

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A.MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie
Département de Génie des Procédés
Laboratoire d'Electrochimie, Corrosion et de Valorisation Energétique (LECVE)

POLYCOPIÉ DU COURS

LES ENERGIES RENOUVELABLES

Spécialité :
Master II Génie Chimique
Master II Génie des Procédés de l'Environnement

Préparé par

M^{me} AMOURA Damia

Table des matières

Chapitre I: Généralités sur les énergies renouvelables

I.1. Introduction	1
I.2. Les sources d'énergie renouvelable.....	1
I.3. Problématique des énergies renouvelables.....	1
I.3.1. Changement climatique.....	1
I.3.2. Augmentation de la demande d'énergie	2
I.3.3. Limitation des réserves de combustible fossile	2
I.3.4. Faible rendement global du système énergétique	3
I.3.5. Dépendance énergétique.....	3
I.4. Caractéristiques des énergies renouvelables	3
I.4.1. Des énergies en progrès technique.....	3
I.4.2. Energies dispersées	4
I.4.3. Une présence universelle.....	5
I.4.4. Un outil contre les émissions de gaz à effet de serre	6
I.4.5. Intermittence et irrégularités.....	6
I.4.5. Leur prix.....	6
I.5. Conclusion.....	7

Chapitre II: L'énergie solaire

II.1. Introduction	8
II.2. La ressource de l'énergie solaire et ses contraintes.....	8
II.2.1. Une ressource universelle et abondante	8
II.2.2. Une ressource intermittente et variable.....	9
II.3. Les capteurs solaires.....	9
II.4. Faut-il orienter les capteurs?.....	9
II.5. Le stockage, un maillon faible du solaire	9
II.6. Que peut faire l'énergie solaire?.....	10
II.7. Filières(Catégories).....	10
II.7.1. L'énergie solaire thermique	10
II.7.2. L'énergie solaire thermodynamique	11
II.7.2.1. Intérêt de la concentration	12
II.7.2.2. Systèmes concentrateurs	12
II.7.2.3. Composants pour la production de chaleur et la conversion en électricité.....	17
II.7.3. L'électricité solaire photovoltaïque	19
II.7.3.1. L'effet photovoltaïque	19
II.7.3.2. Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	19

II.7.3.2. Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	19
II.7.3.3. Matériaux	20
II.7.3.4. Le pour et le contre	24
Conclusion	27

Chapitre III: L'énergie hydraulique

III.1. Introduction	28
III.2. Les éoliennes actuelles	28
III.2.1. L'hélice	29
III.2.2. L'ensemble générateur	29
III.2.3. La nacelle	29
III.2.4. Le mât	30
III.3. Choix des caractéristiques d'une éolienne	30
III.4. Les familles d'éoliennes	31
III.4.1. Les éoliennes à entraînement multiplié	31
III.4.2. Les éoliennes à entraînement direct	31
III.5. Contraintes	32
III.5.1. Les contraintes d'utilisation	32
III.5.2. Des contraintes environnementales	33
III.5.2.1. L'impact sonore	33
III.5.2.2. Eoliennes et paysage	33
III.6. Conclusion	34

Chapitre IV: L'énergie hydraulique

IV.1. Introduction	35
IV.2. L'énergie hydroélectrique	35
IV.3. Principe de conversion de l'énergie hydraulique	36
IV.4. Types d'aménagements	36
IV.4.1. Hautes chutes	36
IV.4.2. Chutes moyennes	37
IV.4.3. Basses chutes et très basses chutes	37
IV.4.4. Aménagements sans barrages	37
IV.5. Les centrales hydroélectriques	37
IV.5.1. Les centrales d'éclusée	37
IV.5.2. Les centrales au fil de l'eau	38

IV.5.3. Les centra les de pompage-turbinage	38
IV.6. Catégories	39
IV.6.1. La grande hydraulique	39
IV.6.2. La petite hydraulique	40
IV.7. Composants d'un aménagement hydroélectrique	40
IV.7.1. Ouvrages de prise d'eau, barrages	40
IV.7.1.1. Prise d'eau en rivière	41
IV.7.1.2. Prise d'eau sur un lac ou un réservoir	41
IV.7.1.3. Barrages	41
IV.7.2. Galeries, canaux et conduites.....	42
IV.7.3. Usine.....	42
IV.7.3.1. Types d'usine	43
IV.7.3.2. Turbines et pompes	43
IV.7.4. Ouvrages annexes.....	43
IV.8. Services rendus et problèmes posés par les aménagements	47
IV.8.1. Services rendus	47
IV.8.2. Aspects environnementaux	47
IV.8.3. Sécurité	48
IV.9. Conclusion	48

Chapitre V: L'énergie des mers

V.1. Introduction.....	50
V.2. Energie éolienne offshore	50
V.2.1. Fermes éoliennes offshore	51
V.2.2. Conception des éoliennes.....	51
V.2.3. Éoliennes flottantes	53
V.3. L'énergie des vagues(ou houlomotrice).....	53
V.4. L'énergie marémotrice	56
V.5. L'énergie des courants marins(ou hydrolienne)	57
V.6. L'énergie thermique des mers	58
V.6.1. En cycle ouvert.....	58
V.6.2. En cycle fermé(ou cycle de Rankine).....	58
V.6.3. En cycle hybride.....	59
V.7. L'énergie osmotique	59
V.8. Conclusion	61

Chapitre VI: La biomasse

VI.1. Introduction.....	62
VI.2. L'origine de la biomasse	62
VI.3. Caractéristiques intéressantes	63
VI.4. Catégories	63
VI.4.1. La biomasse lignocellulosique	63
VI.4.2. La biomasse riche en substances glucidiques	63
VI.4.3. La biomasse oléagineuse	63
VI.5. Valorisation.....	63
VI.5.1. Voies sèches.....	64
VI.5.1.1. La combustion.....	64
VI.5.1.2. La pyrolyse	65
VI.5.1.3. La gazéification.....	65
VI.5.1.4. Liquéfaction directe.....	65
VI.5.1.5. Carbonisation	66
VI.5.2. Voies humides.....	66
VI.5.2.1. La fermentation méthanique	66
VI.5.2.2. La fermentation alcoolique	67
VI.6. L'utilisation énergétique de la biomasse.....	67
VI.6.1. La production du biogaz.....	67
VI.6.2. La production d'électricité	68
VI.6.3. La production de chaleur	68
VI.6.4. Les biocarburants	68
VI.6.5. Les carburants de synthèse	69
VI.7. La biomasse marine	69
VI.8. Conclusion.....	71

Chapitre VII: La géothermie

VII.1. Introduction	72
VII.2. De la géologie à la géothermie	72
VII.3. Gisements et ressources géothermales	72
VII.3.1. Gisement géothermal	72
VII.3.2. Types de gisements géothermaux	73
VII.3.2.1. Gisements en zones géologiquement stables ou calmes	74
VII.3.2.2. Gisements en zones géologiquement actives	75
VII.3.2.3. Roches peu ou pas perméables	75

VII.4. Utilisations des ressources géothermales	75
VII.4.1. Production d'électricité	76
VII.4.1.1. Centrales avec cycles à vapeur d'eau	77
VII.4.1.2. Centrales à fluide binaire.....	77
VII.4.1.3. Centrales géothermiques à cycles combinés	77
VII.4.2. Usages thermiques	77
VII.4.2.1. Chauffage des bâtiments	77
VII.4.2.2. Chauffage de serres.....	77
VII.4.2.3. Chauffage de bassins de pisciculture ou d'aquaculture.....	78
VII.4.2.4. Usages industriels	78
VII.4.2.5. Production de froid.....	78
VII.4.3. Utilisation de pompes à chaleur pour le chauffage et/ou la climatisation de locaux	78
VII.5. L'intérêt de la géothermie	80
VII.6. Conclusion	80
Références bibliographiques	81

CHAPITRE I
Généralités sur les énergies
renouvelables

Chapitre I : Généralités sur les énergies renouvelables

I.1. Introduction

L'histoire de l'énergie est intimement liée à celle de l'humanité, ainsi que le progrès technique des énergies, depuis la maîtrise du feu jusqu'à présent. Les besoins et les sociétés sont en développement et la consommation d'énergie sous formes multiples (industrie, transports, chauffage, électricité, etc.), à travers le monde, a atteint son extrémité. En effet, les énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) sont limitées, polluantes et utilisées de manière abusive.

La consommation mondiale énergétique augmente malheureusement au détriment de l'environnement qui nous entoure. Aujourd'hui la communauté scientifique reconnaît la responsabilité de cette consommation sur le réchauffement climatique qui risque d'avoir des effets dramatiques sur les équilibres physiques, économiques, sociaux et politiques de notre planète. Le recours à des énergies alternatives et propres pour assurer la sécurité énergétique et le développement économique et social des populations devient incontournable.

Les énergies renouvelables sont pratiquement celles qu'on a appelé « énergies nouvelles » dans les années 1970. Il s'agit, en fait, des énergies que l'homme utilise depuis très longtemps. Des énergies largement améliorées sur le plan des rendements et de la facilité d'utilisation. Elles sont appelées « renouvelables » par opposition aux combustibles fossiles dont les stocks sont limités, et dans lesquels on puise constamment, à mesure des besoins. Inévitablement, ces stocks vont s'épuiser, dans quelques centaines d'années au plus, car leur taux de renouvellement est d'environ un millionième de leur utilisation, c'est-à-dire rien du tout. Quant aux énergies renouvelables, leur quantité ne diminuera pas à l'échelle de vue de l'humanité parce qu'elles trouvent leur source dans le soleil et dans la chaleur des profondeurs terrestres, deux phénomènes dont la durée se chiffre en milliards d'années. Pour être complet, il faudrait ajouter l'énergie des marées, qui trouve sa source, tout à fait durable, dans le mouvement de la lune autour de la terre.

I.2. Les sources d'énergie renouvelable

Les énergies renouvelables sont, à notre échelle de temps, celles qui sont dispensées continûment par la nature. Elles sont issues du rayonnement solaire, du noyau terrestre et des interactions gravitationnelles de la lune et du soleil avec les océans. On distingue les énergies renouvelables d'origine éolienne, solaire, hydraulique, géothermique et issues de la biomasse.

I.3. Problématique des énergies renouvelables

L'intérêt croissant pour le développement des énergies renouvelables est motivé par plusieurs constats à savoir le changement climatique, l'augmentation de la demande d'énergie, la limitation des réserves de combustibles fossiles, le faible rendement global du système énergétique et la dépendance énergétique en particulier des pays occidentaux.

I.3.1. Changement climatique

L'augmentation de l'effet de serre fait augmenter la température globale de la surface de la planète. Or, du fait de l'activité humaine, la concentration des gaz à effet de serre a explosé depuis la période préindustrielle (1750-1800). La concentration du gaz carbonique (CO₂), principal gaz à effet de serre, a augmenté de 30 % depuis l'ère préindustrielle. Les

effets combinés de tous les gaz à effet de serre (CO₂, méthane, ozone etc.) équivalent aujourd'hui à une augmentation de 50 % du CO₂ depuis cette période.

Depuis 1860, la température moyenne à la surface de la terre n'a cessé d'augmenter. Différents scénarios prospectifs prévoient que d'ici 2100, cette température devrait encore augmenter entre 1,5 et 6 °C si les filières énergétiques et les habitudes de consommation actuelles ne sont pas modifiées. Cette augmentation considérable s'accompagnerait, en particulier, d'une montée du niveau des mers de 20 cm à 1 m. Si l'évolution du climat apparaît irréversible, il est possible de ralentir cette évolution en diminuant de manière significative les émissions de gaz à effet de serre.

Au début du XXI^e siècle, la répartition par secteur des émissions de CO₂ dans le monde est d'environ : production électrique 39 %, transport 23 %, industrie 22 %, résidentiel 10 %, tertiaire 4 % et agriculture 2 %. Cette répartition est cependant très différente d'un pays à l'autre.

