fossiles polluantes et de plus en plus rares. Néanmoins, même si la totalité du potentiel hydroélectrique était exploitée, la production ne pourrait pas répondre à la demande en électricité toujours croissante.

L'énergie hydroélectrique présente des avantages, son plus grand inconvénient reste ces applications qui sont encore très limitées pour des raisons techniques. Bien que non polluantes, leurs applications ne sont pas sans conséquences ; sur notre environnement.



Chapitre IV.

La biomasse et la géothermie.

Introduction

Dites énergies nouvelles, elles interviennent dans le secteur de l'écologie et des énergies propres. À savoir le soleil, le vent, l'eau, la chaleur terrestre et les végétaux. Ces énergies sont respectueuses de l'environnement, elles sont inépuisables par leurs renouvellements permanents.

De nouvelles techniques d'exploitation de l'énergie afin de produire de l'électricité sont apparues ces dernières années, pour faire face au besoin en énergie électrique mais aussi pour présenter une alternative aux énergies fossiles.

Dans ce présent chapitre, on essayera de mettre en évidence l'exploitation des énergies qui sont en plein essor dans la production de l'énergie électrique et sont considérées comme étant des énergies renouvelables à savoir la biomasse et la géothermie.

IV.1. La biomasse

« Le terme de biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale (algues incluses), animale ou fongique pouvant devenir source d'énergie par combustion (ex : bois énergie), après méthanisation (biogaz) ou après de nouvelles transformations chimiques (agrocarburant) ». [23]

La biomasse a des usages traditionnels domestiques et des usages non traditionnels (production d'électricité, biocarburants, combustibles, bioplastiques).

IV.1.1. La biomasse comme source de chaleur

Actuellement, les biomasses les plus utilisées à des fins énergétiques sont :

Les résidus issus des systèmes de productions :

- Agricoles telles que les fumiers, lisiers...etc.
- Forestières telles que les rémanents forestiers (parties des arbres ou taillis non exploitable en scierie)

Ces matières peuvent fournir de l'énergie. Ainsi, elle peut être brûlée pour produire de la chaleur (cheminée, chaudière à bois, cuisine) ou de l'électricité.

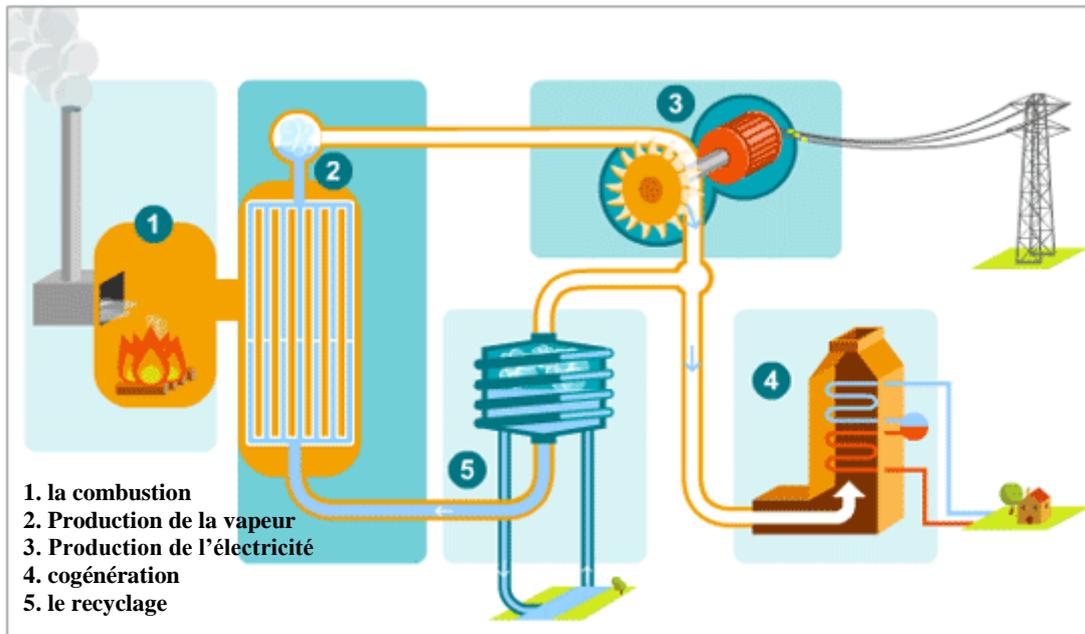


Figure 2.39 : Fonctionnement d'une centrale biomasse

IV.1.2. Les différents types de biomasse et leurs utilisations potentielles

La biomasse se présente sous des formes très diverses : solide, liquide, boue, poussière de bois, granulés, etc. et possède des caractéristiques parfois très différentes.

IV.1.2.1. la biomasse « Sèche »

Lorsqu'elle n'est pas trop humide, la biomasse peut être brûlée en combustion directe. La combustion libère une quantité importante de chaleur. Cette chaleur est utilisée pour assurer des besoins de chauffage (industriels ou domestiques) ou pour être convertie en électricité.

Pour ce type de biomasse, le bois est souvent utilisé sous différentes formes (bûches, plaques de bois broyées...etc).

IV.1.2.2. la biomasse « Humide »

Lorsqu'elle est trop humide pour être brûlée, la biomasse est fermentée à l'abri de l'air et libère un mélange gazeux, riche en méthane (gaz naturel). Le mélange gazeux produit, appelé *biogaz*, est utilisé pour générer de l'électricité, de la chaleur, ou peut même servir de carburant dans les véhicules.

Il existe aussi d'autres techniques d'exploitation de la biomasse, telles que les biomasses sucrées, amylacées ou oléagineuses qui sont utilisées pour la production de biocarburants (l'éthanol, l'huile végétale ou le biodiesel).

IV.1.3. Les avantages et limites de la biomasse

- La bioénergie, exploitée de manière durable et renouvelable, ne participe pas au réchauffement climatique grâce à son cycle neutre du carbone.
- La biomasse est biodégradable, les risques de pollution sont très réduits.
- large disponibilité de la ressource.
- Son apport est limité car le recours intensif à la biomasse entraînerait des impacts négatifs sur l'environnement tels que des phénomènes de déforestations (en cas d'exploitation intensive du bois-énergie), d'érosions des sols, de pollution des sols et des eaux (en cas de production intensive de biocarburant).

Conclusion

Contrairement à ce que l'on pourrait penser, le potentiel de production d'énergie à partir de biomasse n'est pas négligeable dans les centres urbains et pour des petites puissances. Les déchets verts et les sous-produits des industries agro-alimentaires représentent également une opportunité pour la production de chaleur et d'électricité par bio-méthanisation.

Toutefois, la production d'électricité seule à partir de la biomasse présente un rendement faible à grande échelle comparé à celui des autres énergies renouvelables.

IV.2. La géothermie

« La géothermie ou 'chaleur de la terre' se présente sous forme de réservoirs de vapeur ou d'eaux chaudes ou encore de roches chaudes. Lorsque le réservoir géothermique est à une température modérée, cette ressource est exploitée pour de la production de chaleur distribuée par un réseau de chaleur. Elle est particulièrement développée dans les bassins aquitain et parisien pour le chauffage urbain. Lorsque la température du réservoir géothermique est plus élevée et permet de produire de la vapeur, il est possible de produire de l'électricité. ». [22]

IV.2.1.Principe

Il s'agit d'extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité. On exploite la chaleur accumulée, stockée dans les parties du sous-sol, en faisant plusieurs forages, plus ou moins profonds selon la température désirée ou le gradient thermique local.

IV.2.2. Les principales formes de ressources géothermiques

a) Réservoir de vapeur :

Si l'eau de gisement est partiellement vaporisée, elle peut être récupérée sous forme de vapeur sèche utilisable pour faire tourner les turbines des centrales électriques. Cependant, ces gisements de vapeur sont relativement rares. Les gisements les plus connus sont Lardarello (Italie), Geysers (Californie) et Matsukawa (Japon). [32]

b) Réservoir d'eau chaude :

L'eau des gisements géothermiques reste liquide et selon sa température, elle peut être utilisée soit pour le chauffage, soit pour la production d'électricité. Dans ce dernier cas, la baisse de pression que subit l'eau chaude pendant sa remontée vers la surface, fait qu'elle s'évapore et généralement en tête de puits on dispose d'un mélange eau-vapeur dont on peut utiliser la phase gazeuse pour alimenter des turbines.

c) La géothermie des roches fracturées

Le principe consiste à récupérer la chaleur de roches chaudes en profondeur par une circulation d'eau vers la surface. Elle constitue une énorme réserve d'énergie puisque l'exploitation de la chaleur contenue dans une sphère de 1 km de rayon permettrait d'alimenter pendant un siècle une centrale électrique de 10 MW. La principale difficulté consiste à créer un échangeur souterrain par stimulation hydraulique des fractures existantes dans la roche en profondeur.[22]

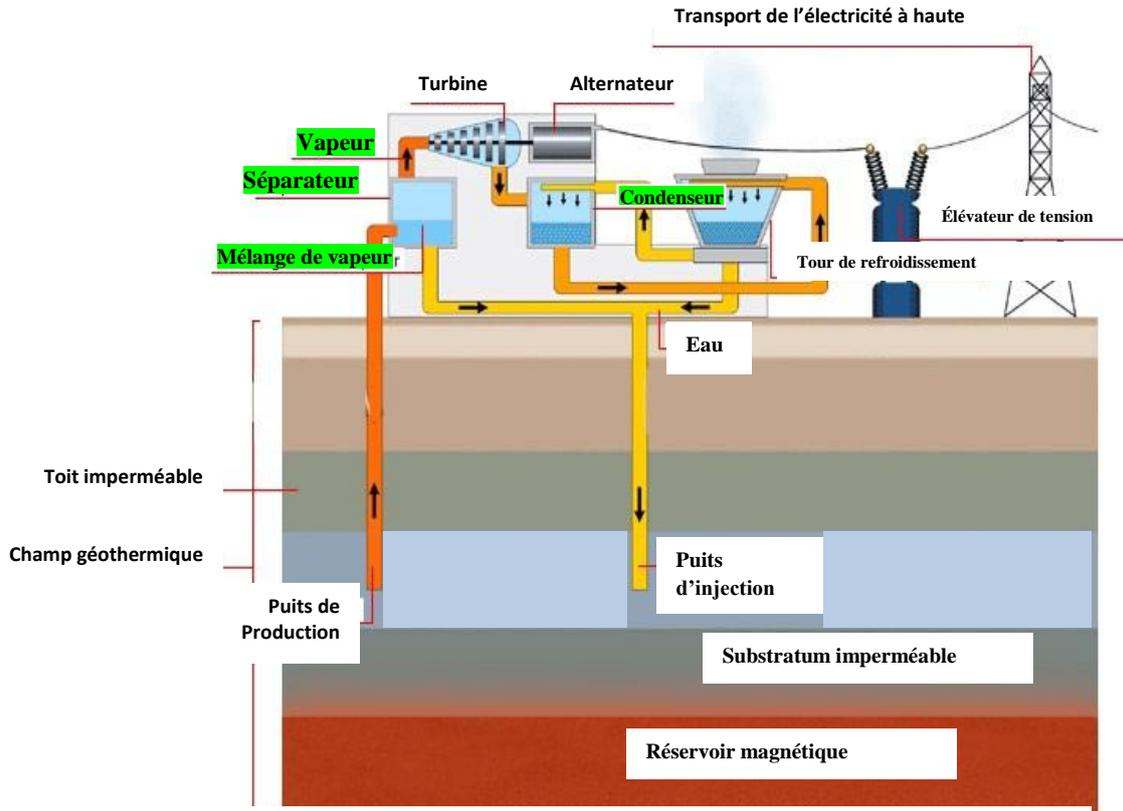


Figure 2.40 : Schéma d'une centrale géothermique

IV.2.3. Types de géothermie

On distingue classiquement trois types de géothermie selon le niveau de température disponible à l'exploitation :

IV.2.3.1. la géothermie à haute énergie

La géothermie à haute énergie ou géothermie privilégiée exploite des sources hydrothermales très chaudes, ou des forages très profonds où de l'eau est injectée sous pression dans la roche. Cette géothermie est surtout utilisée pour produire de l'électricité. Elle est parfois subdivisée en deux sous-catégories :

- La géothermie moyenne énergie (aux températures comprises entre 100 et 150°C) par laquelle la production d'électricité nécessite une technologie utilisant un fluide intermédiaire
- La géothermie haute énergie (aux températures supérieures à 150°C) qui permet la production d'électricité grâce à la vapeur qui jaillit avec assez de pression pour alimenter une turbine.

IV.2.3.2.la géothermie de basse énergie

Géothermie des nappes profondes (entre quelques centaines et plusieurs milliers de mètres) aux températures situées entre 30 et 100°C. Principale utilisation : les réseaux de chauffage urbain.

IV.2.3.3.la géothermie de très basse énergie

Géothermie des faibles profondeurs aux niveaux de température compris entre 10 et 30°C. Principales utilisations : le chauffage et la climatisation individuelle par dispositifs thermodynamiques généralement fonctionnant à l'électricité , d'où le terme barbare électrothermodynamique, appelés plus communément " pompes à chaleurs aérothermiques " (puisant dans l'air extérieur) et " pompe à chaleur géothermique " (puisant dans la terre ou l'eau à faible profondeur) beaucoup plus performantes que les premières.

IV.2.4.Avantage et inconvénient de la géothermie

IV.2.4.1.Avantages

- Une ressource énergétique renouvelable ;
- Grande capacité de production ;
- Énergie de base indépendante des conditions climatiques ;

IV.2.4.2.Inconvénients

- Ressources naturelles du sol dont l'extraction nécessite la réalisation de forage dont les résultats sont aléatoires ;
- Coûts d'investissement important ;

Conclusion

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie de profondeur présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). C'est donc une source d'énergie quasi-continue car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (30 à 50 ans en moyenne) ce qui présente une alternative face aux dilemmes énergétique mondial.



Partie 3.

Dimensionnement d'une mini-centrale hydraulique.

Introduction :

Après avoir été longtemps négligée au profit des autres énergies, l'hydroélectricité revient en force au XXI^e siècle face aux enjeux du développement des énergies renouvelables.

Aujourd'hui, elle occupe la place de 1^{ère} production mondiale d'énergie électrique d'origine renouvelable (3 248 TWh/an) ; à elle seule, l'hydroélectricité génère 92,5 % de l'électricité issue des énergies renouvelables.

Cependant, l'hydroélectricité possède des atouts de taille ; il s'agit d'une énergie renouvelable, stockable éventuellement, qui ne produit pas de gaz à effet de serre.

Dans le cadre des accords de Kyoto signés en 1997, l'Union Européenne s'est engagée à réduire les émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990. Pour ce faire, une utilisation accrue des énergies renouvelables est primordiale. Pour la France, le taux de couverture de la consommation d'électricité par les énergies renouvelables atteint aujourd'hui 20% environ.

Pour mieux illustrer le fonctionnement d'une centrale, on procédera dans cette partie à un dimensionnement d'une petite centrale hydroélectrique, la détermination des paramètres de fonctionnements des différents blocs que compose ce type de centrale ainsi que son rendement globale en termes d'énergie électrique.

I.1.Caractéristiques d'une mini-centrale hydroélectrique

Les petites centrales hydrauliques sont présentes partout dans le monde, elles se définissent comme étant des installations de production énergétique, d'une puissance inférieure à 10 000 kW, transformant l'énergie hydraulique d'un cours d'eau en énergie électrique.

On classe les PCH en fonction de la puissance installée et on parle de :

- Petite centrale pour une puissance comprise entre 2 000 kW et 10 000 kW,
- Mini-centrale pour une puissance comprise entre 500 kW et 2 000 kW,
- Micro-centrale pour une puissance comprise entre 20 kW et 500 kW,
- Pico-centrale pour une puissance inférieure à 20 kW.

Une petite centrale hydroélectrique est composée de quatre éléments principaux :

- a) Les ouvrages de prise d'eau (digues, barrages),
- b) Les ouvrages d'amenée et de mise en charge (canal d'amenée, conduite forcée),
- c) Les équipements de production (turbines, générateurs, systèmes de régulation),
- d) Les ouvrages de restitution.

a) L'ouvrage de prise d'eau :

La forme et les dimensions de cet ouvrage sont adaptées à la nature du terrain. Il est construit en enrochements, en gabions, en terre, en maçonnerie ou en béton. Il peut parfois tirer parti des faciès naturels et ne nécessiter aucun aménagement. La prise d'eau peut également être installée sur un canal d'irrigation ou sur une adduction d'eau potable.

b) Les ouvrages d'amenée et de mise en charge

Un canal d'amenée, en terre ou en béton, et la conduite forcée le plus souvent en acier ou en polyéthylène dirigent l'eau vers la centrale. Le canal est muni d'une grille qui retient les corps solides charriés par le cours d'eau. Éventuellement un dessableur favorise le dépôt des particules avant l'entrée dans l'installation.

Un système de vannes répond à différentes utilisations : protection contre les crues, isolement du canal, isolation de la turbine, etc.

c) Les équipements de production

Une turbine, transforme en énergie mécanique l'énergie fournie par la chute d'eau. Il existe de nombreux types de turbines s'adaptant aux différentes contraintes imposées par chaque site. Un générateur produit l'énergie électrique à partir de l'énergie mécanique de la turbine. C'est en général un alternateur synchrone en réseau autonome et une génératrice asynchrone en réseau connecté pour des puissances inférieures à 1 000 ou 2 000 kW.

Un système de régulation a pour rôle d'adapter en permanence les variations, parfois brutales, du débit d'eau à la demande des consommateurs (en réseau autonome) et d'utiliser au mieux l'eau disponible (en réseau interconnecté). Un bâtiment abrite toutes les installations de production et les tableaux de commande qui peuvent être contrôlés sur place ou pilotés à distance. Une ligne d'évacuation transporte le courant électrique produit, soit à un réseau interconnecté, soit à un réseau isolé.

d) Les ouvrages de restitution

A la sortie de la centrale, les eaux turbinées sont renvoyées dans la rivière par un canal de fuite. Ce canal est établi soit à l'air libre, soit en galerie dans le cas où la centrale est souterraine. La longueur du canal de fuite est très variable selon le type d'aménagement.

Pour notre étude de dimensionnement d'une mini-centrale hydraulique ; et suite à l'indisponibilité des données technique concernant ce types de centrales en Algérie et cela après avoir sollicité toutes les autorités compétentes, celles-ci étaient dans l'incapacité de nous fournir des données précises.

De ce fait et en raison de la disponibilité de toute les données concernant la mini-centrale hydraulique et vue son potentiel hydraulique et sa politique de développement des énergies renouvelables, notre choix s'est porté sur un site qui se trouve en France dans le département des Alpes-maritimes.

I.2.Présentation du site de la centrale hydro-électrique du Rabuons :

Afin de contribuer au développement des énergies renouvelables et pour optimiser la production énergétique de l'ensemble de la vallée, EDF équipera la chute présente entre le lac du Rabuons, situé à 2 500,60 m, et la restitution en Tinée, qui se situe à 1 085 m, soit une chute de 1 415 m, sans aucun impact sur le lac du Rabuons, la prise d'eau étant déjà existante.

Partant du lac de Rabuons, la conduite d'amenée dévalera la ligne de plus grande pente pour rejoindre la rive gauche de la Tinée après un parcours de 4 500 mètres environ de longueur pour une dénivellation de près de 1 400 mètres. Son diamètre sera d'environ 40 cm.

L'usine sera implantée sur les terrains plats qui bordent la rive gauche de la Tinée. Elle comportera un bâtiment industriel de faibles dimensions dont les parties extérieures respecteront les critères de l'architecture locale. Elle abritera le groupe de production de type Pelton avec les dispositifs de contrôle commande et le poste de transformation et départ. La production moyenne annuelle sera d'environ 14,5 million de kWh, soit la consommation annuelle résidentielle d'une ville de 6000 habitants.

L'eau turbinée sera rejetée en Tinée par une conduite enterrée à écoulement libre, d'une centaine de mètres de long environ. L'énergie produite sera évacuée sur le réseau de transport d'électricité par le poste principal de Saint-Etienne-de-Tinée par une ligne enterrée à construire.

• Vue topographique du site :

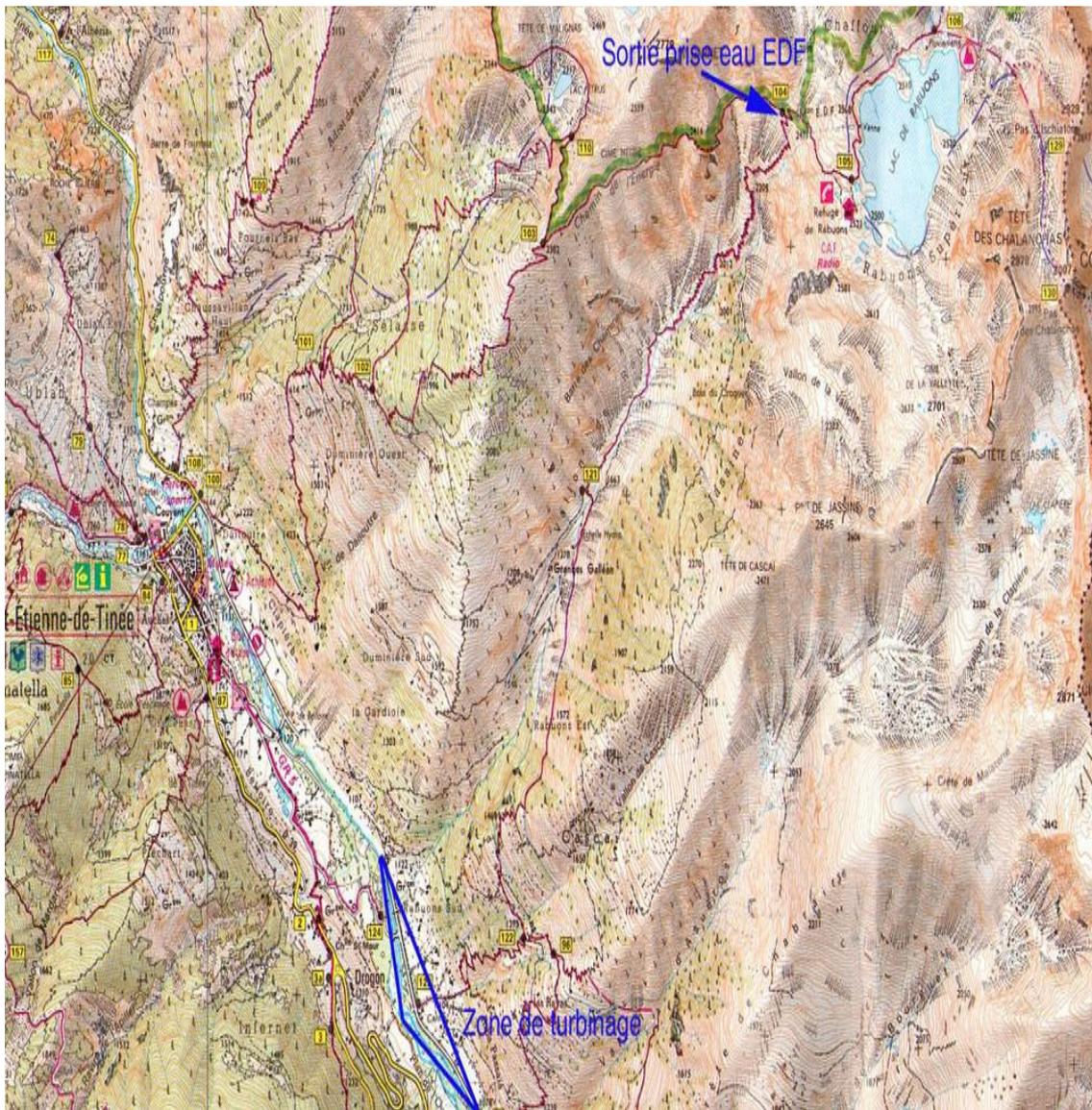


Figure 3.1 : Vue topographique du site [31]

I.2.1. Données hydrologiques :

I.2.1.1. Débits instantanés et débits classés :

La connaissance de la quantité d'eau disponible pour l'exploitation d'une mini-centrale hydroélectrique est primordiale. Elle est obtenue par la mesure des débits instantanés, en général une mesure par jour pendant au moins une année. La figure 3.2 représente la courbe des débits instantanés de la rivière de la Tinée.

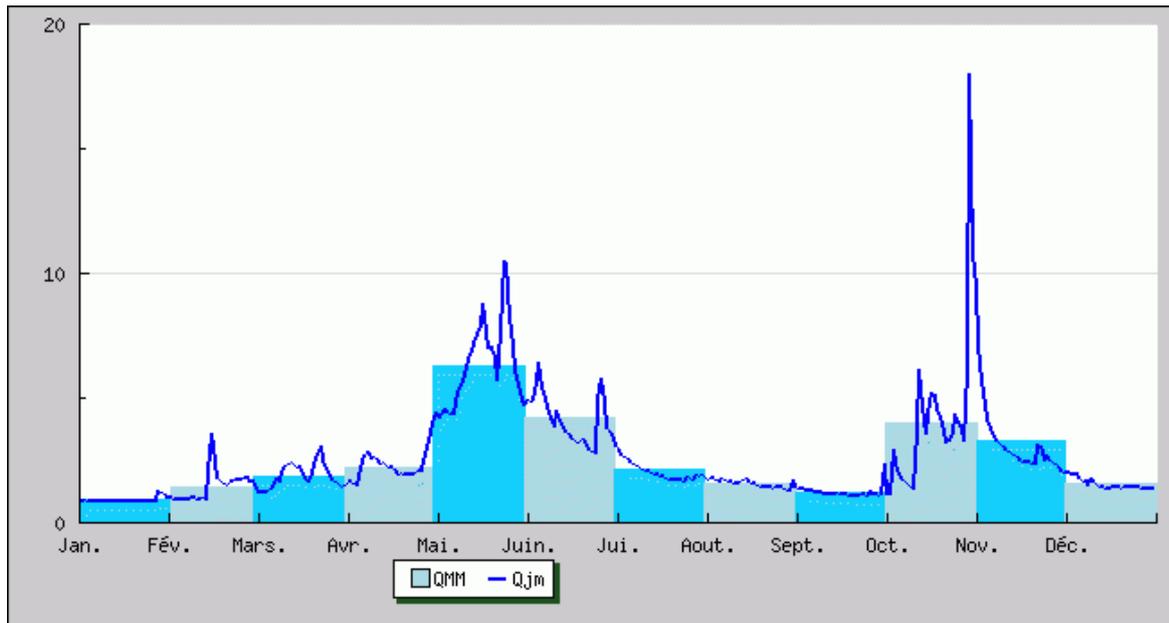


Figure 3.2 : courbe des débits instantanés. [31]

Le réarrangement des ces mesures par ordre décroissant nous donne la courbe de débits classés, la figure 3.3 représente la courbe des débits classés de la rivière de la Tinée.