I.3.2. Augmentation de la demande d'énergie

Ces scénarios prospectifs se basent sur différents paramètres tels que la croissance économique, l'augmentation de la population mondiale, l'accès progressif à l'électricité. Au début du vingt et unième XXI^e siècle, la consommation énergétique mondiale était d'environ une dizaine de Gtep (G = giga, tep = tonne équivalent pétrole, 1 tep correspond à l'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole). Les combustibles fossiles représentent environ 8 Gtep.

De très nombreux scénarios énergétiques sont élaborés chaque année par des organismes spécialisés dans le domaine de l'énergie. Ces scénarios pour la demande d'énergie des 1,6 milliards de personnes qui en sont encore privées vont de 15 à 25 Gtep en 2050, les besoins croissants des pays en voie de développement et la mise en place de politiques d'économies d'énergie afin de protéger l'environnement. Les incertitudes relatives à l'évolution de ces différents paramètres expliquent l'important écart entre les scénarios extrêmes. Il est cependant raisonnable de prévoir que d'ici le milieu du siècle, la demande énergétique aura doublé.

I.3.3. Limitation des réserves de combustible fossile

Le rapport R/P (réserves connues sur production annuelle) du pétrole est d'environ 40 ans. Cette donnée (équivalente à une durée) ne doit pas être confondue avec la période durant laquelle nous disposerons encore de pétrole ni avec celle durant laquelle il restera suffisamment bon marché. Ces dernières étant totalement imprévisibles car dépendantes de trop nombreux paramètres. Il est utile de remarquer que depuis les années 1980, nous consommons chaque année plus de pétrole que nous découvrons.

Pour le gaz naturel le rapport R/P est d'environ 60 ans. Mais si l'on voulait remplacer le pétrole et le charbon par le gaz pour réduire les émissions à effet de serre, le rapport R/P ne serait plus que de 17 ans. L'abandon du nucléaire au profit du gaz par certains pays pourrait accélérer la consommation des ressources.

Le charbon est le combustible fossile dont les réserves sont les plus importantes. Son rapport R/P est estimé à plus de 200 ans. Quant à l'uranium, son rapport R/P est d'environ 60 ans. Notons également que la fission nucléaire ne contribue qu'à hauteur de 2,7 % à la fourniture d'énergie finale au niveau mondial et qu'un doublement de sa production n'aurait qu'un faible impact sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La demande énergétique jusqu'en 2050 (prévue alors entre 15 et 25 Gtep, contre 12 Gtep en 2010) pourrait continuer d'être satisfaite en majorité, comme aujourd'hui, par des matières premières énergétiques non renouvelables, ce qui aurait des conséquences dramatiques sur le climat en particulier et l'environnement en général, et ne tiendrait guère compte des besoins des générations futures.

Pour limiter la hausse de température à une fourchette de 1 à 3 °C, il faudrait que le total des émissions sur les siècles à venir soit le tiers seulement des émissions que causerait la combustion des ressources accessibles de gaz, pétrole et charbon. C'est-à-dire qu'il faudrait que l'humanité s'interdise de brûler les deux tiers d'une énergie accessible et relativement bon marché. Il n'est donc pas raisonnable de miser sur un épuisement précoce des ressources pour réduire naturellement les émissions de gaz à effet de serre. D'autant plus que le prix relativement bas des combustibles fossiles (malgré les flambées régulières) gêne l'émergence de nouvelles technologies, inévitablement plus coûteuses tant qu'elles n'ont pas atteint une production de masse.

I.3.4. Faible rendement global du système énergétique

Le rendement global de notre système énergétique est faible. Par exemple, pour satisfaire les besoins d'énergie finale (commercialisée) de 168 Mtep, alors que 262 Mtep primaires ont été nécessaires pour les produire, ce qui correspond à un rendement de 63 %, sachant que l'énergie réellement utile est encore beaucoup plus faible. Les seules pertes de transformation de l'énergie pour la rendre commercialisable sont d'environ 27 %. 94 Mtep ont ainsi été perdues dans les transformations énergétiques (raffinage, production électrique etc.). Ces pertes de 94 Mtep associées aux mauvais usages de l'énergie finale (faible isolation des bâtiments, faible rendement des moteurs thermiques des automobiles etc.) constituent le premier poste de dépense d'énergie et finalement la cause la plus importante d'émission de CO₂. Par exemple, en 2000, le rendement global était de 34 % environ.

I.3.5. Dépendance énergétique

Environ 50 % de l'énergie consommée au sein de la Communauté Européenne provient de ressources situées dans des pays situés hors de l'Union Européenne. Sans changement au niveau de la production énergétique, et compte tenu de l'augmentation prévisible de la consommation, cette dépendance énergétique passerait à 70 % d'ici 2030.

La dépendance vis-à-vis des pays du Moyen Orient, qui détient 65 % des réserves connues de pétrole devrait s'accroître. Pour l'uranium, la dépendance est encore plus forte. A partir de 2020-2030, des tensions économiques et politiques pourront naître de l'amointrissement des ressources fossiles facilement exploitables et de leur concentration dans des zones instables politiquement, ce qui mettrait en cause la sécurité d'approvisionnement des pays de l'Union Européenne.

I.4. Caractéristiques des énergies renouvelables

À part leur disponibilité, de principe, à très long terme, il existe d'autres caractéristiques communes aux différentes énergies renouvelables :

I.4.1. Des énergies en progrès technique

En premier lieu, elles méritent toutes d'être appelées énergies nouvelles. Même si on les utilise depuis très longtemps. Pourquoi ? Parce que, sur le plan technique, elles comportent des avancées essentielles par rapport à leur état il y a cinquante ans.

- L'hydroélectricité est une exception. Elle est techniquement mature depuis un siècle et ses progrès techniques sont assez limités.

- L'électricité photovoltaïque, inexistante il y a cinquante ans, est un exemple frappant de nouveauté technique. Plusieurs propriétés des capteurs continuent de progresser à vive allure : le rendement de conversion énergétique, la durée de vie et le coût de production.

- L'éolien, nouveau producteur d'électricité, est arrivé beaucoup plus vite à sa phase de maturité. Ses progrès actuels concernent surtout l'éolien en milieu maritime, dit « offshore ».

- Le chauffage solaire est parti de zéro dans les années 1970. Après quelques années d'adaptation, il est maintenant bien au point.

- Il en est de même pour la géothermie à moyenne et basse température. Elle a nécessité de gros progrès dans la résistance à la corrosion des tubes, pompes et échangeurs thermiques. En revanche, l'exploitation de la chaleur profonde à des fins de production électrique en est à ses débuts. Les pompes à chaleur géothermiques constituent aussi des techniques nouvelles, désormais bien au point.

L'utilisation énergétique des déchets était presque nulle il y a 40 ans, à l'exception des bouses séchées d'animaux domestiques dans les pays du sud. C'est aujourd'hui l'objet d'une industrie très structurée. Pour les déchets ménagers, la priorité devrait être donnée au recyclage des matériaux. La fraction non recyclable donne lieu à deux valorisations énergétiques : la chaleur et l'électricité. Pour cela, il y a deux procédés possibles : l'incinération, et la production de méthane, appelé biogaz, par fermentation anaérobie. Tous deux ont des progrès à faire sur le plan des rendements. Il semble que le rendement énergétique de l'incinération puisse être doublé. Le procédé est toujours critiqué car les incinérateurs anciens émettaient des fumées toxiques. Mais les installations modernes sont fortement améliorées.

Les autres sources de biomasse connaissent également des développements techniques importants. Le bois-énergie a été l'objet d'un usage généralisé, depuis des millénaires jusqu'il y a quelques siècles, avant d'être supplanté par le charbon. Il était réservé, il y a quelques décades, aux cheminées d'agrément ou à quelques régions forestières. Les poêles à bois avaient un mauvais rendement thermique et leurs fumées étaient toxiques. C'est la situation que rencontrent encore près de deux milliards d'humains, dans les pays du sud. Ils n'ont d'autres ressources, pour la cuisson des aliments et le chauffage, qu'un bois grappillé ici ou là, et des déchets animaux séchés. Ils utilisent des âtres à rendement déplorable, sources de fumées très agressives envers les yeux et les voies respiratoires. Le charbon de bois est un peu meilleur, bien que son rendement énergétique soit très faible et que son usage domestique engendre aussi de fortes pollutions. Mais la filière bois-énergie connaît actuellement, en Europe, de forts développements techniques, tant au plan des installations de chauffage (rendement énergétique, pollution de l'air) que de la structuration de la filière d'approvisionnement.

Autre domaine nouveau pour la biomasse, son usage comme carburant. Les techniques de production d'éthanol et d'huiles sont utilisées depuis près de cent ans. Mais elles ont connu des progrès importants au niveau de l'industrialisation. Les recherches sur les moteurs en permettent une utilisation efficace. Une seconde génération de biocarburants, tirant parti de tous les produits ligneux, est l'objet de recherches intenses.

I.4.2. Energies dispersées

Une seconde caractéristique des énergies renouvelables est leur caractère diffus, à la différence des énergies fossiles qui sont localisées en des lieux bien précis. Cette dispersion

est évidente pour l'énergie solaire qui est distribuée sur toute la surface terrestre. Chaque mètre carré reçoit en moyenne une énergie assez importante, équivalente à celle de 257 litres de pétrole par an. Il en va de même pour l'énergie du vent et pour la pluie source de l'énergie hydraulique. Heureusement, l'eau ruisselle dans les bassins versants et s'accumule dans les lacs des barrages, ce qui fait que l'hydroélectricité est bien concentrée. La chaleur géothermique est également répartie sur toute la surface terrestre. Il existe toutefois des nappes chaudes, tel le Dogger du Bassin parisien, qui permettent d'obtenir une assez bonne concentration d'énergie. Finalement, la biomasse est produite de façon très dispersée, sur toute la surface de la terre. La productivité est au mieux de quelques tep/ha/an, ce qui veut dire qu'il faut un hectare de terre pour obtenir chaque année l'équivalent de l'énergie d'une tonne de pétrole.

La conséquence de la dispersion est le coût de collecte élevé : surface de capteurs solaires, nombre et taille des éoliennes, coût de la récolte de la biomasse. La ressource de base (lumière solaire, vent, chaleur du sous-sol) est gratuite, bien évidemment, mais le coût global est souvent élevé.

I.4.3. Une présence universelle

Les énergies renouvelables présentent l'énorme intérêt d'être disponibles, avec des variations, sur toute la surface de la terre. Chaque région, chaque pays, dispose d'une certaine capacité à en bénéficier. La géographie et les contraintes techniques déterminent simplement les possibilités de chaque région. Prenons quelques exemples schématiques :

- Les terres riches, avec un climat pluvieux et pas trop froid, où les plantes poussent vigoureusement, ont un bon potentiel pour la biomasse.

- L'énergie hydroélectrique est disponible en de nombreux endroits, surtout dans les régions montagneuses et pluvieuses. Elle est totalement absente des régions désertiques, mais même un pays comme le Maroc dispose de ressources hydroélectriques importantes grâce à ses chaînes de montagne. La Norvège est le premier producteur européen, devant la France.

- La géothermie, de son côté, offre un potentiel assez bien réparti. Toutefois, elle produit de la chaleur, qui ne se transporte pas à plus de quelques kilomètres. Il faut donc qu'il y ait coïncidence entre la ressource et des agglomérations consommatrices de chaleur. Il y a aussi le cas de la géothermie à très haute température qui s'est développée dans les régions volcaniques pour produire de l'électricité. L'Indonésie en est le premier producteur mondial, et l'Italie premier producteur européen.

- Déchets urbains, résidus de récolte et biogaz sont très utiles, et disponibles pratiquement partout, en relation avec les activités humaines. Leur potentiel est évidemment limité, car la tendance générale est d'essayer de réduire la production de déchets.

- L'énergie éolienne est théoriquement présente presque partout. Encore faut-il que les vents soient suffisamment constants, pas trop forts ni trop faibles. Certaines régions sont particulièrement favorisées par un vent presque constant C'est une source d'électricité, transportable, mais pas trop loin. Elle se conçoit avec des populations utilisatrices distantes de moins de 1000 km. Au-delà, cela coûte cher.