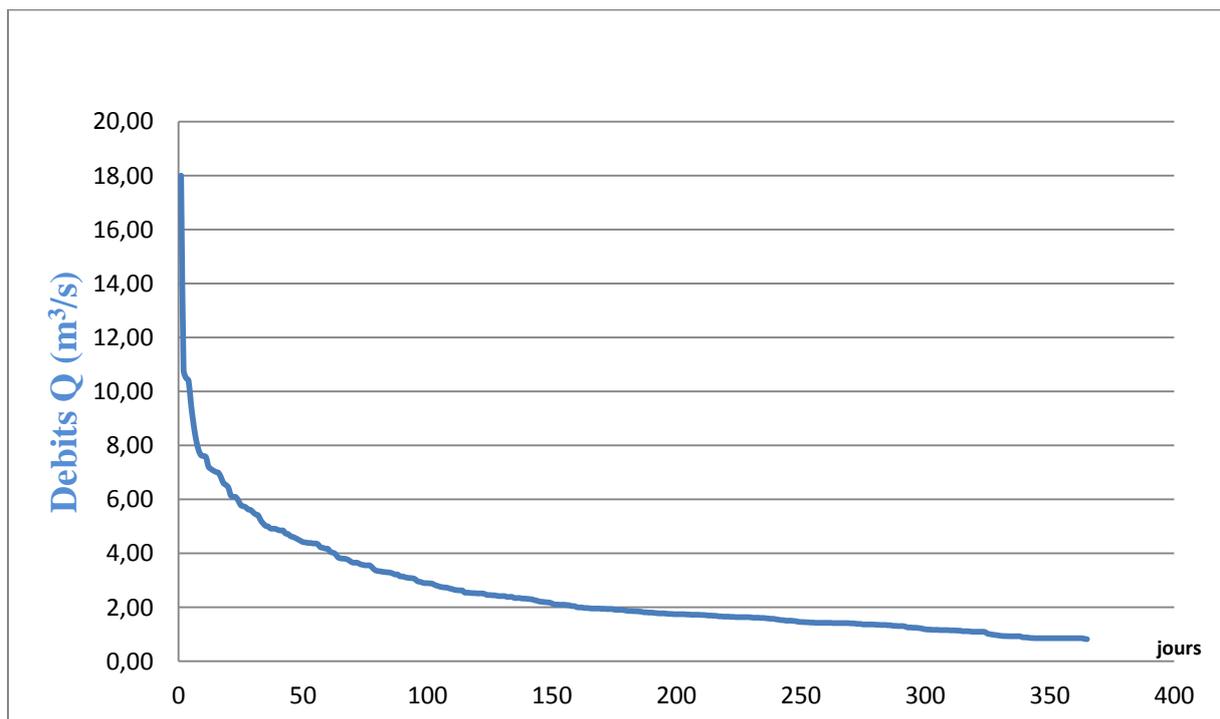


Figure 3.3 : Courbe des débits classés.

La courbe des débits classés nous montre le nombre de jours pendant les quels un débit donné est atteint ou dépassé sur une année.

- **Les débits caractéristiques :**

a) Le débit de restitution $Q_{\text{restitution}}$:

Il est aussi appelé débit résiduel minimal, c'est le débit qui doit être maintenu dans le tronçon du cours d'eau entre la prise d'eau et la station hydraulique.

La valeur du débit de restitution est fixée par la loi sur la protection des eaux.

Le tableau ci-dessous nous donne une idée sur les débits résiduels qu'il faut maintenir dans les rivières en fonction des débits permanents. Q_{347} représente le débit atteint ou dépassé pendant 347 jours par année, soit 95 % du temps.[31]

Débit atteint ou dépassé 95% du temps(Q_{347}) : l/s	Débit de restitution ($Q_{\text{restitution}}$) : l/s
$Q_{347} \leq 60$	50
160	130
500	280
2500	900
10 000	2500
$Q_{347} \geq 60\ 000$	10 000

Tableau 3.1 : Les débits résiduels à maintenir dans la rivière en fonction des débits permanents.

b) Le débit turbinable Q_t :

C'est le débit s'écoulant dans la rivière $Q_{\text{rivière}}$ moins le débit de restitution $Q_{\text{restitution}}$.

Dans notre cas nous prendrons le débit de la rivière comme étant le débit atteint pendant au moins 95% du temps c'est-à-dire Q_{347} .

D'après la courbe des débits classés : $Q_{347} = 0,86 \text{ m}^3/\text{s} \Rightarrow Q_{347} = 860 \text{ l/s}$.

D'après la loi sur la protection des eaux : $Q_{\text{restitutions}} = 481,6 \text{ l/s}$.

Soit :

$$Q_t = Q_{\text{rivière}} - Q_{\text{restitution}} \quad [3.1]$$

$$\Rightarrow Q_t = 378,4 \text{ l/s} \Rightarrow Q_t = 0,3784 \text{ m}^3/\text{s}.$$

c) Le débit nominal Q_n :

C'est le débit maximal sous lequel peut fonctionner une turbine. Cette valeur est déterminée pour le coût de l'équipement, du génie civil et pour le calcul de la quantité d'énergie produite, son choix est donc très important.

I.2.1.2.Choix du débit nominal : le choix du débit nominal dépend de deux facteurs :

- Régime hydrologique (courbe des débits classés).
- Type de fonctionnement (en ilot ou en parallèle).

- **Pour un Fonctionnement en ilot** :

Une centrale qui fonctionne en ilot doit fournir du courant le plus de temps possible, car elle est la seule source d'approvisionnement du consommateur.

On choisira comme débit nominal celui atteint ou dépassé pendant au moins 250 jours de l'année.

$$\Rightarrow Q_n \leq Q_{250}$$

D'après la courbe des débits classés [Figure 3.3] on trouve :

$$Q_{250} = 1,46 \text{ m}^3 / \text{s} \Rightarrow Q_n \leq 1,46 \text{ m}^3 / \text{s}.$$

Le débit minimum Q_{minimum} :

C'est le débit au dessous duquel une turbine ne peut plus fonctionner normalement.

La quantité d'eau s'écoulant avec un débit inférieur à Q_{minimum} est donc perdue.

D'après la figure 3.4, le débit minimum est :

$$Q_{\text{minimum}} = 0,86 \text{ m}^3 / \text{s}$$

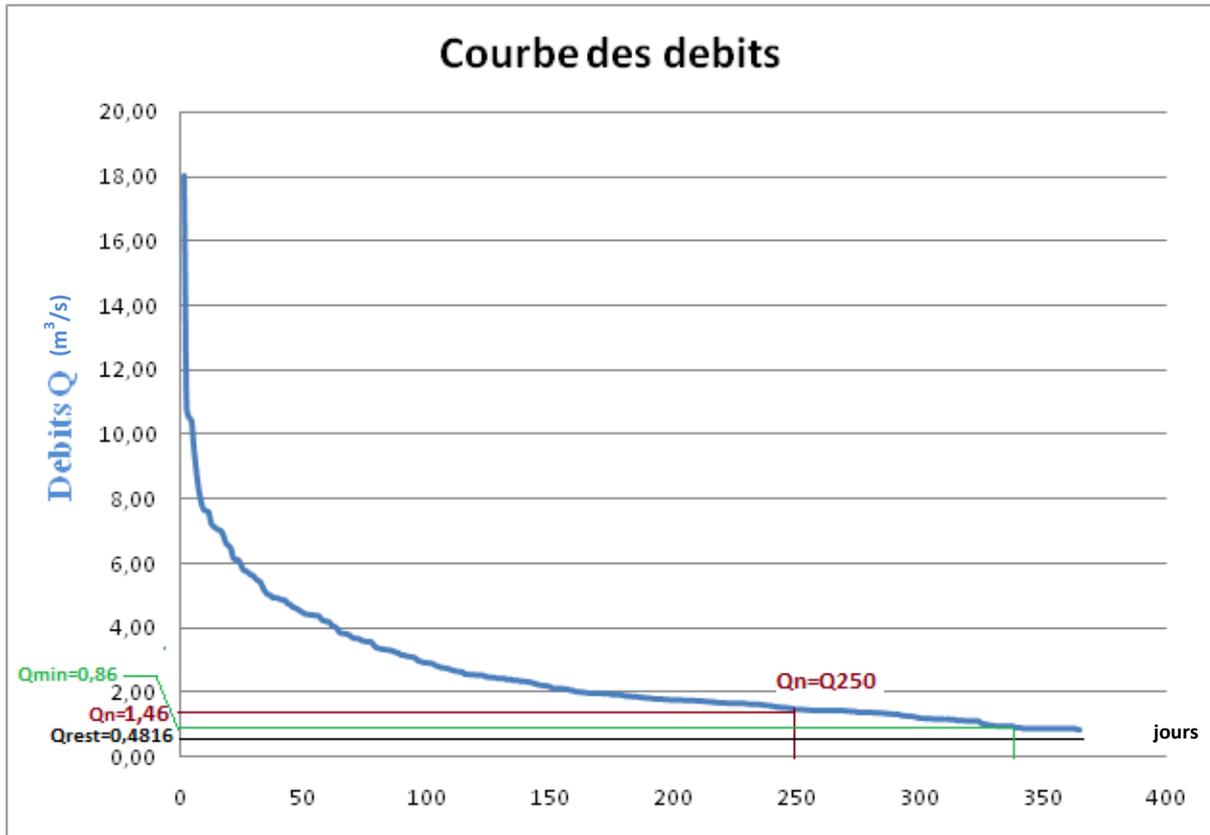


Figure 3.4 : Détermination graphique des débits pour un Fonctionnement en ilot

- **Pour un Fonctionnement en parallèle :**

Une centrale qui fonctionne parallèlement au réseau doit produire le plus d'énergie électrique possible.

Le débit nominal dépend donc de la forme de la courbe des débits classés.

L'optimum se situe en général autour de 50 à 90 jours de fonctionnement à débit nominal.

$$Q_{50} \leq Q_n \leq Q_{90}$$

Pour notre cas d'étude on choisit :

$$Q_n = Q_{70}$$

D'après la courbe des débits classés :

$$Q_{70} = 3,66 \text{ m}^3 / \text{s}.$$

D'après la figure 3.5, le débit minimum est :

$$Q_{\text{minimum}} = 1,37 \text{ m}^3 / \text{s}.$$

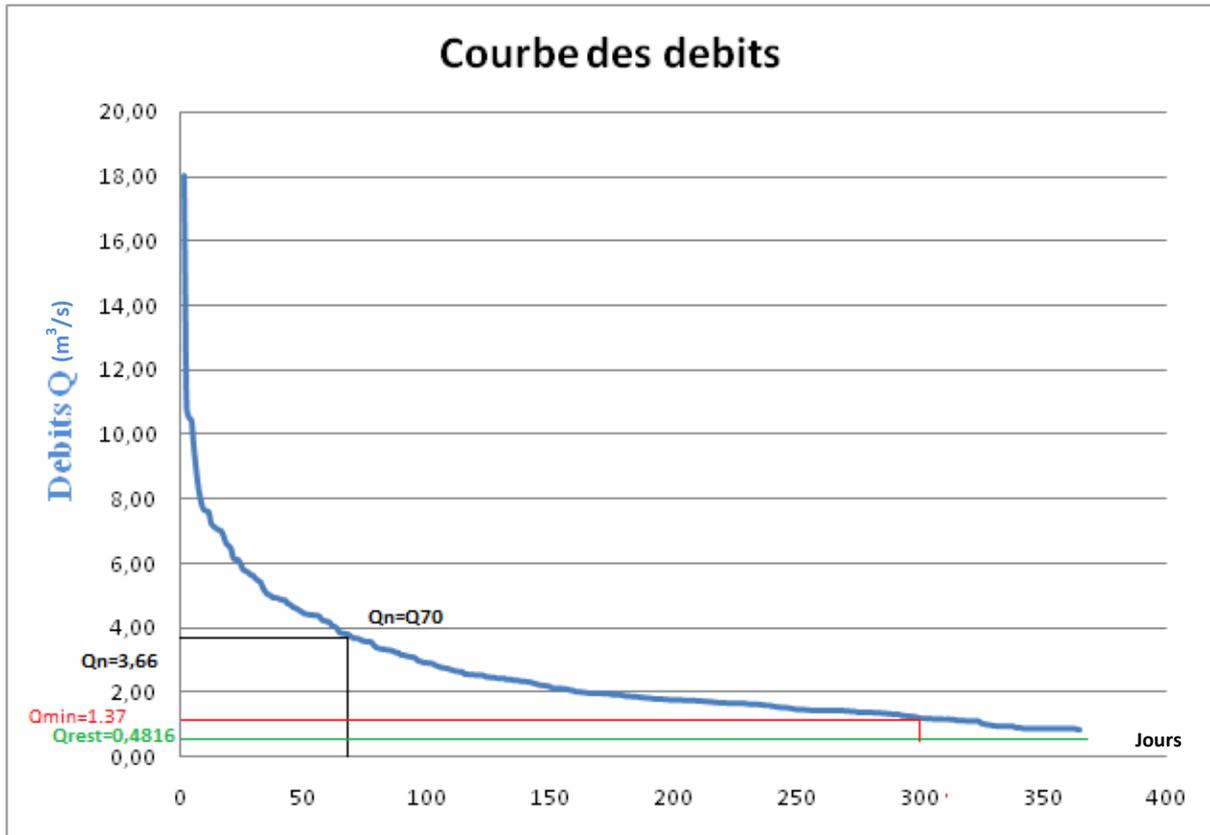


Figure 3.5 : Détermination graphique des débits pour un Fonctionnement en parallèle

Pour le site étudié, la centrale est destinée à fonctionner en ilot.

I.2.2.Calcul des débits :

- Le débit de restitution $Q_{restitution}$:

D'après le tableau 3.1 pour la centrale étudié :

$$Q_{restitution} = 0,8176 m^3/s.$$

- Le débit turbinable Q_t :

D'après la formule [3.1] et après calcul fait on trouve :

$$Q_t = 0,6424 m^3/s.$$

I.2.3.La Chute :

La chute brute H_b , représente l'énergie totale à disposition entre l'entrée et la sortie de l'aménagement.

Elle est donnée par la différence d'altitude entre les niveaux d'eau à la prise d'eau et à l'aval de la centrale. C'est une donnée topographique mesurée sur le terrain ou sur la carte.

L'expression littérale de la chute brute est :

$$H_b = Z + (p/\rho g) + (v^2/2g) + \Sigma H_L \quad [3.2]$$

Avec :

H_b : chute brute ou énergie totale, en [m].

Z : hauteur (énergie potentielle), en [m].

$(p/\rho g)$: hauteur de pression, en [m].

$(v^2/2g)$: hauteur de vitesse (énergie cinétique), en [m].

g : accélération due à la pesanteur ($g = 9,81[m/s^2]$).

ρ : Masse volumique de l'eau ($\rho = 1000 [kg/m^3]$).

ΣH_L : pertes de charges, en [m].

La hauteur de chute brute du site étudié :

$$H_b = 1415m$$

Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique

La figure 3.6 montre le schéma d'un aménagement, avec la représentation des différents termes de l'expression littérale [3.2] et leur variation le long du trajet de l'eau.