- L'énergie solaire est disponible presque partout, avec évidemment une ressource plus réduite quand on va vers les pôles. Elle est généralement suffisante jusqu'en Europe du nord pour le photovoltaïque et le thermique. Par contre, le solaire thermodynamique nécessite la bonne focalisation des rayons lumineux sur une source chaude. Il ne peut fonctionner que dans les régions désertiques, là où le ciel est presque toujours clair. La chaleur solaire n'est évidemment utilisable que sur place, tandis que l'électricité peut être transportée.

Ce rapide panorama montre qu'à l'exception des régions polaires, chaque partie du globe pourra trouver un certain approvisionnement en énergies renouvelables. Les possibilités de chaque région peuvent être étudiées quantitativement. Chacune possède un « potentiel », c'est-à-dire une quantité de chaque forme d'énergie renouvelable pouvant être produite d'une manière économiquement intéressante. Ce potentiel dépend de l'évolution des techniques et de la localisation des humains. Pour ne citer qu'un exemple, prenons le cas du Zambèze, un fleuve africain fantastique. Il pourrait produire une énorme quantité d'hydroélectricité. Cela ne se fait pas car les utilisateurs sont trop loin, et les investissements trop lourds pour les pays traversés.

En conséquence de leur répartition géographique, les énergies renouvelables sont un outil important d'indépendance énergétique. Grâce à elles, chaque pays, chaque région peut satisfaire une part de ses besoins énergétiques. En théorie du moins, car pour passer à la pratique il faut des investissements et des compétences. Comme toujours, ces questions énergétiques doivent être analysées concrètement, en fonction des situations locales.

I.4.4. Un outil contre les émissions de gaz à effet de serre

La presque totalité des énergies renouvelables est produite avec une très faible émission de CO₂. L'analyse du cycle de vie montre que les émissions ne sont pas nulles, compte tenu de tout ce qu'il faut pour construire les installations. Mais le bilan est presque toujours bon, même pour l'éolien, en dépit de la quantité de béton nécessaire pour ancrer les machines. Les biocarburants constituent une exception car, en matière de gaz à effet de serre, leur bilan est souvent mauvais, parfois très mauvais même.

I.4.5. Intermittence et irrégularités

Pétrole, charbon, gaz, électricité nucléaire sont disponibles d'une manière continue, avec de rares à-coups dus à des accidents ou des conflits. Il en est de même pour certaines énergies renouvelables (géothermie, déchets, bois) qui présentent peu de fluctuations. Mais il en va différemment pour d'autres énergies renouvelables, irrégulières ou intermittentes.

Irrégulières, c'est le cas d'une partie de la biomasse (excepté le bois), basée sur des cultures annuelles dont le rendement peut varier énormément, ou de la ressource en eau des barrages hydroélectriques.

Intermittentes, c'est le cas de l'énergie solaire, absente la nuit et faible en hiver, et de l'énergie éolienne, car le vent peut souffler trop fort ou manquer pendant plusieurs semaines. Cette intermittence pose de gros problèmes à ces sources d'électricité. Il faut stocker, mais l'électricité se stocke difficilement en grosses quantités, ou mutualiser, c'est-à-dire construire des réseaux électriques surdimensionnés, interconnectés sur de grandes distances, supérieures à 1000 km.

I.4.6. Leur prix

Une dernière caractéristique des énergies renouvelables, c'est que, à la notable exception de l'hydroélectricité, elles sont chères. Faut-il écrire « encore chères », espérant que leur prix va baisser quand les techniques auront progressé et que les productions bénéficieront d'un effet d'échelle ? On ne sait pas encore, mais leur prix tend en général à baisser. De gros investissements sont effectués partout dans le monde. En Chine, aux États-Unis et en Europe, on augmente la production d'énergies renouvelables, en implantant des centrales photovoltaïques, des parcs éoliens, des usines de biocarburants, etc. Ce sont des signes que les investisseurs y croient mais c'est toujours à la condition que les pouvoirs publics s'engagent

sur un fort soutien à long terme. Dans le cadre de son paquet « 3 fois 20 », l'Union européenne a décidé d'imposer un minimum de 20 % d'énergie finale renouvelable, avec des modulations selon les pays. Il est très difficile de savoir où on en est car la plupart des informations concernent les capacités installées et non les productions réelles.

I.5. Conclusion

Quel est l'avenir des énergies renouvelables ? À court et moyen termes, cet avenir est lié à la nécessité de réduire fortement les émissions mondiales de gaz à effet de serre. Dans ce combat, elles ont une place à prendre, aux côtés de la diminution de la consommation globale d'énergie et du nucléaire. Certaines régions devront augmenter leur consommation pour permettre leur développement économique, mais d'autres peuvent la réduire fortement. Il faut noter l'intérêt tout particulier de l'énergie hydraulique. Elle offre la particularité d'être stockée, mais aussi de pouvoir être commandée à volonté, rapidement. Elle constitue donc un excellent complément aux énergies électriques aléatoires, surtout l'éolien, et aussi à l'électronucléaire pour les appels d'électricité de pointe.

Les énergies fossiles vont inéluctablement se raréfier, tandis que le succès de l'électronucléaire de génération IV n'est pas encore assuré, et encore moins celui de la fusion contrôlée. Dans ce contexte, les énergies renouvelables constituent les seules énergies dont l'humanité est certaine de disposer à très long terme. Cette place sera d'autant mieux assurée que le coût de l'électricité solaire diminuera comme prévu, que des procédés de stockage de masse d'énergie électrique auront été mis au point, et que la meilleure partie pourra être tirée de la biomasse. Toutes ces choses sont possibles mais il y a encore bien des efforts à faire.

CHAPITRE II

L'énergie solaire

Chapitre II : L'énergie solaire

II.1. Introduction

Dans les pays industrialisés, l'énergie solaire contribue de plus en plus à chauffer les maisons et à fournir l'eau chaude sanitaire, mais c'est la production d'électricité vendue au réseau qui se développe rapidement. Dans les pays en voie de développement, elle peut être le vecteur principal d'électrification. De plus, le potentiel de progrès scientifique des techniques qui lui sont associées en fait la première énergie renouvelable du futur.

La raréfaction des ressources fossiles et le réchauffement climatique provoqué par leur utilisation massive replacent au premier plan le recours à une ressource inépuisable : l'énergie solaire. Cette énergie, issue d'une fusion nucléaire, est du reste à l'origine des énergies fossiles et de toutes les formes d'énergies renouvelables que nous traiterons dans les chapitres suivants (énergie éolienne, biomasse, géothermie, énergies des mers, énergie hydraulique).

Les dispositifs utilisés pour capter l'énergie du soleil sont nombreux et certains existent depuis très longtemps. Qui n'a pas entendu parler de l'effet de serre, surtout maintenant, sous son aspect négatif pour l'environnement. Le principe de cet effet est d'emprisonner la chaleur du soleil aussi bien pour le bénéfice de l'habitat que pour la culture des plantes. Qui n'a pas oublié non plus les « miroirs ardents » d'Archimède qui, en faisant converger les rayons solaires sur les navires romains, auraient tenté de les incendier pendant le siège de Syracuse en 212 av.J.C. Mais la première captation de l'énergie solaire est bien celle des plantes, grâce à la fonction chlorophyllienne.

Les trois façons d'utiliser directement l'énergie solaire font l'objet sans cesse de nouveaux développements pour améliorer leurs performances et surtout leur compétitivité économique. La plus ancienne, l'utilisation thermique, pour le chauffage direct de locaux ou de l'eau, est une solution attractive que les garanties, subventions et améliorations technologiques contribuent à relancer l'utilisation thermodynamique à partir de fluides portés à très haute température est connue depuis l'antiquité, elle a eu naguère son heure de gloire avec des installations comme, en France, le four d'Odeillo à Font-Romeu ou la centrale Thémis à Targassonne, dans les Pyrénées-Orientales. Adapté aux ciels sans nuages, ce type d'utilisation connaît de nouveaux projets. La transformation directe du rayonnement solaire en électricité, le photovoltaïque, constitue la voie potentiellement la plus riche d'avenir pour contribuer à alimenter la planète. Avant d'examiner en détail chacune de ces techniques, nous nous intéressons à la source, pour en montrer les possibilités et les contraintes.

II.2. La ressource de l'énergie solaire et ses contraintes

II.2.1. Une ressource universelle et abondante

L'énergie solaire est disponible partout sur la terre. Chaque mètre carré orienté face au soleil à midi par ciel bleu reçoit une puissance de 1 kW, ceci sur toute la planète. Ce chiffre baisse jusqu'à 0,5 kW en hiver sous des latitudes élevées, car l'épaisseur d'atmosphère traversée est plus importante. Cette ressource est abondante : notre planète reçoit 15000 fois l'énergie que l'humanité consomme et 5 % de la surface des déserts permettrait de produire toute l'électricité de la planète.

II.2.2. Une ressource intermittente et variable

Le soleil n'est disponible que le jour et est donc, par nature, une énergie intermittente. La latitude et la nébulosité expliquent ensuite les variations importantes de l'énergie journalière moyenne reçue par mètre carré selon les saisons. Les variations saisonnières été/hiver sont de 20 % entre les tropiques, mais d'un facteur 2,5 dans le nord de la France par exemple. Chaque mètre carré reçoit en moyenne 2 à 3 kWh par jour en Europe du Nord, 4 à 6 kWh par jour en région entre les tropiques.

II.3. Les capteurs solaires

Il est d'usage de distinguer les capteurs thermiques des capteurs photovoltaïques, même si cette classification n'a rien d'absolu, puisque des capteurs thermiques peuvent conduire à la production d'électricité, et que des systèmes hybrides chaleur-électricité devraient rapidement se développer. Avec les capteurs thermiques, il est possible d'atteindre des températures élevées, jusqu'à plus de 1000 °C, grâce à une concentration obtenue par différents types de miroirs. Pour de plus faibles températures, on réalise un effet de serre à l'aide d'une vitre de couleur noire placée devant la surface réceptrice.

Les capteurs photovoltaïques quant à eux sont aujourd'hui majoritairement des composants à base de silicium mono-ou polycristallin. Ils se présentent sous forme de plaquettes carrées de 10 à 20 cm de côté et d'une épaisseur de l'ordre de 200 micromètres. Elles sont ensuite assemblées en modules plans comportant quelques dizaines de cellules pour obtenir la tension et la puissance voulues. Cette génération de capteurs, qui représente actuellement la quasi-totalité des capteurs solaires d'énergie électrique, a de bonnes chances de rester majoritaire dans les prochaines années.

D'autres technologies font l'objet de recherches plus ou moins avancées. Certaines utilisent toujours le silicium (sous forme de billes par exemple) tandis que d'autres font appel à d'autres matériaux. Ceux qui contiennent du cadmium (CdS, CdSe) risquent de ne pas être acceptés du fait de la nocivité présumée de ce métal. De toute façon, l'état d'avancement de ces recherches semble encore assez éloigné des réalisations industrielles. Parmi les plus séduisants, nous pouvons citer les composants à base de matériaux organiques qui permettraient une véritable révolution industrielle. Mais aujourd'hui leurs performances, surtout en durée de vie, sont largement inférieures aux minimas exigibles. Tous ces modules, quelles que soient leur applications et leur technologie, doivent être dirigés vers le soleil.

II.4. Faut-il orienter les capteurs ?

Un capteur solaire, thermique ou photovoltaïque, peut être fixe ou orientable. Le gain en suivant le soleil selon une ou deux directions varie de 1,1 à 1,9 % selon les sites et les saisons. Cela reste modeste par rapport à la complexité du système d'orientation, qui enlève au solaire ses atouts majeurs : simplicité et fiabilité. Aussi la grande majorité des petits champs capteurs photovoltaïques est-elle fixe. Pour autant, les centrales mettent souvent leurs modules sur un axe pivotant, la cinématique étant simple à réaliser. Par contre, en solaire thermodynamique, des températures élevées sont recherchées et obligent à concentrer l'image du soleil, donc à suivre sa course selon un ou deux axes. Le même système de concentration s'utilise avec certaines cellules photovoltaïques que l'on choisit à haute performance et que l'on refroidit. Ces concepts demeurent encore marginaux, et sont réservés aux sans nuages.