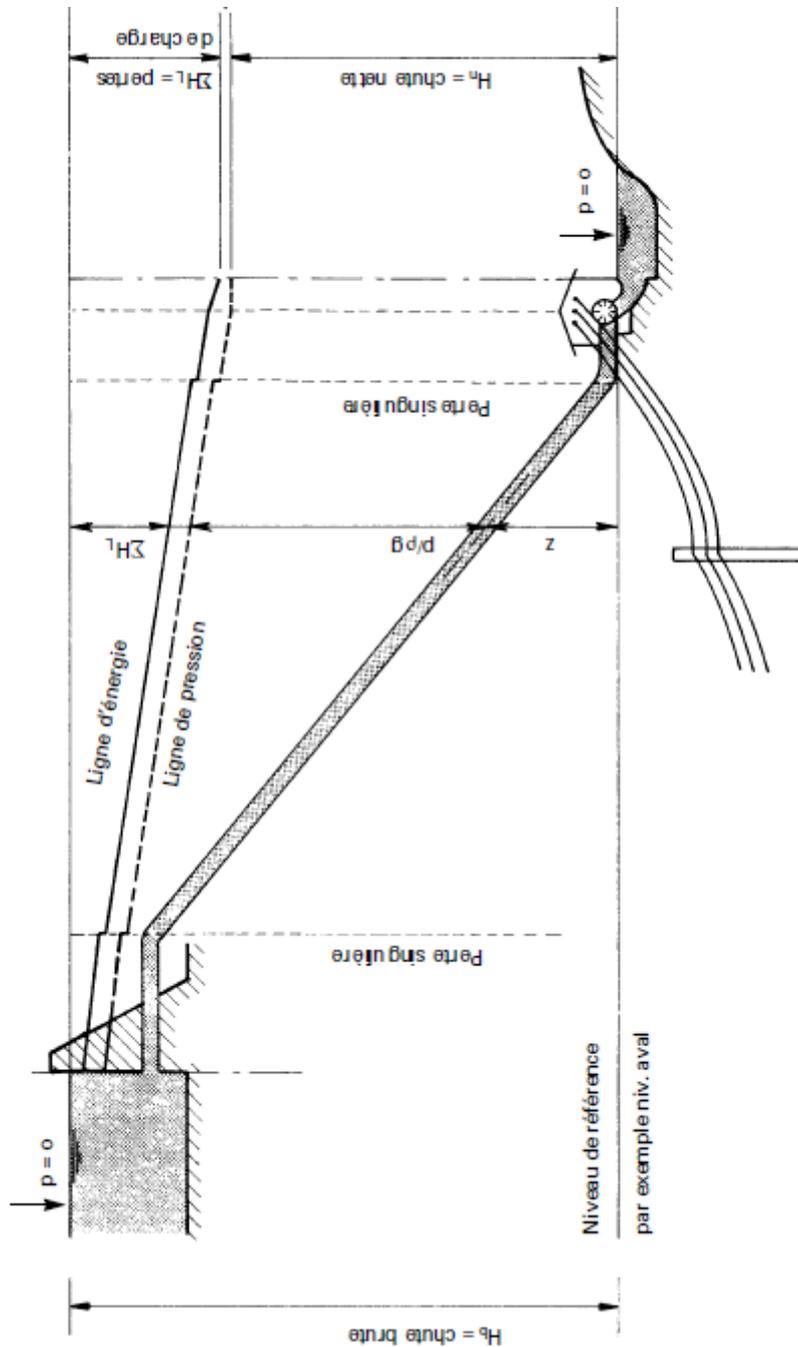


Figure 3.6 : Exemple d'un petit aménagement de centrale hydraulique

I.2.4. Les pertes de charges :

Les pertes de charges sont calculées en fonction de la géométrie des ouvrages et des matériaux utilisés. Elles varient avec le débit turbiné

Elles sont de deux types :

- les pertes locales ou singulières.
- les pertes réparties ou linéaires.

I.2.4.1. Les pertes locales ou singulières H_{LS} :

Ce sont les pertes liées aux singularités géométriques des aménagements, telles que les entrées, sorties, grilles, rétrécissements, élargissements, coudes... etc.

a) Les pertes à l'entrée de la conduite :

$$H_{LS1} = \zeta * (v^2 / 2 * g) \quad [3.3]$$

Avec :

H_{LS1} : pertes singulière en [m].

ζ : Coefficient de perte de charge sans unité dépend du type de singularité et de sa géométrie.

($\zeta=0,5$).

g : Accélération de la pesanteur en [m/s^2].

V : vitesse de l'écoulement en [m/s].

- Calcul de la vitesse d'écoulement :

V : vitesse de l'écoulement en [m/s]. Elle est donnée par la formule suivante :

$$V = 4Q_t / \pi D^2 \quad [3.4]$$

$$Q_t = 0,6424 \text{ m}^3/\text{s}.$$

D : Diamètre de la conduite,

$$D = 0,40 \text{ m}.$$

On aura la vitesse :

$$V = 5,1146 \text{ m/s}.$$

D'où :

$$H_{LS1} = 0,6666 \text{ m}.$$

Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique

La conduite de la centrale est composée de :

- 01 Vanne à tiroir ;
- 02 coudes.

Les pertes charge dans la vanne à tiroir sont données par la formule suivante :

$$H_{LS2} = n'k''v^2 \quad [3.5]$$

Avec

n' : nombre de vanne ;

k'' : Coefficient de perte de charge sans unité dépend du type de vanne, dans notre cas c'est une vanne à tiroir ($k''=0,04$).

$$H_{LS2}=1,0463 \text{ m}$$

Les pertes charge dans les coudes sont données par la formule suivante :

$$H_{LS3} = nk'v^2 \quad [3.6]$$

Avec :

n : nombre de coudes ;

k' : Coefficient de perte de charge dans les coudes, pour notre cas c'est des coudes normaux ($k'=0,015$).

$$H_{LS3}=0,7847 \text{ m}$$

D'où

$$H_{LS} = H_{LS1} + H_{LS2} + H_{LS3} \quad [3.7]$$

$$H_{LS}=2,4976 \text{ m}$$

b) Les pertes répartis ou linéaires H_{LF} :

Ce sont les pertes par frottement entre l'eau et les parois. Elles ont lieu dans les canaux, conduites d'amenée d'eau et conduite forcées.

Elles varient avec le carré de la vitesse et dépendent de la géométrie de la section, de la longueur de la conduite ainsi que du matériau formant les parois.

Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique

Le calcul de ces pertes s'effectue à l'aide de la formule de STRICKLER. [7]

$$H_{LF} = [(V^2 \cdot L) / K^2 \cdot R_h^{4/3}] \quad [3.8]$$

Avec :

H_{LF} : pertes linéaires en [m].

V : vitesse de l'écoulement en [m/s].

L : longueur de la conduite considérée en [m].

K : Coefficient de rugosité selon STRICKLER en [$m^{1/3}/s$] dépend du type de matériau et de l'état de la surface de contact entre l'eau et la paroi.

À titre indicatif on donne les valeurs suivantes :

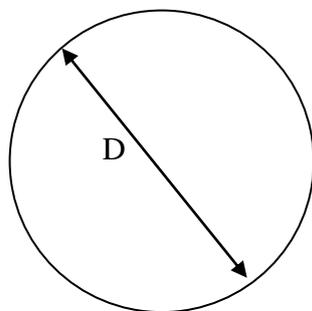
Matériaux	Etat	K [$m^{1/3}/s$]
Acier	Conduite en bon état	75
Acier	Conduite ancienne, rouillée, incrustée.	60
Béton	Lisse	85
Béton	Rugueux	60
PE, PVC		100

Tableau 3.2 : Coefficients de rugosité selon STRICKLER

R_h : Rayon hydraulique de la section en [m], est défini comme le rapport entre la surface mouillée S et le périmètre mouillé P.

La figure 3.7 montre un exemple de calcul du rayon hydraulique pour une section rectangulaire et circulaire.

Conduite Circulaire

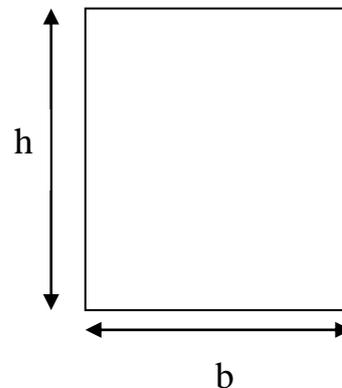


$$S = \pi D^2 / 4$$

$$P = \pi D$$

$$R_h = S / P = D / 4$$

Conduite Rectangulaire



$$S = bh$$

$$P = b + 2h$$

$$R_h = bh / (b + 2h)$$

Figure 3.7 : Rayon hydraulique pour une section rectangulaire et circulaire.

Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique

Pour notre exemple on considère une conduite de forme circulaire, on trouve $RH=0,1$ m.

$$\Rightarrow H_{LF} = 704,4767 \text{ m}$$

Les pertes de charges totales :

$$\Sigma H_L = H_{LS} + H_{LF} \quad [3.9]$$

$$\Sigma H_L = 706,9743 \text{ m.}$$

c) La chute nette H_n :

La chute nette représente l'énergie effective à la disposition de la turbine, mesurée entre l'entrée et la sortie de la machine.

Elle se calcule pratiquement en déduisant de la chute brute:

- les pertes de charge à l'amont et à l'aval de la turbine ΣH_L ;
- l'énergie cinétique résiduelle qui est perdue à la sortie de la turbine $V^2/2g$.

La chute nette disponible est donc :

$$H_n = H_b - \Sigma H_L - V^2/2g \quad [3.10]$$

$$H_n = 706,6925 \text{ m.}$$

I.3.La puissance hydraulique

Le débit et la chute nette permettent de calculer la puissance hydraulique à disposition :

$$P_{\text{hyd}} = Q_t H_n \rho g \quad [3.11]$$

Avec :

P : puissance, en [W]

Q_t : débit turbiné, en $[m^3/s]$

H_n : chute nette, en [m]

ρ : masse volumique de l'eau = 1000 $[kg/m^3]$

g : accélération due à la pesanteur = 9.81 $[m/s^2]$

Pour le site étudié la puissance hydraulique à disposition est de :

$$P_{\text{hyd}} = 4,4535 \text{ MW.}$$

I.4. Les turbines

La puissance hydraulique doit être transformée en puissance mécanique qui sera utilisée directement (moulins, pompes, etc.) ou sera à son tour transformée en puissance électrique. Le passage puissance hydraulique – puissance mécanique se fait grâce à une **turbine** qui est mise en rotation par le flux de l'eau. Il existe quatre types principaux de turbines :

- Pelton (Q petit, H grand)
- Francis (Q et H moyens)
- Kaplan (Q grand ; H petit)
- Crossflow (Q petit à moyen; H moyen à petit) .

I.4.1. Choix du type de turbine

Le choix du type de turbine se fait en fonction du débit nominal Q_n et de la hauteur de chute nette H_n . La figure 3.8 illustre les différents types de turbines adaptées en fonction de ces paramètres (Q et H_n).

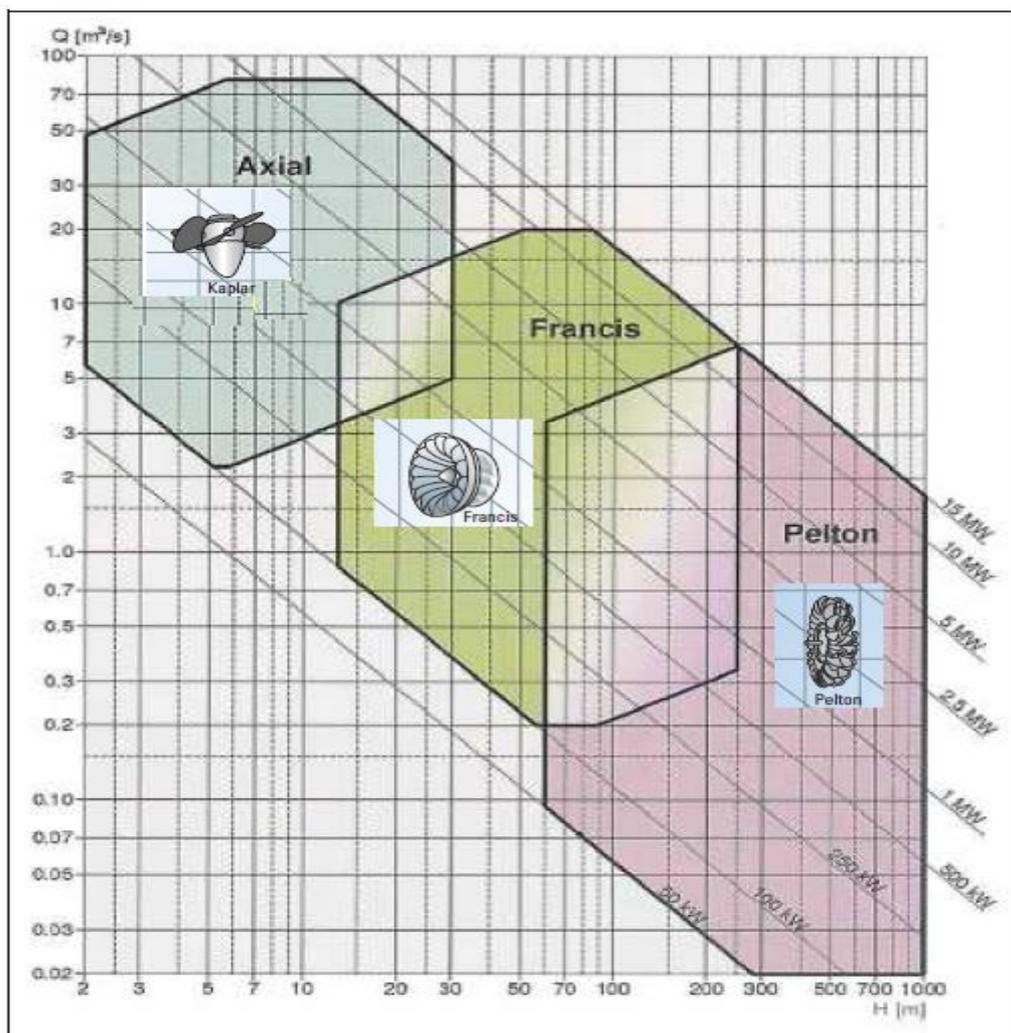


Figure 3.8 : Différents types de turbines adaptées aux centrales selon le débit et la hauteur de chute. [07]

Pour la centrale étudiée on a :

- $H_n=706,6925$ m;
- $Q_t=0,6424$ m³/s.