II.5. Le stockage, un maillon faible du solaire

Il y a rarement concordance entre la période de production et la période de

consommation. L'énergie solaire électrique photovoltaïque est donc soit stockée, soit distribuée sur réseau sans besoin de stockage si elle reste un appoint inférieur à 20 % environ. Un générateur photovoltaïque stockant son énergie pour assurer sa totale autonomie (une à deux semaines de stockage) présente de nombreux avantages, même si le coût actuel du stockage sur batteries au plomb peut être évalué au triple de celui de la production d'énergie photovoltaïque.

Le solaire raccordé au réseau, s'il représente plus de 20 % de la production du réseau, nécessite soit un générateur prenant la relève, soit un stockage qui peut être électrochimique (batteries, technologie redox), hydraulique (stockage gravitaire) et, un jour peut-être, l'hydrogène. Aucune de ces solutions n'est facile d'emploi, les batteries sont coûteuses, le pompage hydraulique n'est possible que sur un nombre de site limité et la filière hydrogène couplée aux piles à combustible est encore balbutiante, coûteuse et a un faible rendement global (inférieur à 30 %). Comparé à la voie royale qui s'ouvre au photovoltaïque, le stockage de l'électricité est un problème qui a été peu étudié pendant longtemps et sans solution miracle, malgré la variété et la complémentarité des filières explorées. Il en est de même du stockage, inter saisonnier notamment, de la chaleur.

II.6. Que peut faire l'énergie solaire ?

Par voie solaire thermique, 30 à 70 % de cette énergie peuvent être transformés en chaleur. Par voie photovoltaïque ou thermodynamique, 5 à 25 % peuvent être transformés en électricité.

Au Nord, ces ressources comparées aux besoins en chauffage et en électricité permettraient dans une maison :

- d'assurer entre 60 % et 100 % de l'eau chaude sanitaire et autant des besoins en chauffage (sauf à stocker la chaleur un jour d'hiver gris ne permet pas de chauffer suffisamment la maison);
- d'assurer ; en couvrant 10 à 100 % de la toiture, une production électrique supérieure à la consommation d'une maison.

Au Sud, dans les pays en voie de développement, le photovoltaïque pourrait, et un jour prochain devrait, assurer la quasi-totalité des nouvelles électrifications en zone rurale.

II.7. Filières (Catégories)

II.7.1. L'énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique s'utilise principalement au travers d'une gamme d'applications allant de 30 °C à 150 °C, et nécessite des capteurs plans de plus en plus sophistiqués. Il suffit, par exemple, d'un tuyau noir ou d'une surface peinte en noir pour chauffer une piscine à 30-35 °C. Pour monter à 50-60 °C, une surface vitrée est placée devant le capteur afin de créer un effet de serre. Pour atteindre 70-90 °C, ou pour améliorer les rendements, la peinture noire est remplacée par des absorbants sélectifs limitant les réémissions infrarouges, tels que l'oxyde de chrome, dit noir de chrome. Pour monter au-delà de 100 °C, des capteurs sous vide sont utilisés. Ils sont généralement constitués de séries de cylindres en verre, parfois utilisant ceux des tubes de néon, avec un capteur en cuivre à l'intérieur. Ces capteurs sous vide sont indispensables pour alimenter les climatisations solaires à absorption. Massivement produits en Chine, ils sont de plus en plus utilisés, car leur prix est devenu très accessible.

Deux applications dominant toutefois : le chauffage de l'eau chaude sanitaire et le chauffage des locaux. Pour ces utilisations, les capteurs vitrés offrent des rendements de

l'ordre de 50% aux températures recherchées. Quatre mètres carrés permettent de répondre aux besoins en eau chaude d'une famille de quatre personnes, pour un investissement moyen de 2000 à 4000 euros. Dix à vingt mètres carrés assurent une grande part du chauffage d'une maison individuelle. Un chauffage d'appoint reste nécessaire pour les périodes climatiques les plus défavorables. En moyenne sur l'année, une installation de chauffage solaire procure un taux de couverture des besoins, donc une économie sur la facture, de l'ordre de 50 à 60 %. Selon les types d'énergie d'appoint et d'énergie substituée, les temps de retour sur investissement s'étalent sur 6 à 12 ans.

De tels capteurs thermiques produisent annuellement de 200 à 800 kWh/m², selon les besoins et les modes d'utilisation. Les valeurs les plus basses correspondent à des usages épisodiques d'eau chaude sanitaire à température élevée (supérieure à 55 °C), les plus fortes sont obtenues dans le cas de chauffage continu à basse température, ce type d'application, souvent appelé plancher solaire direct, le fluide caloporteur issu des capteurs est injecté directement dans le plancher des bâtiments à une température de 30-35 °C. Cette conception conduit d'une part à des habitations très confortables, autre part à une rentabilité technico-économique meilleures.

Les développements technologiques en cours ont pour objectif d'avoir une approche plus globale, d'étudier une meilleure intégration et mise en œuvre dans le bâti. Le capteur devient un composant, une enveloppe du bâtiment. Enfin, et surtout, on y intègre plusieurs fonctions, en associant production de chaleur et électricité pour assurer une meilleure rentabilité.

II.7.2. L'énergie solaire thermodynamique

Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis à convertir cette chaleur en énergie mécanique et électrique au moyen d'un cycle thermodynamique moteur couplé à une génératrice électrique.

La première étape, la captation du rayonnement solaire, fait appel à des systèmes optiques. Les systèmes sans concentration captent les composantes directe et diffuse du rayonnement et produisent la chaleur à un niveau de température inférieur à 250 °C, pour une utilisation en chauffage et climatisation de bâtiments ou sous forme de chaleur industrielle pour alimenter des procédés thermiques. Il faut inscrire dans cette catégorie les tours (ou cheminées) solaires qui sont des centrales thermodynamiques sans concentration. À cette dernière exception près, les centrales solaires thermodynamiques mettent en œuvre des systèmes concentrateurs, qui permettent de produire la chaleur à une température supérieure à 250 °C avec d'excellents rendements thermiques, supérieurs à 70 %. Notons toutefois que ces systèmes ne captent que la composante directe du rayonnement solaire. La chaleur solaire transférée dans l'absorbeur au fluide caloporteur peut être stockée de manière fugitive pour s'affranchir des passages nuageux, ou sur des périodes de quelques heures pour décaler l'utilisation en dehors des plages ensoleillées de la journée. L'hybridation avec une source de chaleur fossile ou biomasse permet d'accroître la disponibilité des installations et de produire la chaleur de manière garantie. Cette chaleur est convertie en électricité par des cycles thermodynamiques, bien maîtrisés par l'industrie de la production électrique. Selon les machines utilisées et les cycles mis en œuvre, les rendements de conversion varient de 23 % à plus de 50 % pour les cycles combinés. Au final, le rendement instantané de conversion solaire-électricité est compris entre 20 % et 30 % selon la taille du groupe et le cycle utilisé.

En moyenne annuelle, le rendement net de production d'énergie électrique se situe entre 10 % et 20 % selon la technologie mise en œuvre.

L'impact environnemental constitue aujourd'hui un critère de choix important dans la sélection de technologies concurrentes. Avec un taux d'émission estimé inférieur à 20 kg CO₂/MWhe, l'électricité solaire thermodynamique se situe de ce point de vue au même niveau que l'électricité d'origine hydraulique (4 kg CO₂ / MWhe) ou nucléaire (6 kg CO₂/MWhe), et sans commune mesure avec l'électricité photovoltaïque (100 kg CO₂/MWhe) ou encore l'électricité issue de la combustion du charbon (900 kg CO₂/MWhe). Les chiffres indiqués ici tiennent compte des émissions liées à la construction des centrales et le cas échéant à l'extraction des combustibles. Comparé aux technologies conventionnelles de production de chaleur (hors nucléaire), chaque mètre carré de collecteur installé sous un ensoleillement de 2 000 kWh/(m².an) évite l'émission de 250 à 400 kg de CO₂ par an.

Le temps de retour énergétique (durée d'exploitation d'une installation nécessaire pour produire l'énergie nécessaire à sa fabrication) des installations solaires à concentration n'est que de 5 mois. Leur durée de vie est estimée à 25 – 30 ans, et une partie des composants en fin de vie est réutilisable (acier, verre).

II.7.2.1. Intérêt de la concentration

Le flux solaire intercepté par le disque terrestre considéré comme un corps noir est d'environ 1 350 W/m² en dehors de l'atmosphère (constante solaire). Le rayonnement solaire subit une atténuation lors de la traversée de l'atmosphère, par absorption et diffusion. Le flux solaire incident à la surface de la terre dans les régions désertiques est d'environ 1 000 W/m². La concentration du rayonnement solaire permet d'élever la température de l'absorbeur de plusieurs centaines de degrés par rapport à la température d'équilibre obtenue sans concentration.

II.7.2.2. Systèmes concentrateurs

Parmi les très nombreux dispositifs optiques permettant de dévier les rayons du soleil pour les concentrer, nous ne considérons ici que ceux qui se prêtent à une mise en œuvre industrielle pour des puissances moyennes ou fortes et qui conduisent à la production de chaleur à une température supérieure à 250 °C. Ces dispositifs optiques mettent en œuvre des surfaces réfléchissantes constituées de miroirs. La nature géométrique des surfaces mises en œuvre et la complexité des structures supportant les miroirs définissent les systèmes concentrateurs.

On distingue trois familles de centrales solaires à concentration :

- les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques ;
- les centrales à tour à récepteur central ;
- les systèmes parabole-moteurs.

Les dispositifs concentrateurs associés sont schématisés sur la figure II.1. Ces dispositifs se distinguent par leurs dimensions élémentaires, donc leur puissance, leurs performances optiques et thermiques et leur coût. Ces caractéristiques principales sont indiquées dans le tableau II.1.

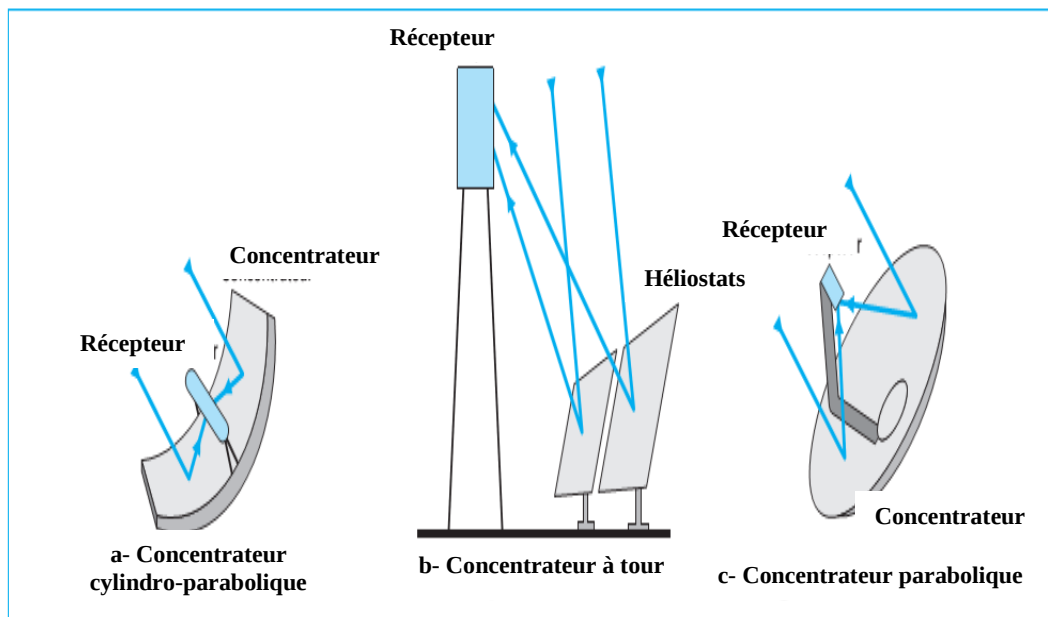


Figure II.1 : Schéma de principe des principales filières solaires à concentration.