D'où le choix le plus approprié est la turbine PELTON.

I.4.2.Dimensionnement de la turbine :

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

La position profilée des augets permet d'obtenir un rendement maximum, tout en permettant à l'eau de s'échapper sur les côtés de la roue. Les augets comportent une échancrure de façon à assurer une pénétration optimale du jet d'eau dans ces derniers.

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.

L'injecteur est conçu pour produire un jet cylindrique aussi homogène que possible avec un minimum de dispersion.

La turbine Pelton comporte aussi dans la majorité des cas un déflecteur qui se place entre l'injecteur et la roue pour dévier le jet, en cas de déclenchement brusque de la génératrice, pour éviter l'emballement de la turbine.

Pour des raisons techniques et économiques, notre choix s'est porté sur une turbine Pelton à deux injecteurs. La figure 3.9 illustre une vue schématique d'une roue Pelton à deux injecteurs avec ses différents paramètres.

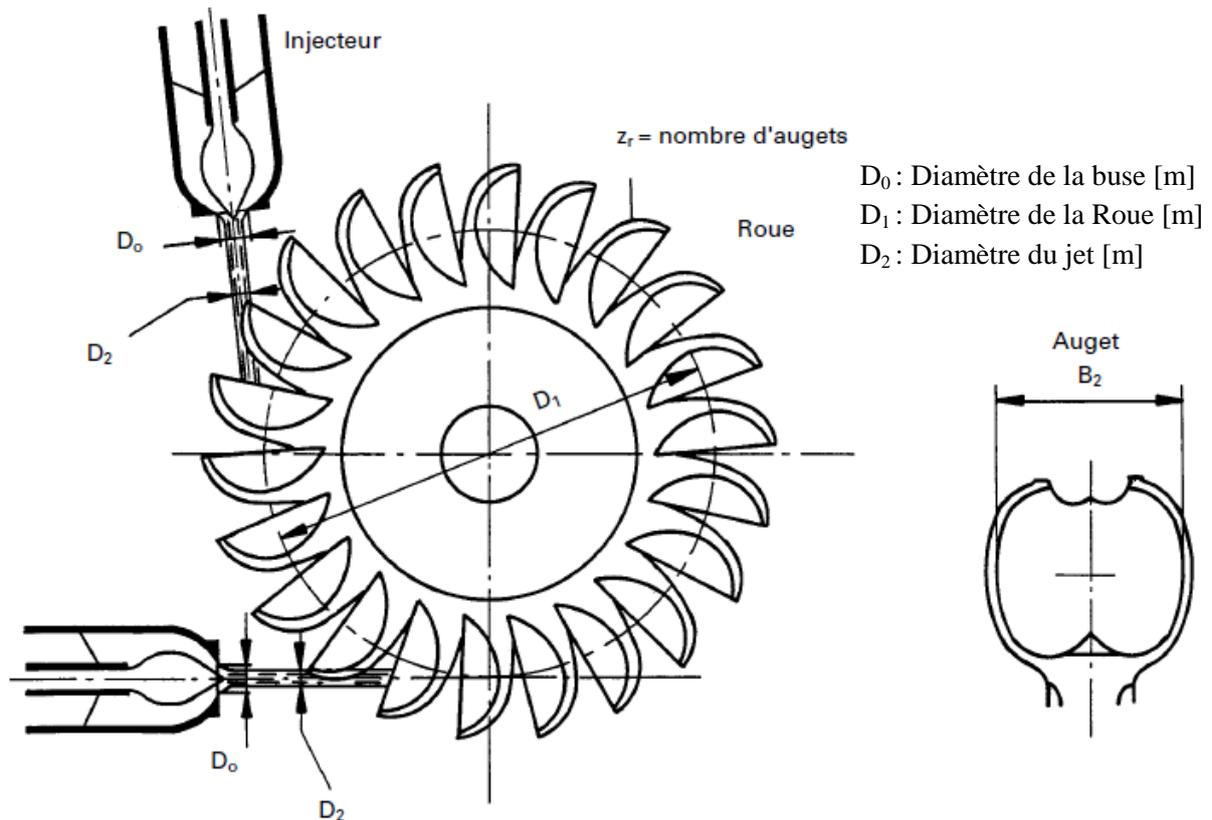


Figure 3.9 : Vue schématique d'une roue Pelton à deux jets et paramètres principaux

Pour des raisons techniques et en tenant compte du fait que la turbine a un meilleur rendement en augmentant le nombre d'injecteurs sans pour autant négliger les coûts de ses équipements le choix le plus adéquat est 2 injecteurs.

Le nombre d'injecteur nécessaire pour l'installation, dépend d'un autre paramètre dont il faut tenir compte qui est le nombre de tour spécifique N_s [tr/min]. [07]

Avec

N_s : nombre de tour par minute que doit faire une turbine pour développer une puissance de 1KW sous une chute de 1m.

Pour 2 injecteurs :

$$N_s = \frac{N}{Hn} \sqrt{\frac{N(kw)}{\sqrt{Hn}}} < 45 \text{ tr/min} \quad [3.12]$$

Avec

N : Nombre de tour par minute réels de la turbine.

H_n : Hauteur de chute nette en [m].

$N(kw)$: Puissance disponible en [KW].

Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique

Les résultats des calculs sont donnés dans le tableau ci-dessous :

P	1	2	3	4	5	6	7	8
N(tr/min)	3000	1500	1000	750	600	500	428,57	375
N _s (tr/min)	54,9457	27,4728	18,3152	13,7364	10,9891	9,1576	7,8493	6,8682
	Rejetée	Retenue						

Tableau 3.3 : Résultat de calcul de la vitesse spécifique N_s

On remarque que pour N=3000tr/min, N_s>45 d'où l'élimination de cette variante, dont il faut tenir compte pour la suite des calculs.

I.4.3. Paramètres de l'injecteur

Le diamètre du jet :

Sachant que :

$$Q_j = V_j S_j \quad [3.13]$$

Avec :

$Q_j = Q_t / \text{nombre d'injecteurs}$; $Q_j = Q_t / 2$.

V_j : Vitesse du jet ; $V_j = \sqrt{2gHn}$

S_j : La section du jet ; $S_j = \pi D_j^2 / 4$.

$$\Rightarrow Q_t / 2 = \frac{\sqrt{2gHn}}{4} \pi D_j^2 \quad [3.14]$$

$$\Rightarrow D_j = \sqrt{\left(\frac{2}{\pi} \frac{Q_t}{\sqrt{2gHn}} \right)} \quad [3.15]$$

$$D_j = 5,8948 \text{ cm} = 0,0589 \text{ m.}$$

L'étape suivante est la détermination, de la taille de la turbine. Le diamètre de la roue est déterminé selon les classes de turbines et leur taille.

I.4.4. Paramètres de la Roue

On a la formule suivante :

$$U_1 = V_j/2 = \omega \cdot (D_p/2) \Rightarrow V_j/2 = \left(\frac{2\pi N}{60}\right) (D_p/2) \quad [3.16]$$

$$\Rightarrow D_p = 30 \left(\frac{\sqrt{2gHn}}{\pi N}\right) \quad [3.17]$$

Avec :

D_p : Diamètre de référence (ou Pelton) = Diamètre sur lequel agit le jet en [m] ;

U_1 : La vitesse périphérique de la roue en [m/s] avec ω vitesse de rotation en [rad/s] ;

V_j : vitesse du jet ;

N : vitesse de rotation en [tr/min] ; $N = \frac{60f}{P}$.

f : fréquence ;

P : Nombre de paire de pole.

Sachant que le rapport D_p/D_j est compris dans l'intervalle [7-30].

On détermine le D_p adéquat en fonction du nombre de paire de pole P qui est aussi choisi en tenant compte de la vitesse d'emballement de la roue mais aussi du paramètre cout, comme illustré au tableau ci-dessous :

P	1	2	3	4	5	6	7	8
N(tr/min)	3000	1500	1000	750	600	500	428,57	375
D_p (m)	-	0,7500	1,1250	1,5000	1,8750	-	-	-
D_p/D_j (m)	-	12,7334	19,1001	25,4671	31,8338 > 30	-	-	-
	Rejetée	Retenue	Retenue	Retenue	Rejetée	Rejetée	Rejetée	Rejetée

Tableau 3.4. Résultat de calcul du Diamètre Pelton

En tenant compte des deux conditions complémentaires à savoir $N_s < 45$ tr/min et que le rapport $D_p/D_j \in [7-30]$. On se doit de faire le choix le plus approprié du point de vue technique et économique pour la réalisation de la centrale.

Le choix retenu est :

$N=1500$ tr/min ;

$P=2$;

$D_p=0,75$ m.

$D_j= 0,0589$ m

I.4.5.Le rendement de la turbine :

La transformation de la puissance hydraulique en puissance mécanique entraîne des pertes, car une partie de la puissance est perdue sous forme de bruit et de chaleur.

Le rendement varie fortement avec le débit. Il est donné par les constructeurs sous forme de courbes. Le rendement maximum est atteint pour un débit entre 60 et 90% du débit maximum.

Dans les petites centrales équipées d'un seul groupe, le rendement doit être bon sur toute la plage des débits turbinables même si le rendement maximum est un peu plus faible. Le rendement à charge partielle est donc très important.

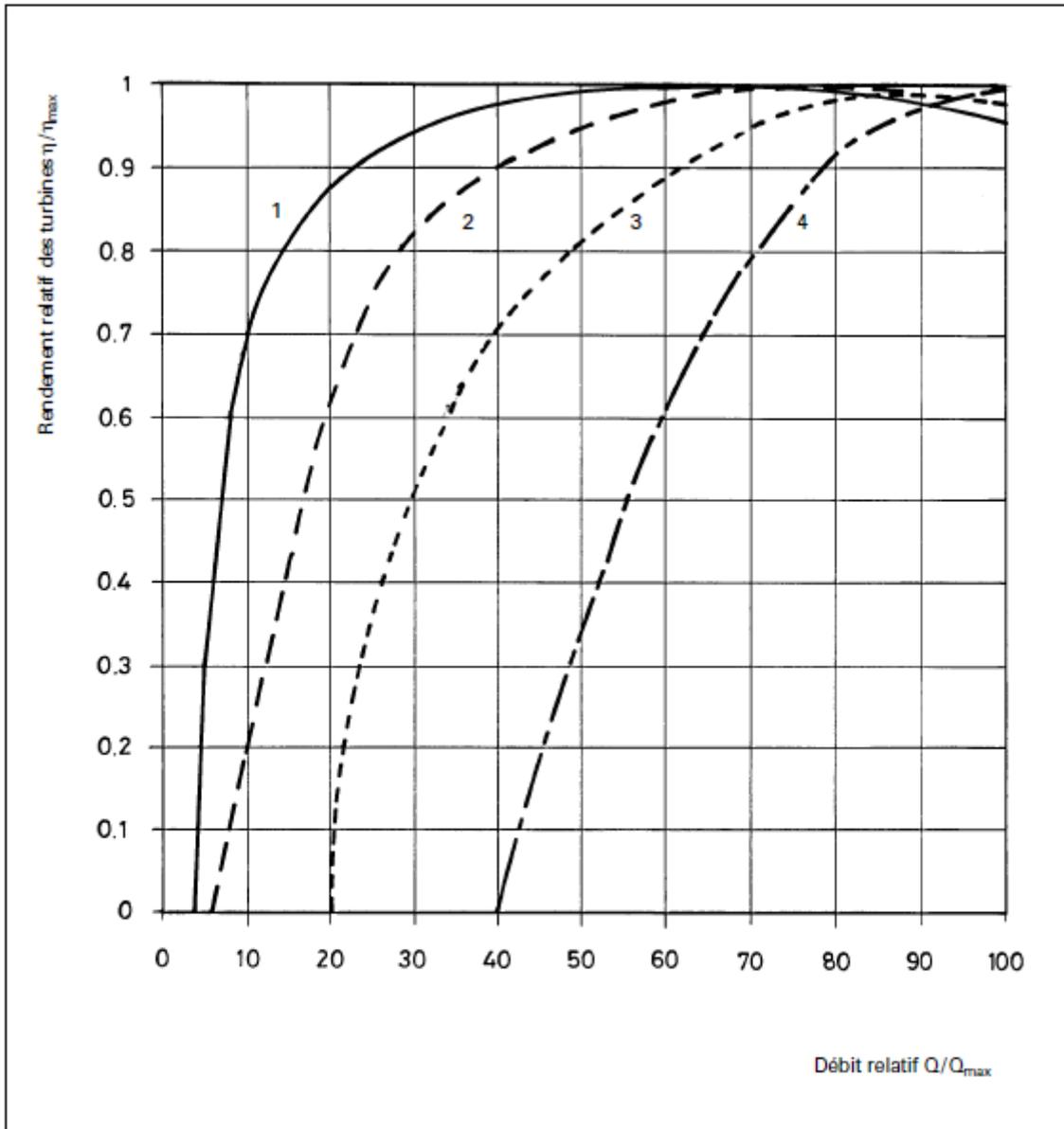


Figure 3.10 : Forme des courbes de rendement de différentes turbines pour des débits variables

Ordre de grandeur des rendements maximum η_{\max} :

Courbe 1: Turbine Pelton $\eta_{\max} = 84 - 90\%$.

Turbine Crossflow à 2 cellules $\eta_{\max} = 78 - 84\%$.

Courbe 2: Turbine Kaplan $\eta_{\max} = 84 - 90\%$.

Courbe 3: Turbine Francis $\eta_{\max} = 84 - 90\%$.

Turbine Crossflow à 1 cellule $\eta_{\max} = 78 - 84\%$.

Courbe 4 : Pompe inversée $\eta_{\max} = 75 - 90\%$.

Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique

Récapitulation des caractéristiques des turbines :

Nom	Type	Rendement Maximum	Débit min turbinable
Pelton	Action	84 à 90%	10% de Q_{\max}
Francis	Réaction	84 à 90%	30% de Q_{\max}
Kaplan	Réaction	84 à 90%	20% de Q_{\max}
Crossflow	Action	75 à 84%	20% de Q_{\max}
Pompe inversée	Réaction	75 à 90%	Débit fixe

Tableau 3.5 : Caractéristiques des différents types de turbines, les valeurs supérieures des rendements concernant les turbines de grandes dimensions.

Le rendement de la turbine est donné par la formule ci-dessous :

$$\eta_t = P_{\text{mec}} / P_{\text{hyd}} \quad [3.18]$$

Le rapport des débits est exprimé par la formule suivante :

$$Q_t / Q_{\max} \quad [3.19]$$

On trouve pour notre cas

$$Q_t / Q_{\max} = 0,6424 / 1,46 = 44\%$$

En utilisant le graphe de la figure 3.10 on trouve que le rapport $\eta_t / \eta_{\max} = 98\%$

Sachant que pour une turbine Pelton : $84\% < \eta_{\max} < 90\%$

D'où :

$$82,32\% < \eta_t < 88,20\%$$

On prendra la valeur la plus optimale du rendement :

$$\eta_t = 88,20\%$$

I.5. Calcul de la puissance mécanique :

Connaissant le rendement de la turbine cela nous permet de calculer la puissance mécanique :

$$P_{\text{mec}} = \eta_t P_{\text{hyd}} \quad [3.20]$$

$$P_{\text{mec}} = \eta_t Q_t H_n \rho g \quad [3.21]$$

Après calcul fait on trouve :

$$P_{\text{mec}} = 3,9280 \text{ MW.}$$

I.6. Choix du type de générateur

La puissance mécanique créée par le mouvement de la turbine est transformée en puissance électrique par un générateur de courant. Ce dernier est mis en rotation par la turbine ; généralement par un accouplement direct ou par un système de transmission.

Il existe deux types de générateurs

- Asynchrone : Généralement utilisé en parallèle avec le réseau ;
- Synchrone : Généralement utilisé en îlot.

Le choix de l'acquisition d'une génératrice synchrone ou asynchrone, pour ce type de central, dépend des contraintes économiques, mais aussi de certaines limites techniques, à savoir le réglage de la tension et de la fréquence (problèmes de régulation) qui dépendent à leur tour du type de réglage hydraulique.

Dans notre cas et en tenant compte du type de fonctionnement (l'installation est prévue pour de l'autoconsommation) et des paramètres techniques des installations, le choix le plus approprié est une génératrice Synchrone.

I.6.1. Machine synchrone triphasée

La machine synchrone est très répandue en tant que génératrice d'électricité. La gamme de puissance de ces machines va d'une dizaine de kVA à plus d'un millier de MVA. Les plus grosses machines sont utilisées dans des centrales nucléaires ou hydrauliques.

La machine synchrone est composée de deux éléments distincts :

Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique

- Le rotor, bobiné ou à aimants permanents, crée un champ fixe par rapport au rotor.
- Le stator, formé d'un empilage de tôles magnétiques muni d'encoches et d'un bobinage réparti, généralement triphasé, qui génère un champ magnétique tournant.

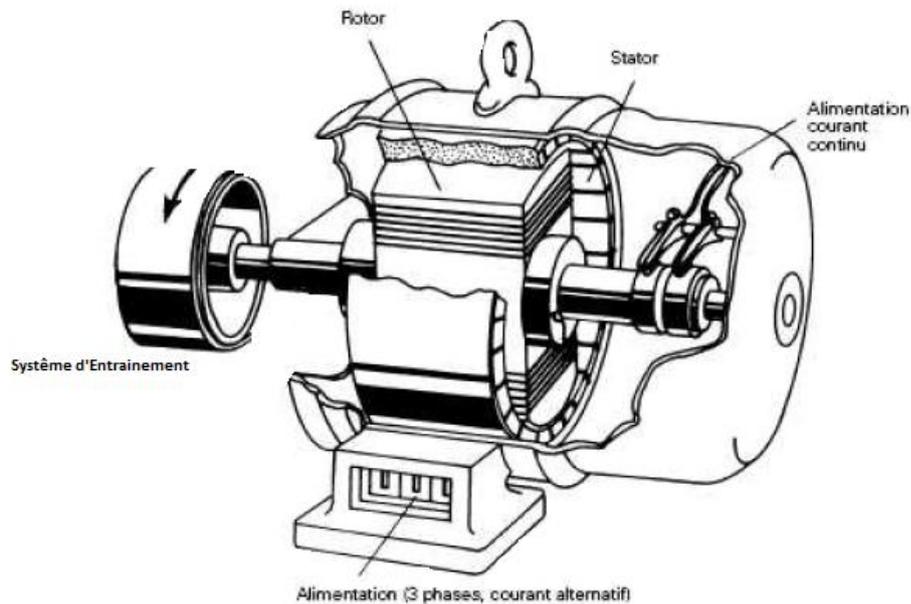


Figure 3.11 : Schéma d'une machine Synchrone

En fonctionnement génératrice la fréquence électrique est fixée par la vitesse.

$$N_s = 60 f/P \quad [3.22]$$

Avec :

- f : Fréquence [Hz] ;
- P : Nombre de paire de pôles

Le bilan de puissance, illustré dans la figure 3.12, permet de déterminer la puissance fournie par la machine synchrone au réseau. En génératrice la puissance mécanique est égale à la puissance absorbée.

$$P_{abs} = P_{méc} \quad [3.23]$$

Les pertes sont déterminées par la puissance absorbée moins la puissance active P_{utile} .

$$P_{abs} - P_{utile} = \sum \text{Pertes} \quad [3.24]$$

La puissance active fournie au réseau s'exprime en fonction de la tension composée et du courant de ligne.

$$P_{utile} = \sqrt{3} U_{lignes} \cdot I_{ligne} \cdot \cos\Phi \quad [3.25]$$

Les pertes sont :

- Les pertes par frottement et ventilation
- Les pertes dans le circuit magnétique du stator, ou pertes fer. Ce sont les pertes par hystérèse et courants de Foucault.
- Les pertes cuivre dans le stator.
- Les pertes par effet joule dans le bobinage d'excitation.

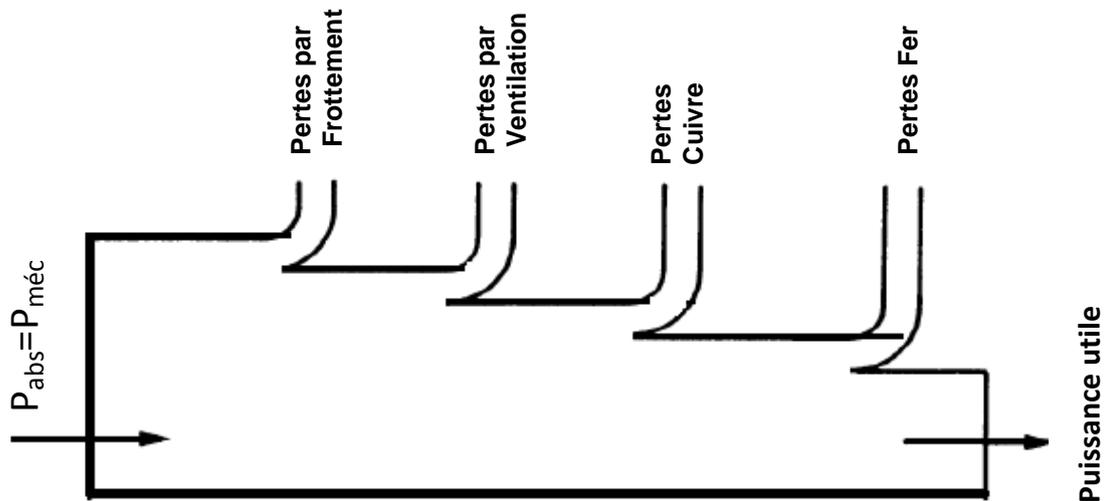


Figure 3.12 : Bilan des puissances

I.6.2. Démarrage de la machine synchrone :

La machine synchrone, peut être réglée facilement selon le mode de fonctionnement. Sur un réseau isolé il faudra bien entendu régler la fréquence, la tension alors que sur un réseau interconnecté dit rigide on réglera l'échange de puissance avec le réseau.

Le démarrage de la machine dépend du mode de fonctionnement, comme illustré dans le tableau ci-dessous :

Fonctionnement en îlot	Fonctionnement en réseau interconnecté
<ul style="list-style-type: none"> - Démarrer le groupe au moyen de la turbine jusqu'à la vitesse synchrone. - Régler le courant d'excitation du rotor par une source variable à courant continu afin d'atteindre la tension nominale aux bornes du stator. - Enclencher le disjoncteur sur les consommateurs. 	<ul style="list-style-type: none"> - Démarrer le groupe au moyen de la turbine jusqu'à la vitesse synchrone. - Régler le courant d'excitation du rotor par une source variable à courant continu afin d'atteindre la tension nominale aux bornes du stator. - Vérifier que le sens du champ tournant soit le même entre la machine et le réseau. - Ajuster la fréquence et la tension afin qu'elles soient identiques à celles du réseau. - Lorsque les 2 systèmes triphasés sont en phase, enclencher le disjoncteur du réseau.

Tableau 3.6 : Mode de démarrage de la machine synchrone

I.6.3.Excitation des alternateurs de forte puissance

Les puissances d'excitation des alternateurs de forte puissance sont telles (plusieurs mégawatts) qu'il est intéressant d'utiliser la puissance mécanique disponible sur l'arbre pour fournir le courant d'excitation. On utilise alors un système d'excitation monté sur le même arbre que le rotor de l'alternateur. De plus, il est alors possible de supprimer les contacts glissants nécessaires à l'alimentation de l'excitation :

L'excitatrice est en fait un alternateur inversé où le circuit d'excitation est placé sur le stator. Le rotor comporte un système d'enroulement triphasé dont les courants sont redressés afin d'alimenter l'inducteur de l'alternateur.

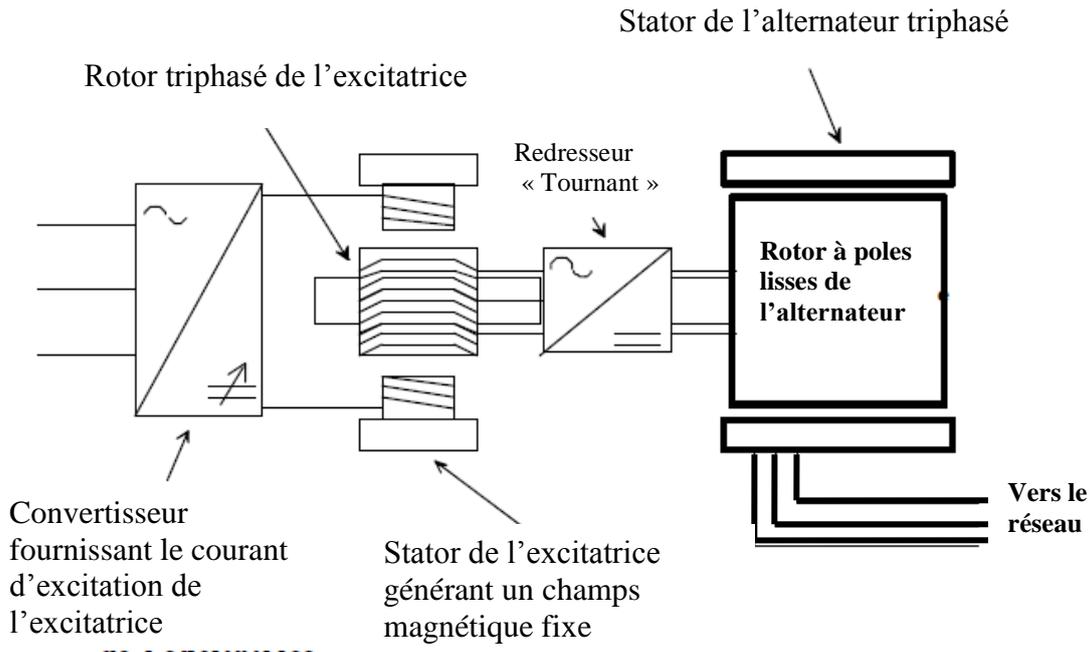


Figure 3.13 : Mode d'excitation de la machine synchrone

I.6.4. Le rendement des générateurs :

Comme pour les turbines, une partie de la puissance est dissipée sous forme de bruit et de chaleur. Le rendement d'un générateur est défini comme suite :

$$\eta_g = P_{\text{éle}} / P_{\text{mec}} \quad [3.26]$$

Le rendement des générateurs varie avec la puissance donc avec le débit.

Le tableau ci-dessous illustre le rendement des générateurs à charge maximum et à charge partielle.

A charge maximum :

$P_{\text{éle}}[\text{KW}]$	$\eta_{g\text{max}}$
1 à 5	80% – 85%
5 à 20	85% – 90%
20 à 100	90% – 95%
>100	95%

Tableau 3.7 : Rendement des générateurs à charge maximum.

A charge partielle :

$P_{\text{éle}} / P_{\text{éle-max}}[\text{KW}]$	$\eta_g / \eta_{g\text{max}}$
>50%	100%
25%	95%
10%	85%

Tableau 3.8 : Rendement des générateurs à charge partielle.

On a la formule qui donne la puissance électrique :

$$P_{\text{éle}} = \eta_g \eta_t Q_t H_n \rho g \quad [3.27]$$

Après calcul fait on trouve, pour les deux fonctionnements, à charge maximum et à charge partielle, les résultats illustrés ci-dessous :

A charge maximum :

$$P_{\text{élec}} > 100 \text{ Kw} \Rightarrow \eta_{g\text{max}} = 95\%$$

$$P_{\text{élec}} = \eta_g \eta_t Q_t H_n \rho g = 3,7316 \text{ Mw}$$

A charge partielle :

$$\text{Si } P_{\text{élec}} / P_{\text{élemax}} > 50\% \Rightarrow \eta_g / \eta_{g\text{max}} = 100\% \Rightarrow \eta_g = 95\%.$$

$$\Rightarrow P_{\text{élec}} = 3,7316 \text{ Mw}$$

$$\text{Si } P_{\text{élec}} / P_{\text{élemax}} = 25\% \Rightarrow \eta_g / \eta_{g\text{max}} = 95\% \Rightarrow \eta_g = 90,25\%.$$

$$\Rightarrow P_{\text{élec}} = 3,5450 \text{ Mw}$$

$$\text{Si } P_{\text{élec}} / P_{\text{élemax}} = 10\% \Rightarrow \eta_g / \eta_{g\text{max}} = 85\% \Rightarrow \eta_g = 80,75\%.$$

$$\Rightarrow P_{\text{élec}} = 3,1718 \text{ Mw}$$

I.7.La puissance électrique

C'est la puissance disponible aux bornes du générateur. Connaissant le rendement du générateur, on peut déterminer la puissance électrique disponible.