Tableau II.1 : Caractéristiques actuelles des dispositifs à concentration.

Technologie	Cylindro-parabolique	Tour	Parabole
Rendement thermique nominal	70 %	73 %	75 %
Puissance des installations	80 à 300 MW _{th}	10 à 100 MW _{th}	1 à 100 kW _{th}
Température de travail	270 à 450 °C	450 à 1 000 °C	600 à 1 200 °C
Prix du champ solaire	210 à 250 €/m ²	140 à 220 €/m ²	≈ 150 €/m ²
Coût total d'investissement	2,8 à 3,5 €/W _e	3 à 4 €/W _e	10 à 14 €/W _e

II.7.2.2.1. Concentrateur parabolique

Le concentrateur parabolique met en œuvre la surface réfléchissante idéale pour concentrer au mieux les rayons lumineux, à savoir la parabole de révolution. La contrainte est d'orienter en permanence l'axe de la parabole dans la direction du soleil. Les rayons solaires réfléchis par la parabole convergent alors vers une zone de concentration maximale, le foyer. La nécessité de mobiliser la parabole selon deux axes de rotation pour assurer la poursuite de la course diurne du soleil entraîne une limitation de la dimension unitaire de ce type d'installation. Le plus grand prototype réalisé à ce jour atteint 400 m². La plupart des paraboles mobiles se situe dans la fourchette 50 à 100 m². Outre le système de déplacement, qui doit être à la fois précis et robuste, une difficulté majeure au plan technologique est de fabriquer un miroir parabolique. Des miroirs paraboliques unitaires en verre poli et argenté sont utilisés pour des diamètres inférieurs à 2 m. Pour de plus grands diamètres, d'autres solutions sont adoptées, moins coûteuses et surtout plus légères. Un film métallique tendu sur un tambour dans lequel est maintenu un vide partiel prend une forme concave proche de la parabole. Cette solution a été testée, mais abandonnée en raison de sa trop grande fragilité et de sa médiocre longévité. On lui préfère aujourd'hui la solution de la coque en matière

plastique ou en matériau composite de type fibres de verre et résine polymère, sur laquelle sont collés des miroirs élémentaires déformables en verre mince, d'épaisseur inférieure au millimètre. La coque peut fort bien être constituée de plusieurs segments identiques assemblés à la façon d'une corolle.

Le facteur de concentration moyen obtenu au foyer d'une parabole dépasse le millier, ce qui permet de produire de la chaleur à très haute température, typiquement 700 °C et plus.

La conversion en électricité est réalisée par un cycle thermodynamique à très haut rendement du fait de la température élevée de la source chaude. Dans la gamme de puissance concernée, c'est le cycle Stirling, qui recueille les faveurs des concepteurs des systèmes parabole-moteur. Le gaz de travail du cycle est aussi le fluide de transfert qui collecte les calories dans le récepteur solaire. On utilise couramment de l'hélium ou de l'hydrogène. Ce dernier est plus performant au plan thermique mais plus délicat à mettre en œuvre en raison de sa propension à fuir et du niveau de risque lié à son utilisation. Le moteur est placé au foyer de la parabole, de même que la génératrice électrique. Un circuit d'eau refroidit le cycle et évacue vers l'air ambiant les calories à basse température au moyen d'un radiateur-convecteur. Le module parabole-moteur ainsi constitué est un convertisseur énergie solaire-électricité qui opère au fil du soleil. Le seuil minimal d'ensoleillement exploitable est d'environ 300 W/m² pour le module Eurodish de 10 kW du constructeur allemand SBP-SOLO. On tient là une solution séduisante et très efficace : le rendement instantané de conversion énergie solaire-électricité est supérieur à 22 % (29 % pour le module de 25 kW du constructeur américain SES (Stirling Energy Systems)), ce qui est excellent. Le coût spécifique d'investissement encore élevé (14 €/W pour le module Eurodish) sera réduit au moins de moitié lorsqu'un marché existera pour ce type d'installation et qu'une fabrication de série pourra être lancée. Ces machines subissent de nombreux cycles de démarrage/arrêt et les composants du récepteur sont soumis à des chocs thermiques violents. Le coût d'exploitation et de maintenance est élevé. Les systèmes parabole-moteur sont destinés en premier lieu à la production décentralisée d'électricité. La recherche de solutions hybrides dans lesquelles une source de chaleur non intermittente (fossile ou biomasse, par exemple) prend le relais de la source solaire lorsque l'ensoleillement disparaît est un enjeu capital pour conquérir des parts de marché. La cogénération décentralisée électricité/chaleur ou froid, tout à fait envisageable avec ce type de machine, ouvre également des perspectives de pénétration de marché ciblé. Toutefois, la production centralisée d'électricité n'est pas totalement exclue du champ d'application. La modularité de ces systèmes permet d'envisager une montée en puissance longue durée ce qui facilite le financement.

II.7.2.2.2. Concentrateur à tour

Pour échapper aux limitations de taille, donc de puissance, rencontrées avec la parabole sans trop céder aux performances en termes de concentration, on développe la surface collectrice réfléchissante en disposant au sol des miroirs élémentaires mobiles appelés héliostats. Ces héliostats sont animés d'un mouvement selon deux axes. Ils poursuivent la course du soleil et dirigent le rayonnement solaire vers un point unique qui est le foyer de l'installation, placé au sommet d'une tour. On parle alors de tour à récepteur central CRS. Les héliostats actuels ont une surface située entre 50 m² et 120 m². Ils sont légèrement focalisants; leur focale est voisine de leur distance au récepteur solaire. Aux latitudes moyennes la tour est placée en bordure du champ d'héliostats (au Nord ou au Sud selon l'hémisphère terrestre). Aux faibles latitudes (< 35°), elle occupe une position plus centrale.

Les réalisations pratiques sont des constructions en béton ou en poutres métalliques. L'optimisation de la distribution des héliostats et de la hauteur de tour résulte de calculs optiques qui prennent en compte l'ensemble des causes de pertes. Les pertes optiques sont dues aux effets d'ombre et de blocage, à l'effet cosinus et, bien entendu, à la réflectivité des miroirs. Il faut y ajouter la perte liée à la disponibilité des héliostats, à l'absorption atmosphérique, et enfin au débordement de la tache focale à l'entrée du récepteur. L'efficacité optique d'un champ d'héliostats dépend de la position au soleil. En pratique, les valeurs extrêmes varient de 40 % aux grands angles à plus de 80 % aux équinoxes à midi. On peut situer une valeur moyenne représentative des installations actuelles autour de 70 %. Les pertes thermiques du récepteur sont issues de la réflexion du rayonnement solaire, du rayonnement émis par la surface chaude de l'absorbeur et des pertes par conduction et convection vers l'air libre.

La puissance transférée au fluide caloporteur, ou puissance utile, est proportionnelle à la surface de l'absorbeur, au coefficient d'échange avec le fluide, et à l'écart de température entre le récepteur et le fluide.

Les bonnes performances des centrales à tour dans une gamme de puissance élevée les destinent à la production centralisée d'électricité.

Les composants coûteux sont les héliostats et le récepteur central placé au foyer. La baisse du coût des héliostats est recherchée dans l'accroissement de la taille unitaire. Une piste intéressante est celle des héliostats couplés mécaniquement, qui conduit à des économies sur la motorisation. La précision de la visée des héliostats, l'absorption du rayonnement entre un héliostat et le foyer et la hauteur de la tour sont les trois facteurs limitant la dimension de l'installation. Une surface totale de champ d'héliostats de 200 000 m² constitue une limite vraisemblable. Pour les systèmes de très forte puissance, le concept de réflecteur secondaire placé au sommet de tour pour renvoyer le faisceau vers le pied de tour est sérieusement envisagé. Citons également les études, notamment en Australie, sur des concepts de concentrateurs constitués de mini-tours (hauteur 10 à 20 m) réparties dans un champ d'héliostats de petites dimensions et bon marché.

II.7.2.2.3. Concentrateur cylindro-parabolique

On présente ici une solution un peu plus économique que le concentrateur à tour, avec des performances qui demeurent tout à fait honorables. Sa simplicité, son coût relativement modéré et la fiabilité déjà acquise placent ce système en meilleure position pour un déploiement immédiat de la filière.

Le miroir concentrateur est un cylindre de section parabolique. Il ne comporte qu'une seule direction de courbure ; sa fabrication et sa mise en forme sont donc considérablement simplifiées. Installé le long de l'axe Nord-Sud, le miroir est animé d'un seul mouvement de rotation qui le fait basculer d'Est en Ouest de façon à être éclairé par le rayonnement solaire selon l'axe optique de la parabole. La concentration est obtenue sur une ligne, matérialisée par le récepteur tubulaire dans lequel circule le fluide de transfert. Le schéma de la figure II.2 illustre ce concept. Le capteur ainsi réalisé est un système modulaire simple à installer, qui offre une grande souplesse d'utilisation.

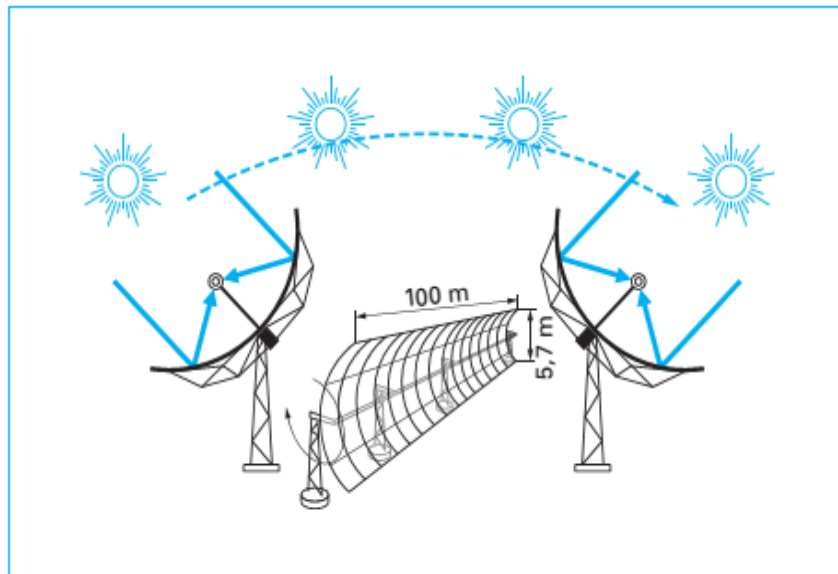


Figure II.2 : Poursuite du soleil par un capteur cylindro-parabolique.

Le récepteur est solidaire du miroir ; des raccords souples permettent de connecter les modules en série. On peut installer une très grande puissance en reliant de nombreux modules les uns aux autres. La limitation vient des pertes thermiques et des pertes de charge qui augmentent avec la longueur de tuyauteries nécessaires pour véhiculer le fluide de transfert dans le champ solaire. On optimise le nombre de modules placés en série et en parallèle de façon à minimiser les coûts de pompage et les pertes thermiques.

Les progrès à attendre des travaux de recherche concernent la baisse du coût des structures support des miroirs et quelques points de rendement de conversion au niveau du récepteur par l'amélioration des propriétés optiques des tubes et au niveau du cycle par l'élévation de la température de sortie du champ solaire. Les collecteurs linéaires à miroirs de Fresnel offrent une solution alternative aux concentrateurs cylindro-paraboliques. Illustré sur la figure II.3, ce système met en œuvre des miroirs plans disposés en lames parallèles qui s'inclinent par rotation de façon à éclairer un absorbeur tubulaire fixe. Plus simples, et surtout meilleur marché, mais moins performants en terme de concentration, ils sont intéressants par exemple pour préchauffer le fluide de transfert.