Elle est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{éle}} = \eta_g \eta_t Q_t H_n \rho g \quad [3.28]$$

Cette puissance dépend du débit de la turbine.

Le produit $\eta_g \cdot \eta_t$, exprime le rendement globale η_{gt} du groupe turbine-générateur.

I.7.1.La puissance à charge partielle

Généralement les constructeur donnent le rendement en fonction de la puissance électrique, il est donc nécessaire de déterminer le rendement du générateur en fonction du débit turbiné.

La figure 3.14 propose une méthode graphique pour effectuer cette conversion.

Phase 1 :

Construction des courbes Sur la base des rendements de la turbine et de l'alternateur, fournies par les constructeurs, construire :

- la courbe $P_{\text{mec}}(Q_t)$;
- la courbe $P_{\text{mec}}(P_{\text{éle}})$.

Phase 2:

Utilisation du graphique

- Entrée: Q_t
- Sortie : $P_{\text{éle}}$

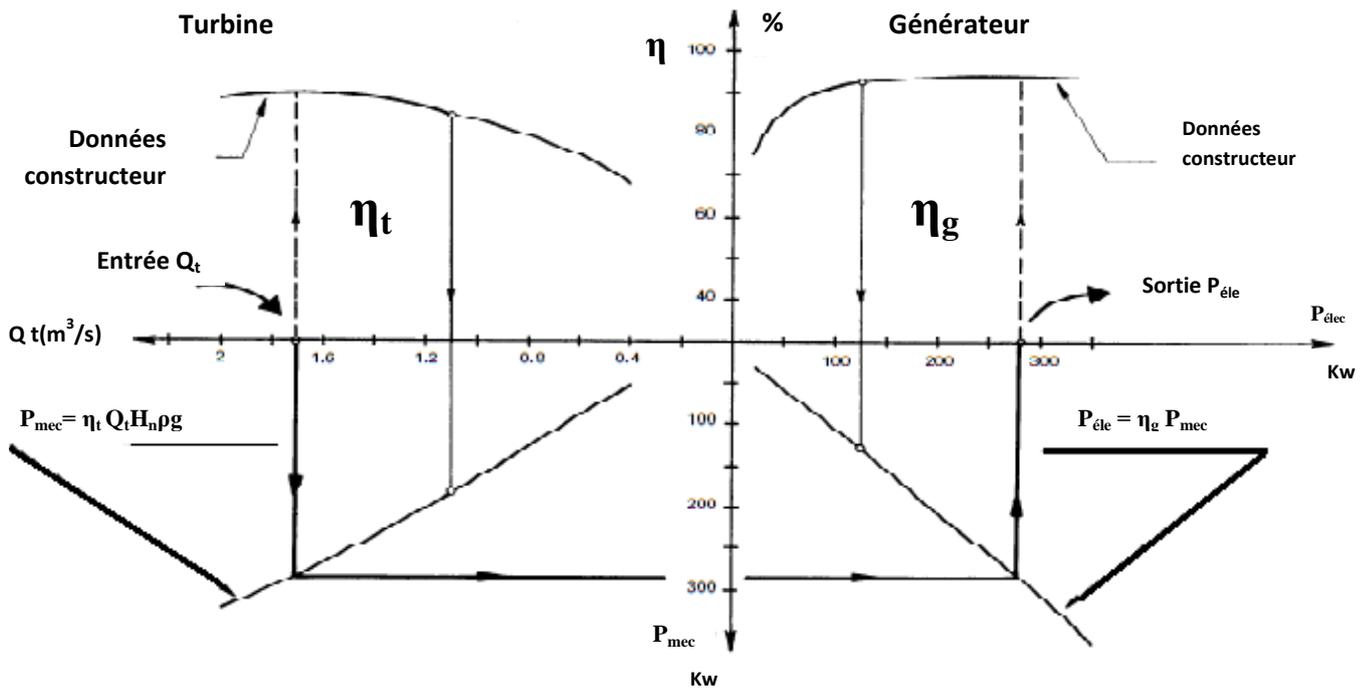


Figure 3.14 : Calcul de la puissance électrique $P_{\text{éle}}$ en fonction du débit turbiné Q_t .

I.7.2. Calcul de l'énergie électrique

L'énergie électrique produite en une année est la grandeur qui permet le calcul de la rentabilité d'un ouvrage.

Elle se calcule en intégrant la puissance sur le temps pendant lequel elle a été fournie :

$$E = \int P_{\text{él}}(Q_t) dt \quad [3.29]$$

$$E = \int (\eta_g \eta_t Q_t H_n \rho g) dt \quad [3.30]$$

La centrale devra fonctionner 150 jours/année, soit pendant 3600 heures.

D'où :

$$E_{\text{élec produite}} = P_{\text{élec}}[\text{Kw}] \times 3600 \text{ h}$$

Après calcul fait on trouve le résultat si dessous :

$$E_{\text{élec produite}} = 13,4338 \text{ Millions de Kwh.}$$

Partie 3 : Dimensionnement d'une mini-centrale hydroélectrique

Qui est l'énergie électrique produite par cette centrale durant 150 jours de fonctionnement. Sachant que l'estimation de la production de l'énergie électrique du site est évalué à 14,5 millions de Kwh, la différence avec le résultat trouvé vient du faite que, nous avons choisi une conduite ancienne et incrustée l'ors du calcul des pertes de charge, et cela dans le but d'illustrer la quantité d'énergie qui sera réellement produite par cette centrale après quelques années d'exploitation.

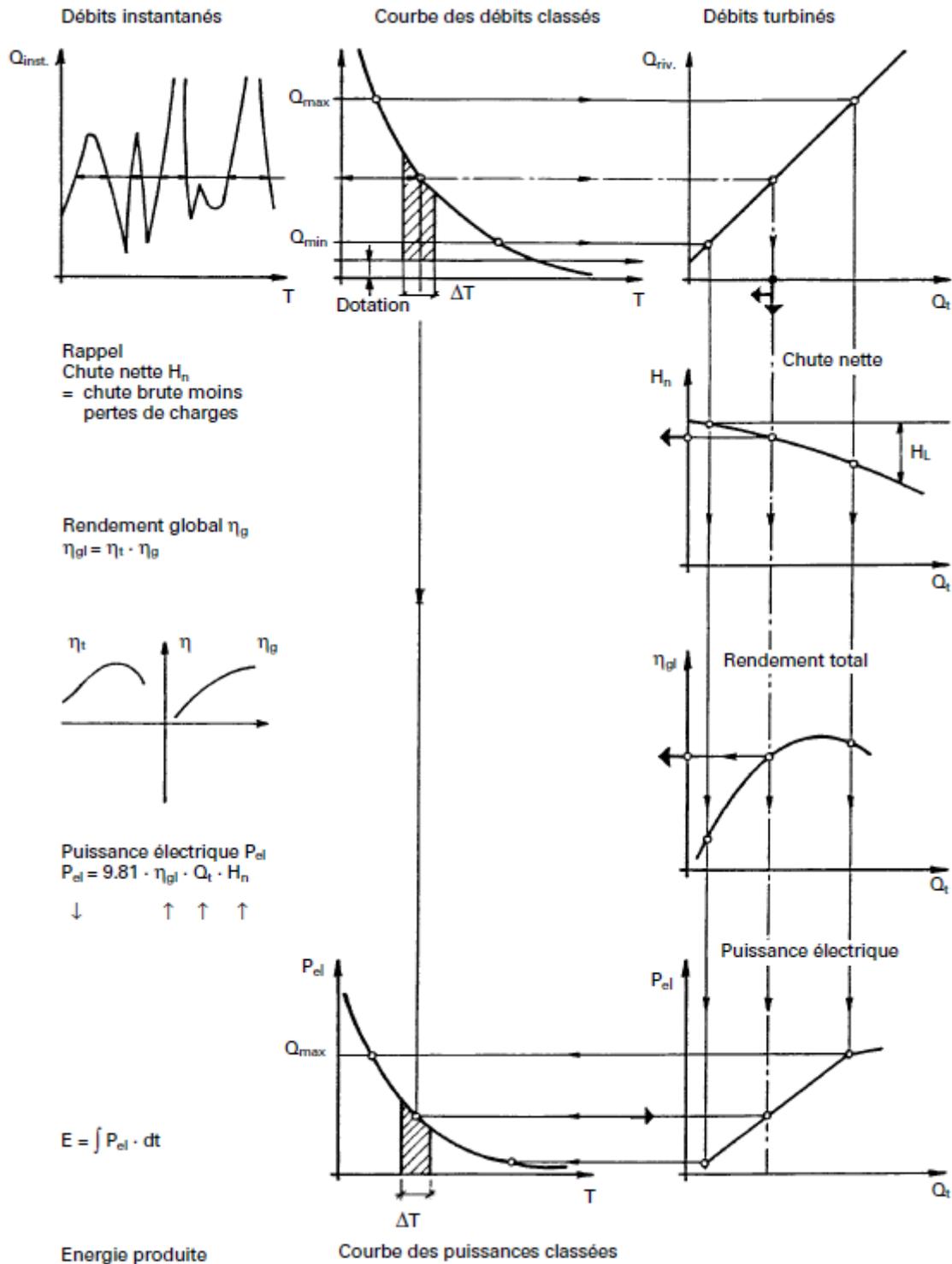


Figure 3.15 : Résumé synoptique du calcul de la production

I.8. La régulation de la centrale :

Après calcul de la puissance électrique que la centrale peut délivrer, avant la distribution de cette énergie aux consommateurs, il faudra passer à l'étape de régulation.

Les deux paramètres dont il faut tenir compte sont la fréquence et la tension.

I.8.1. Réglage de la fréquence :

Pour maintenir la fréquence du groupe Turbine -Alternateur à 50 Hz il faudra régler la vitesse de rotation de la turbine au tour de 1500 tr/min, sachant que celle-ci dépend du débit, il faudra alors agir sur le débit d'eau dans la turbine en fonction de la charge.

I.8.2. Réglage de la tension :

Le réglage de la tension, se fait en agissant sur le courant d'excitation de la génératrice par l'intermédiaire d'un régulateur de tension.

La figure 3.16 ci-dessous illustre les deux réglages précédemment cités :

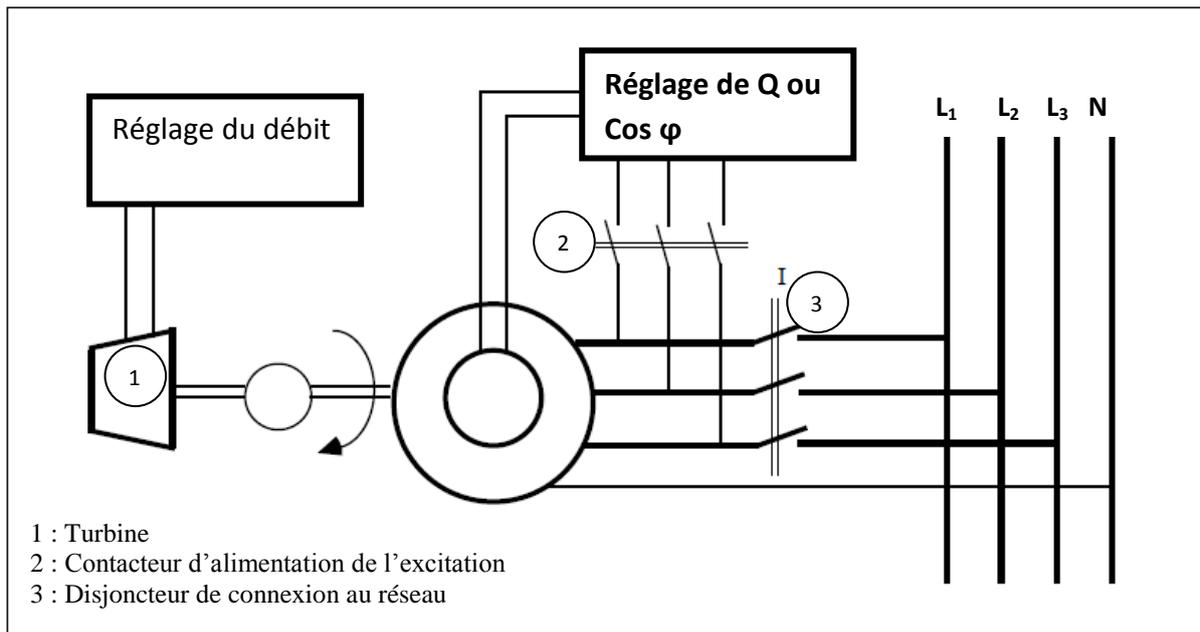


Figure 3.16 : Réglage de débit d'eau et du courant d'excitation

I.9.L'évacuation et la Livraison de l'électricité

Pour les Petites Centrales Hydrauliques (PCH), les transformateurs sont des appareils extrêmement divers, par leur fonction bien sûr, mais aussi par leur taille et leur coût. Les deux grandes catégories sont les transformateurs de puissance et les transformateurs de mesure.

I.9.1.Les transformateurs de puissance

Ils sont indispensables quand la centrale doit débiter sur un réseau de tension 20 kV ou plus. Il faut donc élever la tension du générateur de la centrale, généralement en basse tension, à 20 kV ou plus. Ces transformateurs peuvent être installés dans le bâtiment du groupe hydroélectrique ou dans un abri annexe ou même dans un parc grillagé en plein air. Les bobinages qui assurent la transformation de la tension sont très souvent immergés dans une huile isolante. Les isolants de type pyralène, autrefois recommandés, sont maintenant éliminés à cause des émanations dangereuses en cas d'incendie.

Les transformateurs de puissance sont surveillés par des appareils de contrôle de température, de dégagement gazeux, de pression. En cas de défaut, ils doivent pouvoir être isolés du réseau et du générateur. Pour des raisons de sécurité, leurs bornes doivent être isolées. Un type de transformateur, qui s'apparente au transformateur de puissance principal, est le transformateur d'alimentation des services auxiliaires (pompe à huile, ventilateur, éclairage, chargeur de batterie ...). Ce transformateur est nécessaire quand le générateur débite en Haute Tension (HT), alors que les auxiliaires ont besoin de Basse Tension (BT).

I.9.2.Les transformateurs de mesure

A l'opposé des transformateurs de puissance, les transformateurs de mesure ne transmettent que des énergies très faibles destinées à des appareils de contrôle, de sécurité et signalisation ou les appareils de comptage d'énergie. Par contre ils doivent être très précis.

On distingue :

- Les transformateurs de tension aussi appelés transformateurs de potentiel. Ils servent à transformer la tension du réseau, surtout la HT, en une tension adaptée aux standards des appareils ;
- Les transformateurs d'intensité aussi appelés transformateurs de courant. Ils permettent la mesure de l'intensité avec des valeurs adaptées aux appareils de mesure.

On peut également rencontrer dans les PCH les transformateurs « d'isolement » qui ont pour fonction d'alimenter des équipements d'automatisme.

Le raccordement basse tension a l'avantage de dispenser la centrale de transformateur de puissance élévateur et des cellules haute tension. Par contre, la centrale ne doit pas être trop éloignée du point de raccordement choisi. Des dispositifs de protection sont parfois à prévoir pour éviter les risques de surtension ou sous-tension, lorsque la PCH se raccorde ou se découple du réseau.

I.9.3. Automatisation et protection

Le choix des systèmes d'automatisation et de protection adaptés est une des étapes essentielles dans le processus de sélection des caractéristiques d'une PCH.

Les fonctions que doivent réaliser les systèmes de contrôle automatisés dépendent du type de construction, du mode opérationnel (par exemple, le fonctionnement en réseau îloté) et du contrôle à distance. L'objectif principal est de maximiser la production d'énergie électrique. La raison principale de l'automatisation d'une PCH est de garantir un fonctionnement sécurisé (par exemple, les coupures d'urgence du générateur et la régulation selon les variations des conditions d'arrivée d'eau).

De plus en plus d'investisseurs ont pris conscience de la nécessité de mettre en œuvre des systèmes de contrôle efficaces et modernes. Les PCH étant généralement installées en zones distantes, les investisseurs se sont logiquement tournés vers des systèmes de contrôle à distance.

I.9.4. Le système de contrôle-commande

- **La fonction de manœuvre automatique**

Elle comporte un certain nombre d'opérations, parmi lesquelles on met en relief des « séquences » de fonctionnement (par exemple : séquences de démarrage, séquences de couplage, séquences d'arrêts divers ...). Ces opérations, réalisées depuis quelques dizaines d'années par un automatisme à relais électromécanique, sont maintenant centralisées dans un automate programmable ou réalisées par un micro-ordinateur.

- **La fonction de surveillance**

Elle consiste à comparer des mesures fournies par des capteurs avec les seuils préétablis et fournir les réactions prévues pour chaque type de défaut. Cette surveillance peut porter sur des points très divers : contrôle de niveau, de débit, de pression d'huile, de débit d'eau de refroidissement, de température de paliers ou de bobinages de générateur, de vibrations, de tension des alimentations d'auxiliaires, de courants... etc.

- **La fonction de télécommande**

Cela implique l'installation dans la centrale d'un système capable de transformer les informations acquises localement en signaux transmissibles par lignes téléphoniques, les messages pouvant être reçus par Minitel ou PC. Dans certains cas une partie au moins des signaux peut être transmise par radio.

Aujourd'hui encore, des visites régulières restent un bon moyen d'éviter de se laisser surprendre par l'incident nouveau, pratiquement imprévisible, et aussi de compléter les systèmes de surveillance et de contrôle. Toute centrale, même reproduite à partir d'un modèle, garde en effet son originalité. Elle ne peut pas totalement s'abstraire de la nature dans laquelle elle est installée qui, elle, n'est pratiquement jamais identique d'un lieu à un autre.

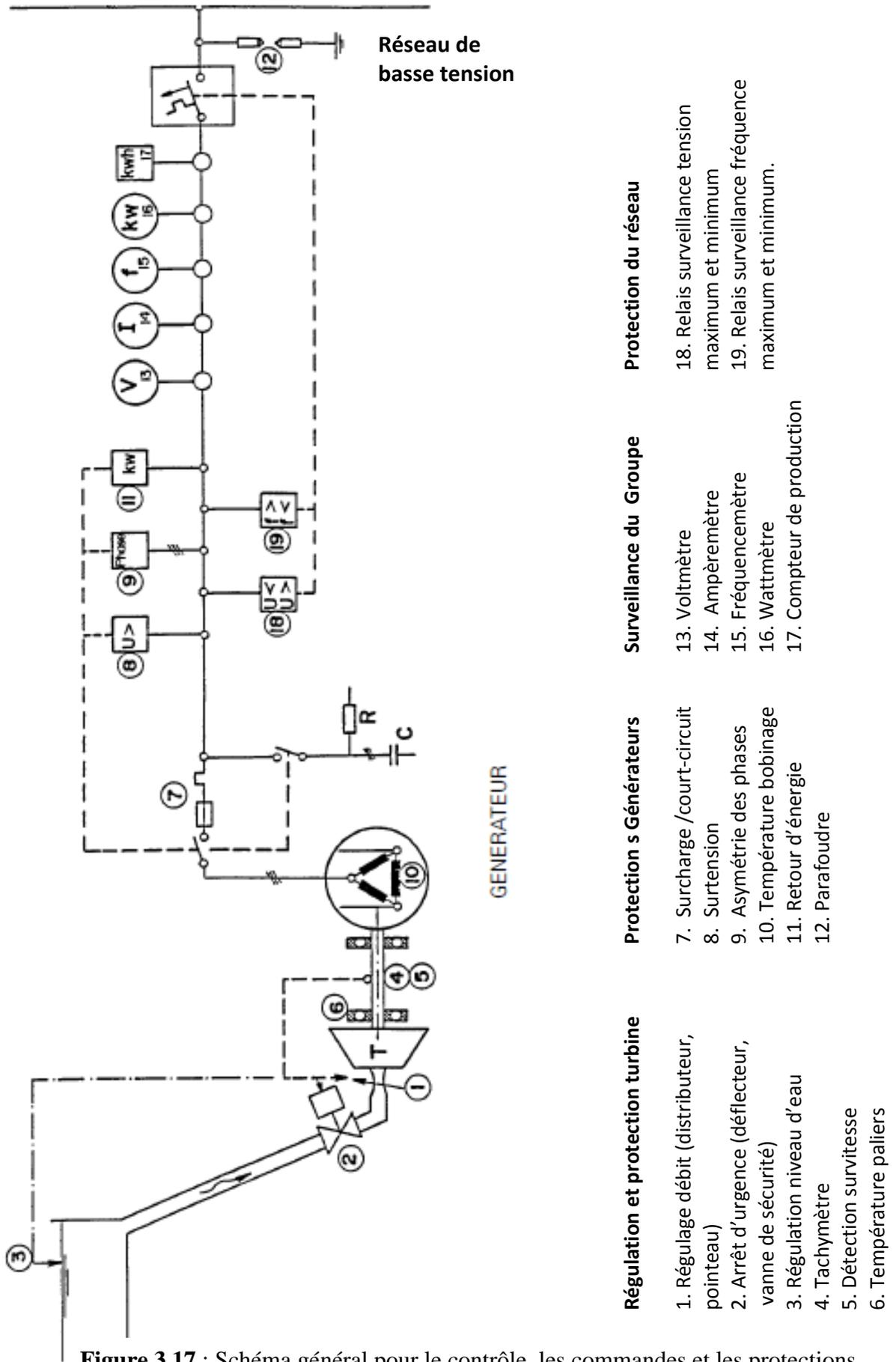


Figure 3.17 : Schéma général pour le contrôle, les commandes et les protections.

Conclusion

Cette partie nous a permis d'illustrer l'aspect pratique du sujet, à savoir le dimensionnement d'une mini centrale hydraulique et cela en s'appuyant sur des normes et standard du domaine. Ainsi que la détermination des paramètres de fonctionnement en vue d'une production d'énergie électrique d'une puissance, qui est d'environ de 4Mw.

Cela nous a permis aussi de mettre en pratique les acquis théorique concernant ce type de centrale, tout en sachant que c'est une énergie renouvelable avec un potentiel et un avenir assez prometteur.

Conclusion Générale.

Pour faire face à la demande énergétique croissante ; particulièrement celle de l'énergie électrique qui ne cesse d'augmenter d'année en année, un phénomène dû aux développements et à l'évolution de nouveaux besoins aussi divers qu'importants auxquels se confrontent toutes les populations du monde.

Dans cette optique, notre travail consistait en la contribution à la définition des grands axes permettant de cerner globalement les divers ressources et technologies utilisées dans le domaine de la production de l'énergie électrique.

Dans un premier temps et en vue de cerner théoriquement la problématique, on a commencé par des définitions explicites, de base les plus utilisées, pour les centrales de production d'énergies électrique à savoir les énergies non renouvelables et les énergies renouvelables.

Dans un second temps, durant la phase opératoire du présent travail, on a essayé de mettre en pratique les acquis théoriques, en optant pour un dimensionnement d'une mini centrale hydraulique, vu son importance son potentiel et son impact sur l'environnement.

Ce travail nous a permis d'établir des analyses plus ou moins exhaustives. Sur le plan de la démarche, on s'est appuyé principalement sur l'importance capitale de respect des normes, ainsi que des exigences et des besoins des consommateurs ; pour se faire, on a eu recours à plusieurs outils de calcul, et de résolution de problèmes.

En effet, le dimensionnement de la centrale nous a permis non seulement d'identifier les dysfonctionnements qui surviennent durant les projets, mais aussi de tracer une esquisse des axes de progrès pour faire évoluer le dit processus.

Forcé de constater que la réalisation d'un tel ouvrage est tributaire du potentiel hydraulique, des moyens mais aussi de la maîtrise de la technologie.

En bref, l'apport de ce travail, se résume d'une part, par l'illustration de l'importance des différentes centrales de production d'énergie électrique, peut importe leurs nature du moment qu'elles demeurent une énergie propre, car les énergies fossiles sont vouées à s'éteindre vu leurs exploitation massive partout dans le monde, ces énergies propres présentent une réelle solution et une excellente alternative pour répondre aux besoins tout en respectant et en préservant l'environnement. Et d'autre part l'application sur cas concert, à savoir le dimensionnement d'une mini-centrale hydraulique.

Toutefois, il est intéressant de souligner que la place qu'occupe les centrales hydrauliques, dans le monde, confortée par ses avantages et son potentiel de production d'énergie électrique marquera un essor considérable dans les années à venir pour la plupart des pays à fort potentiel hydraulique.

En tous cas, il serait judicieux, pour notre pays de s'y mettre à avoir une stratégie de développement en termes d'énergies renouvelables et avoir une stratégie conséquente pour faire face aux besoins futurs en énergie électrique.

Enfin, l'expérience est jugée très enrichissante puisqu'elle nous a permis de mettre en exergue de nombreux outils et méthodes enseignées durant notre formation. La modeste contribution du présent travail montre que le sujet a été traité avec recul et méthode, en s'appuyant sur les enseignements reçus et les standards connus, usages et pratiques en la matière.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [01] Anne Labouret , Michel Villos « Energie solaire photovoltaïque » 3^{ème} Edition , Dunod 2009.
- [02] Bernard MULTON «Production d'énergie électrique par sources renouvelables » Technique de l'ingénieur ; Traité Génie électrique.
- [03] Bertrand Barré , Pierre –René Bauquis « l'énergie nucléaire , comprendre l'avenir » Edition HIRLE 2008.
- [04] Commissariat à l'énergie Atomique (CEA), 2002 « Le fonctionnement d'un réacteur nucléaire ».
- [05] D.Le Gourières « Les éoliennes : Théorie, conception et calcul pratique » Edition du Moulin Cadiou , Diffusion Eyrolles 2009.
- [06] D. Wilgenbus : « Les énergies fossiles », Société française de physique.
- [07] F. Heer, J.-M. Chapallaz : «Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une miniturbine», Office fédéral des questions conjoncturelles, 1995, ISBN 3-905232-57-X
- [08] “Gas turbine world 2010” - GTW Handbook.
- [09] Guide des énergies renouvelables en Algérie (Direction des Énergies Nouvelles et Renouvelables) Edition 2007.
- [10] Groupe Sonelgaz, « Bulletin statistiques », 2005 et 2009.
- [11] I.E. Idel'cik : «Memento des pertes de charges», Editions Eyrolles, Paris, 1986, ISSN 0399-4198
- [12] IEA « Energy technology perspective 2010 » Science & strategies to 2050.
- [13] J. Dos Ghali et al: «Générateurs et installations électriques», Office fédéral des questions conjoncturelles, 1995, ISBN 3-905232-55-3
- [14] J.-M. Chapallaz: «Turbines hydrauliques», Office fédéral des questions conjoncturelles, 1992, ISBN 3-905232-54-5
- [15] Jean-Marc PAGÈS « Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité » (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie Mars 2003)
- [16] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller, Bocar Sada Sy, “ le pompage photovoltaïque”(Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens) université d'Ottawa 1998.

- [17] J.-M. Chapallaz & P. Eichenberger : «Petites centrales hydrauliques», Office fédéral des questions conjoncturelles, 1992, ISBN 3-905232-20-0
- [18] « L'énergie éolienne » Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie.
- [19] Laboratoires de Systèmes Énergétiques, www.fifel.ch/includes/asp , 2001
- [20] Mohammed Benhaddadi et Guy Olivier « Dilemmes énergétiques » Presses de l'université du Québec édition 2008, 218 p.
- [21] A.ABDELLI , thèse de doctorat « *Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive* » . INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE 2007.

Webographie

- [22] www.actu-environnement.com (la géothermie).
- [23] www.wikipedia.org (définition de la biomasse).
- [24] www.Sonelgaz.dz.
- [25] www.mem-algeria.com.
- [26] www.scribd.com.
- [27] www.bruxellesenvironnement.be.
- [28] www.edf.fr.
- [29] www.iaea.org.
- [30] www.iec.ch.
- [31] www.eau.france.fr.
- [32] www.google.com .