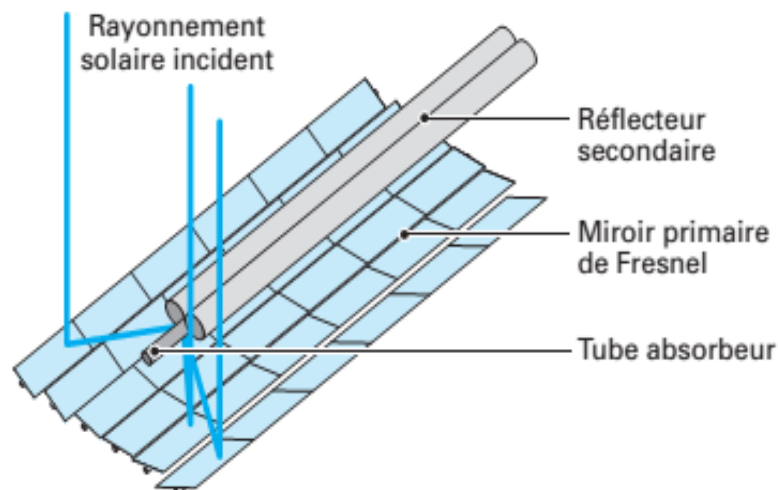


Figure II.3 : concentrateur linéaire à miroir de Fresnel

II.7.2.3. Composants pour la production de chaleur et la conversion en électricité

Le cœur d'une centrale solaire thermodynamique est constitué par le récepteur solaire auquel est associé le fluide de transfert. La nature du fluide de transfert utilisé (liquide, gaz, ou diphasique) et la température d'utilisation visée déterminent pour une large part le concept général de la centrale et le dimensionnement de ses composants essentiels (récepteur, stockage, échangeur éventuel avec le fluide de travail du cycle thermodynamique). Il existe plusieurs concepts de récepteurs solaires, et différents fluides caloporteurs et cycles thermodynamiques ont été proposés et testés pour convertir en électricité l'énergie solaire concentrée. Il en résulte une grande variété de filières de conversion qu'il serait trop long et fastidieux de détailler. Pour essayer d'éclaircir cette situation et de donner une vision plus synthétique du problème, nous nous en tiendrons à présenter ici les meilleurs candidats pour ces composants, en insistant sur leurs principales qualités et sur leurs éventuels défauts majeurs.

- Récepteur solaire

La majorité des récepteurs met en œuvre un chauffage indirect. Dans ces systèmes, le récepteur reçoit le rayonnement solaire et il est refroidi par circulation interne de fluide. Ce fluide de transfert – ou fluide caloporteur – a pour fonction de refroidir efficacement le récepteur solaire de façon à acquérir sa température de sortie sans provoquer d'élévation trop forte de la température des parois qui sont le siège des pertes thermiques. Pour y parvenir, il convient d'assurer le meilleur coefficient d'échange entre le fluide et le matériau du récepteur et un bon transfert de chaleur dans les parois de ce dernier.

L'exemple le plus simple et le plus fréquemment rencontré est celui du récepteur à tubes, dont la conception est inspirée de celle de nombreuses chaudières conventionnelles. On le trouve associé à tous les types de concentrateur, parabolique, à tour et cylindro-parabolique.

Un autre exemple, moins fréquent et réservé aux cas où le fluide est un gaz, est celui des récepteurs volumétriques. Une paroi poreuse ou micro-cannelée est chauffée par le rayonnement solaire. Le gaz est introduit – ou aspiré s'il s'agit de l'air ambiant – sur la face irradiée et il est progressivement chauffé en circulant dans les pores. La surface qui supporte les pertes thermiques radiatives conserve une température inférieure à la température de sortie du gaz. Ces récepteurs conservent donc des performances relativement bonnes à très haute température, mais leur conception est délicate et leur usage est confidentiel du fait de la complexité et du coût des matériaux mis en œuvre.

- Fluide de transfert

Comme nous l'avons déjà indiqué, le choix du fluide de transfert est primordial :

- il détermine la température maximale admissible ;
- il oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur ;
- il conditionne largement la possibilité et la commodité du stockage.

Le fluide de transfert peut aussi avantageusement être le fluide de travail du cycle thermodynamique ; on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur. Dans le cas général d'un absorbeur surfacique, le transfert de chaleur entre le fluide et la paroi de l'absorbeur est représenté classiquement par le nombre de Nusselt. Ce dernier varie avec les propriétés du fluide et les conditions de l'écoulement, représentées respectivement par deux nombres adimensionnels : le nombre de Prandtl et le nombre de Reynolds.

■ **Les huiles** sont des fluides monophasiques qui présentent un coefficient d'échange correct. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. Elles se prêtent au stockage dans des bacs à stratification. Les huiles minérales, très inflammables, sont abandonnées au profit des huiles synthétiques. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à capteurs cylindro-paraboliques et cycle de Rankine. Les huiles se comportent de manière chimiquement neutre vis-à-vis des tubes en acier. Leur mise en œuvre nécessite des précautions pour éviter les dégâts environnementaux en cas de fuite. À cause de la pression de vapeur élevée, supérieure à 1 MPa à 400 °C, les huiles ne sont pas les meilleurs fluides pour le stockage thermique car les bacs de stockage doivent être dimensionnés pour supporter la forte pression statique.

■ **Les métaux liquides** – notamment le sodium liquide – ayant été abandonnés pour des raisons de sécurité d'utilisation et d'impact très négatif sur l'environnement, on utilise d'autres fluides lorsque l'on souhaite accroître au-delà de 400 °C la température de la chaleur primaire produite par le concentrateur solaire. Trois candidats sont retenus :

- un mélange de sels fondus ;
- la vapeur d'eau ;
- l'air.

■ **Les sels** dont il est question ici sont à base de nitrates de sodium et de potassium. Ils présentent un eutectique aux environs de 120 °C. Ils sont liquides aux températures plus élevées. Ils offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée, ce qui en fait également de très bons fluides de stockage, meilleurs que les huiles. Les expériences réalisées (Thémis, Solar Two) n'ont montré aucune corrosion de l'acier et la stabilité des sels testés est excellente. L'inconvénient majeur tient à la solidification à température ambiante, ce qui entraîne des contraintes d'exploitation lourdes et coûteuses. Il faut impérativement conditionner les circuits de sel pendant les arrêts de la centrale, en les préchauffant ou en maintenant leur température au-dessus de 200 °C. Les sels fondus sont utilisés dans des récepteurs tubulaires. Leur température de sortie atteint 650 °C (vérifié à Solar Two). Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une filière déjà éprouvée.

■ Examinons à présent le cas de la **génération directe de vapeur** par le concentrateur solaire. L'eau liquide est en réalité un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. De plus, elle est parfaitement neutre vis-à-vis de l'environnement, abondante et quasiment gratuite. Il faut cependant lui appliquer une pression élevée pour la maintenir liquide lorsque sa température s'élève, ce qui pose des problèmes d'épaisseur de métal et d'étanchéité des circuits. La température critique est de 371 °C (pression 221 bar). Les températures de travail à l'état liquide doivent donc être sensiblement inférieures. Vaporiser l'eau dans le récepteur offre l'avantage d'absorber une grande quantité d'énergie correspondant à l'enthalpie de changement d'état. Un évaporateur fonctionne de plus à une température constante. Autre avantage, le système diphasique eau/vapeur est aussi le fluide de travail des cycles de type Rankine. Tout semble plaider en faveur de ce fluide, du moins tant que l'on se cantonne à la vapeur saturée. Car contrairement à l'eau liquide, la vapeur sèche présente un faible coefficient de transfert et se prête très mal au stockage thermique. Surchauffer la vapeur complexifie la conception du récepteur, en imposant un étage séparateur et une recirculation en amont. Cela n'est justifié que lorsque la production électrique est réalisée au fil du soleil dans un cycle de Rankine. En pratique, la

stabilité du fonctionnement d'un tel récepteur est difficile à contrôler, ce qui peut entraîner des variations de régime indésirables du cycle aval. En fonctionnement diphasique, il faut veiller à mouiller correctement les parois des tubes, ce qui exige là aussi un contrôle précis de l'écoulement. On peut viser une température élevée et donc attaquer un cycle à haut rendement avec un stockage de faible capacité dans un ballon à eau pressurisée. Le prix à payer est de résister à la pression qui peut atteindre 100 bar et entraîner l'éclatement de tubes dans le cas notamment d'un récepteur central. Il convient surtout d'optimiser le pilotage de la centrale. Le problème est mieux maîtrisé dans le cas d'un concentrateur cylindro-parabolique.

■ **L'air** est enfin un candidat à considérer sérieusement. Non pas en raison de ses propriétés thermophysiques qui en font un bien piètre caloporteur à la pression atmosphérique, mais en vertu de son approvisionnement et de sa gestion tous deux aisés, du moins en apparence, et de sa capacité, qu'il partage avec tous les gaz simples, à atteindre de très hautes températures en conservant une parfaite stabilité. Utilisé à pression atmosphérique, il peut avantageusement être aspiré au voisinage du récepteur et céder en aval ses calories au circuit secondaire ou à un lit de billes en matériau céramique ou minéral. Seuls, les récepteurs volumétriques offrent la possibilité de chauffer efficacement l'air à pression atmosphérique. Rejeter l'air tiède et aspirer l'air extérieur à très basse température est peu efficace. Il est préférable d'alimenter le récepteur avec l'air recyclé. La conception d'un tel système est complexe et sa mise en œuvre s'avère coûteuse, du fait notamment du très gros débit d'air à véhiculer. Aucune réalisation n'a dépassé le stade expérimental à petite échelle.

II.7.3. L'électricité solaire photovoltaïque

Après avoir gagné les marchés des satellites, des applications professionnelles en sites isolés et de l'électrification des populations rurales des pays en voie de développement, l'électricité solaire photovoltaïque s'affirme dans les pays industrialisés comme source complémentaire des sources d'énergie électrique classiques. Avant le milieu du siècle, elle contribuera de façon significative à la diminution de l'effet de serre.

II.7.3.1. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été découvert par Antoine Becquerel en 1839, cinquante-sept ans avant que son petit-fils Henri ne découvre la radioactivité. Il est obtenu par absorption des photons dans un matériau semi-conducteur, c'est-à-dire possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie.

La lumière est constituée de photons dont l'énergie est d'autant plus grande que leur longueur d'onde est courte (vers l'ultraviolet). Lorsque ces photons pénètrent dans un matériau semi-conducteur tel que le silicium, en delà d'une certaine longueur d'onde (l'infrarouge pour le silicium), l'énergie est suffisante pour libérer des électrons et des trous (absence d'électrons). Il s'agit ensuite de collecter ces porteurs (trous et électrons) pour produire un courant électrique. Deux zones dopées, respectivement n et p, créent à leur jonction un champ électrique qui sépare les porteurs générés en envoyant les électrons vers la zone n où ils sont majoritaires, et les trous vers la zone p. Il suffit alors de connecter ces deux zones à un circuit extérieur pour obtenir une source de courant électrique.

II.7.3.2. Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Le rayonnement solaire est absorbé par la surface d'un composant en silicium (zone n). Des électrons (-) et des trous (+) se libèrent et sont séparés par la jonction semi-conductrice de

la cellule. Au contact des deux faces de la cellule, on recueille ensuite le courant électrique produit.

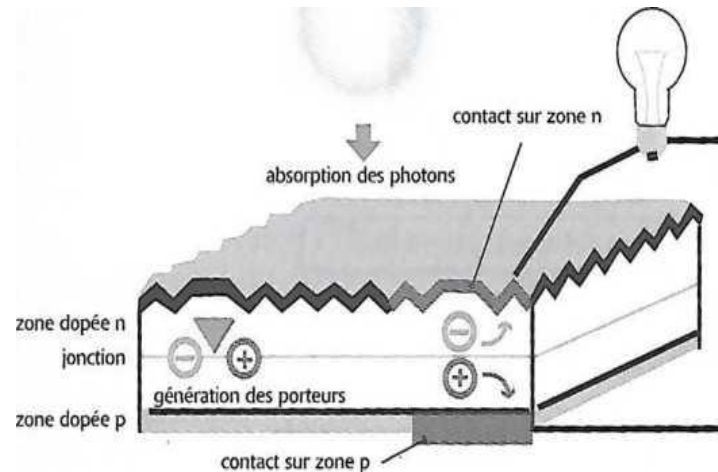


Figure II.4 : Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

II.7.3.3. Matériaux

II.7.3.3.1 Première génération : filière silicium en plaquettes

- La matière première : Le silicium de qualité électronique

Le silicium, à la base de toute l'industrie électronique moderne, est obtenu par réduction de la silice dans un four électrique, fournissant le silicium dit métallurgique, à 98 % de pureté environ. Celui-ci est purifié à son tour, sous forme de composés gazeux. Après pyrolyse et réduction par l'hydrogène à 1 100 °C, le matériau obtenu est sous la forme d'une poudre de haute pureté ; les traces d'impuretés résiduelles sont inférieures au ppm masse. Il sert alors de produit de départ pour la croissance de lingots, qui sont utilisés dans les industries de la microélectronique et photovoltaïque et dans lesquels sont découpées les plaquettes. Cette matière première coûte de plus en plus cher en raison de la forte augmentation de la demande. De ce fait, de grands groupes chimiques se préoccupent de développer un matériau de qualité solaire avec des techniques de purification simplifiées.

Le silicium cristallin est dit massif car une épaisseur de 300 micromètres est nécessaire pour absorber un maximum du rayonnement solaire, par opposition aux cellules en couches minces dont les matériaux sont généralement plus absorbants (quelques micromètres suffisent alors) et dont le support peut être formé par un autre matériau.

- Le silicium monocristallin (mono c-Si)

Il est possible d'avoir ; par la méthode Czochralski, des lingots de monocristaux de 30 cm de diamètre et de plus d'un mètre de longueur. Ce matériau, également utilisé dans la fabrication des puces électroniques, est une matière première d'une très grande qualité. En partant d'un kilogramme de silice, on n'obtient pas plus de 100 grammes de ce silicium monocristallin, pour une dépense énergétique considérable, de l'ordre du mégawatt heure. De plus, la moitié de ce cristal sera perdue au cours de l'équarrissage, qui consiste à scier les bords du lingot ainsi obtenu, et de la découpe en tranches de 200 à 250 micromètres d'épaisseur ; opérations nécessaires à l'intégration des cellules dans les modules photovoltaïques.

- Le silicium multicristallin (mc-Si)

Pour réaliser des cellules photovoltaïques, il est possible d'utiliser du silicium multicristallin, souvent obtenu en refondant les chutes de silicium monocristallin dans un creuset en quartz porté à 1430 °C. Le fond du creuset est ensuite refroidi et on oriente de bas en haut la solidification, pour donner au silicium ainsi obtenu une structure colonnaire multicristalline à gros grains (d'où le nom « multi-cristallin » donné à cette filière). On obtient ainsi des blocs de plusieurs centaines de kilogrammes de façon sensiblement moins coûteuse que par la méthode Czochralski, avec également une moindre dépense énergétique. Le taux de rendement du silicium multi-cristallin est très légèrement inférieur à celui du silicium monocristallin, il n'y a donc pas de grosse perte de performance.

- Le silicium en ruban (ribbon) autosupporté

Dans les années 1990, les techniques de production de silicium en ruban, par capillarité entre deux lèvres de carbone ou par croissance de cristaux sur un film ou une maille de carbone, ont connu de nombreux développements dans le cadre de la recherche. Elles sont cependant pénalisées par une très lente vitesse de croissance linéaire, de quelques centimètres par minute. Les rubans représentent moins de 1 % de la production mondiale, et sont fabriqués aux Etats-Unis.

Les rendements de conversion industriels, qui étaient de l'ordre de 8 à 10 % avant 1980, atteignent aujourd'hui 17 à 19 %. Actuellement, on sait parfaitement réduire les effets indésirables dus aux défauts du cristal et à certains éléments métalliques. Or peut également purifier les plaquettes de silicium lors d'un traitement thermique à haute température, en faisant migrer ces impuretés vers des sites à l'extérieur des zones actives. Toutefois, le sciage de grands blocs de silicium reste une opération onéreuse. Il conduit à une perte non négligeable de matière, d'où son évolution vers des plaquettes ultraminces (actuellement aux alentours de 200 micromètres). Mais il paraît difficile de manipuler des plaques plus minces que 100 micromètres. L'alternative consiste donc à recourir à un matériau pouvant être mis en œuvre sans recourir à des opérations de découpe, tel que le silicium en ruban.

II.7.3.3.2. Deuxième génération : filière silicium en couches minces

On a parlé jusqu'à présent des cellules photovoltaïques réalisées avec des plaquettes de silicium cristallin massif dont l'épaisseur doit être suffisante pour permettre la manipulation. On a vu que cela conduit à utiliser une grande quantité de silicium électronique qui est un matériau cher pour réduire ce coût, beaucoup de recherches ont été menées afin de concevoir des capteurs ne comportant qu'une faible épaisseur de silicium (ou d'un autre matériau) déposée sur un support également de faible épaisseur.

- Les cellules couches minces en silicium multi-cristallin

Dans cette technologie, une couche mince de silicium multi-cristallin de 10 à 40 micromètres d'épaisseur est déposée sur divers substrats de silicium métallurgique peu purifié, de quartz, de céramique ou de métal. Depuis quelques années, elle suscite un intérêt majeur en Europe et aux États-Unis où Astropower a abouti, en 1998, à une fabrication pilote sur une céramique par un procédé de dépôt utilisant un alliage de silicium en phase liquide. Ce succès a entraîné de nombreux laboratoires sur des projets de fabrication de films de silicium en phase vapeur sur supports de silicium, de céramique ou même de verre. Les rendements restent cependant inférieurs à 10 %.

- Les cellules en silicium amorphe

Le silicium amorphe présente trois avantages : un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise des épaisseurs de l'ordre du micromètre (silicium microcristallin), une consommation énergétique 5 fois plus faible et un dépôt sur des surfaces unitaires de l'ordre du mètre carré. Par contre, le rendement de conversion est faible (6 à 8 %) et se dégrade au départ avant de se stabiliser définitivement. Cette technologie a néanmoins permis le développement du marché des calculettes solaires au début des années 1980, puis d'autres applications grand public tels que des lampes de jardin, des kits photovoltaïques et des systèmes de sécurité. Le rendement industriel de ces cellules atteint 8 %. Des applications pour les bâtiments sont visées depuis la fin des années 1990 : tuiles, bardeaux et autres éléments de toiture et de façade. Cependant, les parts de marché prises par le silicium amorphe sont en chute libre. Il représentait à peine plus de 3 % du marché mondial du photovoltaïque en 2004 alors qu'en 1999 il représentait encore 10 à 12 % de ce marché.

- Mariage de l'amorphe et du cristallin

L'avenir des couches de silicium amorphe passe essentiellement par un mariage avec le silicium monocristallin. En effet, les hétérostructures à base de a-Si/c-Si ont des rendements de laboratoire de plus de 21 % et de 17 % en production industrielle. Elles allient les avantages du silicium cristallin avec des longueurs de diffusion des charges minoritaires très élevées et ceux du silicium amorphe qui offrent une excellente passivation des défauts de surface et un excellent émetteur. Cette filière dite à hétérojonction est très prometteuse compte tenu des rendements cellules et modules très élevés qu'elle permet. Les recherches et développement dans ce domaine vont dans les directions de la réduction de l'épaisseur du silicium monocristallin vers les 100 μm , et de la réalisation de cellules avec tous les contacts ramenés à l'arrière de manière à éviter l'ombrage et à faciliter l'intégration en module.

II.7.3.3.3. Autres filières en couches minces : Vers une nouvelle génération de cellules solaires

- Cellules à base de tellure de cadmium CdTe

Les recherches intensives entreprises depuis de nombreuses années sur d'autres matériaux que ceux à base de silicium ont enfin abouti, vers la fin des années 1990, au stade de l'industrialisation. En 2002, ils occupaient une part encore négligeable du marché (environ 0,8 %). Jusqu'à une date récente, il était admis que la filière à base de sulfure et de tellure de cadmium (CdS-CdTe) représentait l'une des approches les plus prometteuses. Une ligne de production a été installée, cependant, les interdictions portant sur l'utilisation du cadmium risquent de condamner cette filière.

- Matériaux à base de sélénure de cuivre indium

Les alliages à base de sélénure de cuivre indium (CuInSe_2) ont été étudiés surtout par Boeing, puis par le NREL aux Etats-Unis, par Matsushita au Japon et par Siemens Solar et ZSW en Europe. Le disélénure de cuivre et d'indium (CIS) est un matériau composé, de famille des chalcopyrites, très prometteur puisque son rendement théorique se situe autour de 25 %, des cellules à base de composés chalcopyrites ont récemment atteint des rendements de conversion record de 18,8 % dans les laboratoires aux États-Unis.

II.7.3.3.4. Autres filières en émergence

- Les couches fonctionnalisées actives (Cellules à colorants)

Pour les cellules à colorants, il s'agit d'une matrice poreuse inorganique, fonctionnalisée par le greffage de colorants photoactifs à l'échelle de la monocouche moléculaire et imprégnée par un électrolyte liquide contenant un couple oxydoréducteur permettant de communiquer « électriquement » avec la molécule de colorant. C'est le photovoltaïque moléculaire, plus proche de la photosynthèse que de la jonction p-n classique ! Le système de référence est constitué d'une couche d'oxyde de titane (TiO_2) frittée dont les particules sont de taille nanométrique, d'une molécule de colorant à base de ruthénium et d'un électrolyte non aqueux (acétonitrile) contenant le couple redox iode-iodure. Grâce à la multiplication de la surface développée dans la matrice poreuse (jusqu'à un facteur 1 000), il est possible de multiplier les phénomènes d'absorption et de convertir efficacement le rayonnement incident. Ces systèmes permettent d'atteindre aujourd'hui près de 11 % de rendement. Les recherches portent principalement sur le remplacement du colorant par un colorant tout organique, celui de l'électrolyte liquide par une phase solide. Il est fortement question du remplacement de la couche de TiO_2 par une couche nanoporeuse de ZnO obtenue directement par électrolyse à basse température, en vue d'utilisation de substrats plastiques. Cette filière suscite un intérêt croissant, avec des perspectives d'application dans les prochaines années, d'abord au niveau de niches.

- Cellules organiques

Dans ce cas, on se sert de la propriété semi-conductrice de certains polymères, permettant ainsi de créer des jonctions analogues aux jonctions p-n, et donc d'en faire des cellules solaires. Le saut a été franchi avec l'idée de mélanger intimement deux matériaux organiques permettant ainsi aux excitons (paires électron-trou créées lors de l'excitation lumineuse) d'être plus facilement séparés aux nombreuses interfaces. Le concept de cellules organique à jonction interpénétrée (Bulk Heterojunction) était né. Dans ces conditions, les phases n et p, appelées donneur et accepteur dans le cas des polymères, forment deux réseaux séparés percolants, ou tout exciton généré peut être dissocié à leur interface en n'ayant à parcourir que quelques nanomètres. Les rendements progressent, et sont aujourd'hui de près de 8 %. Les dispositifs souffrent d'un manque de stabilité dans le temps (sensibilité à l'oxygène, à l'eau, aux ultraviolets trop énergétiques), mais les recherches très importantes menées dans ce domaine progressent et permettent d'envisager comme pour les diodes électroluminescentes organiques OLED une montée progressive des applications. L'utilisation de petites molécules et non plus de polymères est fortement poursuivie actuellement à cause d'une meilleure absorption du spectre solaire et d'une facilité de mise en œuvre permettant la réalisation de cellules tandem, et donc d'approcher des 15 % de rendement permettant d'envisager une industrialisation rentable.

- Cellules pérovskites

Fruits des recherches de la filière du photovoltaïque organique, les cellules solaires en pérovskite sont une alternative séduisante aux cellules en silicium et peut-être aux autres couches minces. Les pérovskites désignent une famille de matériau ayant une structure cristalline particulière, ABX_3 , identique à celle de CaTiO_3 , ou a priori la plupart des éléments du tableau périodique peuvent être placés sur les sites A⁺, B⁺ et X⁻. Les premières cellules pérovskites sont celles utilisant la composition MAPbX_3 ou $\text{MA} = \text{CH}_3\text{NH}_2$ et $\text{X} =$ brome ou iode. La bande interdite de ces matériaux est entre 1,5 et 1,6 eV et la synthèse peut se faire par

des procédés en solution ou évaporation. Ces matériaux bénéficient également d'une très bonne mobilité des porteurs, une bonne absorption de la lumière du soleil et la possibilité de les manipuler sous forme d'encre pour de grands revêtements et un coût de fabrication peu élevé. Les structures cellulaires fabriquées sont dites hybrides, à l'instar des cellules DSSC, car elles comprennent à la fois des composés organiques et inorganiques.

- Cellules à très haut rendement

Cellules multispectrales

Il s'agit de la filière à base de multijonctions, utilisant actuellement majoritairement des alliages dérivés de l'arséniure de gallium GaAs (dits III-V).

- une première jonction à grande bande interdite permet de convertir efficacement les photons UV en minimisant les pertes par thermalisation ;
- une seconde jonction située immédiatement derrière possède un gap plus petit et convertit alors de façon optimale les photons visibles qui traversent la première jonction ;
- une troisième jonction à petit gap convertit les photons infrarouges. Ce dispositif associé à la concentration de la lumière (environ 300) permet d'atteindre 40 % de rendement. Dans l'avenir des rendements allant vers 50 % sont envisagés (en multipliant les jonctions, on peut théoriquement atteindre les 85 % théoriques) Cette filière est en fait une filière industriellement établie de longue date, mais pour des applications de niche, dans le domaine spatial en particulier.

Cellules à conversion photonique

Un des concepts de ces cellules est de changer le spectre incident qui pénètre la cellule de manière à réduire fortement les pertes par absorption et/ou par thermalisation. Pour cela, il faut imaginer la possibilité de ramener l'ensemble des photons du spectre solaire à l'énergie du gap. Cela est théoriquement possible en utilisant des mécanismes de combinaisons de photons mis en œuvre dans des matériaux contenant par exemple des terres rares qui contiennent de multiples niveaux d'énergie et des possibilités de couplage entre ceux-ci. Dans ce cas, deux photons de basse énergie peuvent être additionnés et donner lieu à l'émission d'un photon de plus haute énergie qui sera absorbé par la jonction. On parle alors d'up conversion. À l'inverse, un photon de haute énergie peut générer plusieurs photons de plus basse énergie absorbés de façon optimale dans la jonction. On parle alors de down conversion. On peut donc imaginer à moyen terme de coupler des cellules classiques avec ce type de couche de conversion optique, à condition également de travailler sous concentration de rayonnement solaire.

D'autres concepts à l'étude mettent en œuvre la création de bandes d'absorption supplémentaire dans la bande interdite, que l'on appelle concept à bandes intermédiaires. Il est question également de collecter les paires électron-trou hors équilibre, avant que celles-ci n'aient le temps de thermaliser, grâce à des contacts sélectifs, probablement à base de nanostructures. On parle alors de cellules « à porteurs chauds ». Ces concepts basés initialement sur des études théoriques commencent à être explorés dans les laboratoires.

II.7.3.4. Le pour et le contre

- Une approche totalement innovante

Le photovoltaïque constitue une approche révolutionnaire pour fournir l'énergie. C'est avant tout une source énergétique décentralisée produisant son énergie sur le lieu de consommation. L'optimum en poids, tension et simplicité. L'atout majeur du solaire est

d'avoir devant lui l'essentiel de son avenir ; donc de pouvoir respecter tous les critères d'un développement durable. Pour autant, il faut comprendre et intégrer ses caractéristiques très particulières, avec leurs avantages et leurs inconvénients, pour les utiliser au mieux.

- **Le coût**

Le coût du service

Seul le coût de production est pris en compte généralement, le stockage ou la régulation seraient normalement à inclure dans le prix, tout comme la distribution. Si l'on compare le coût du stockage à celui de la distribution, le photovoltaïque devient souvent très compétitif.

Le coût de la substitution

Le kilowattheure photovoltaïque reste cher (bien que son prix baisse rapidement) : de 0,25 à 0,5 € sans stockage, et de 1 à 1,5 € avec stockage. On voit clairement l'impact du stockage. Cependant, le photovoltaïque est rentable et souvent sans concurrence. Le photovoltaïque autonome remplace un réseau ou une extension du réseau, groupe diesel, etc. Il est souvent moins cher à l'investissement et son coût de fonctionnement est toujours moins important. Le kit d'éclairage photovoltaïque autonome remplace les piles chimiques, les lampes au kérosène ou les bougies dans les villages des pays en voie de développement. Il apporte une économie d'un facteur 4 sur les lourdes dépenses actuelles.

- **Deux problèmes stratégiques oubliés**

La baisse des coûts et le développement du marché dépendent du générateur photovoltaïque, du stockage et du rendement des applications. Or ; tous les efforts de recherche se focalisent sur le module photovoltaïque. Le stockage commence tout juste à être pris en compte. Pour les applications, aucune recherche n'est prévue, alors que le photovoltaïque produit une énergie fort précieuse en courant continu.

Le stockage

Le stockage reste le maillon faible. L'objectif est d'allonger la durée de vie des batteries pour la rendre proche de celle des modules, ce qui sera peut-être réalisable à moyen terme grâce aux efforts de recherche déployés dans le domaine des véhicules électriques et hybrides. Le temps de retour énergétique du stockage est bien plus critique que celui du module.

Les applications et les équipements spécifiques

La recherche-développement se focalise sur le module. Elle a non seulement ignoré le stockage, mais aussi oublié curieusement les équipements alimentés. Énergie durablement la plus chère par kilowattheure, produisant et stockant du courant continu, le photovoltaïque est tributaire du développement d'équipements en courant continu à très faible consommation et à très haut rendement. Ce qui permettrait d'éviter d'utiliser un onduleur.

- **Les faibles rendements sont parfois un avantage**

Signe d'un progrès technologique constant, l'amélioration du rendement des modules est souvent perçue comme essentielle à l'avenir de la filière. Mais d'une part, l'encombrement des installations n'est généralement pas un problème et d'autre part, pour certaines applications comme les toits photovoltaïques, un faible rendement est un avantage, au moins à prix par watt crête constant, ce qui est très souvent le cas. En effet, ces toits ont deux fonctions : la couverture de la maison et la captation d'énergie. Il faut donc comparer le coût total en prenant en compte chaque paramètre.

- La maintenance est un point fort

La quasi-totalité des balises et des petits phares maritimes à travers le monde sont photovoltaïques. Contrairement à toutes les solutions utilisées auparavant (diesel, piles, éoliennes), aucune énergie de secours n'est prévue, la fiabilité du fonctionnement dépassant 99,9 %. Cette fiabilité est atteinte si l'installation est réalisée en respectant des critères de qualités pour tous ses composants et ses accessoires. Là encore, l'entretien concerne essentiellement la batterie. Associé à une politique de qualité, le photovoltaïque peut donc repousser toutes les limites en termes de simplicité, de fiabilité et d'absence de maintenance. Cette politique de qualité n'a pas toujours été menée. Elle se développe avec la normalisation CEI et les labellisations PV Gap et IECCE.

- Un apport bientôt essentiel dans le bilan mondial ?

L'apport du photovoltaïque est assez marginal aujourd'hui mais ne devrait pas le rester longtemps ! En effet, la part prise par le photovoltaïque augmentera d'après la majorité des prévisions d'un facteur 10 tous les 10 ans, et ce pendant trois décennies. Ensuite, d'après les prévisions officielles de la communauté européenne, du Japon et des industriels nord-américains, elle plafonnera au niveau probable de 1000 GW par an. Certains éléments confortent ces prévisions.

Tout d'abord, le photovoltaïque a toujours dépassé depuis 10 ans les prévisions. De plus, les marchés sont divers et complémentaires : applications professionnelles, toits raccordés, électrification des pays en voie de développement, etc. Et il n'y a aucun facteur limitant son développement, sinon une intégration architecturale encore balbutiante. Non seulement le photovoltaïque est une réponse adaptée au problème des gaz à effet de serre, mais il peut révolutionner l'approche énergétique en décentralisant totalement la production, en éliminant la création de nouveaux réseaux, alors que la plupart des autres solutions ne peuvent s'en passer !

- Quelques difficultés

Toute prévision peut être mise à bas par des facteurs inattendus. D'abord le photovoltaïque restera incapable d'assurer la fourniture de base dans les grands réseaux. Son apport y restera donc limité à 20 ou 30 %, sauf si des solutions de stockage massif apparaissent. Ensuite, une nouvelle technique peut apparaître. Notons toutefois que celles existantes, y compris les piles à combustible, ne sont pas des concurrents dangereux pour les trois marchés porteurs actuels du photovoltaïque (applications professionnelles, toits raccordés, électrification des pays en voie de développement). Les limites à la croissance du marché étaient l'insuffisance de la production de silicium solaire et la difficulté de dépasser 40 % de croissance par an, quelle que soit la technologie. De plus, le développement actuel est trop dépendant des subventions qui présentent des aspects négatifs comme la lenteur et la complexité des dossiers d'obtention. Il peut être troublé par leur arrêt brutal, comme ce fut le cas en Espagne en 2008, mais pas arrêté.

Le photovoltaïque responsabilise le particulier qui devient producteur de l'énergie qu'il consomme. Mais l'intégration harmonieuse d'un toit en verre de couleur foncée dans diverses architectures est quelquefois délicate. D'autres problèmes, tels que les limites de fourniture d'énergie qui sont liées notamment à la météo ou les changements des habitudes de consommation, font que seules des crises profondes celle du pétrole par exemple, peuvent accélérer les développements nécessaires. Enfin, un problème complexe persiste : celui des mécanismes financiers. Les premières difficultés à gérer concernent la mise en place des prêts

et leur remboursement, mais des aides gouvernementales peuvent les résorber.

II.8. Conclusion

Le solaire contribuera dans les pays industrialisés du nord à chauffer à la fois la maison et l'eau sanitaire, ce qui représente un tiers de la facture énergétique, tout en produisant une part de l'électricité. Dans les pays en voie de développement, il sera, en dehors des grandes villes et dans un monde futur de l'énergie autonome sans réseau, le vecteur principal des électrifications.

Le marché mondial est en plein essor et le cumul des installations devient important en site isolé d'une part (électrification rurale et habitat isolé, pompage de l'eau, balises maritimes, relais téléphoniques, etc.), et en raccordé au réseau d'autre part. La croissance prévue est de l'ordre d'un facteur 10 par décennie pendant 30 ans, de sorte qu'à l'horizon 2030 le photovoltaïque pourrait représenter 1000 GW installés, soit plus de 14 % de la consommation mondiale d'électricité à l'horizon 2040. Cela représentera plusieurs milliards d'installations alimentant souvent l'essentiel des très petites zones rurales des pays en voie de développement et devenant le toit standard de toute nouvelle habitation. Le photovoltaïque à cette date est la seule filière sûre d'être sur le podium, et peut-être à la plus haute marche, en quantité annuelle de puissance installée.

CHAPITRE III

L'énergie éolienne

Chapitre III : L'énergie Éolienne

III.1. Introduction

Parmi les énergies renouvelables, l'énergie éolienne présente deux caractéristiques spécifiques. C'est l'une des premières énergies renouvelables utilisées par les hommes du fait de son application aux bateaux à voile et c'est, après l'énergie hydraulique, l'une des énergies renouvelables actuellement les plus utilisées.

Vent cyclonique ou brise légère, l'air est en perpétuel mouvement dans la troposphère, c'est-à-dire dans les couches les plus basses de l'atmosphère terrestre. Ces mouvements, sous-produits de l'énergie solaire, résultent des différences d'échauffement observées à la surface du globe et notamment de celles qui existent entre les zones éclairées (domaine du jour) et les zones obscures. En effet, sous l'action de l'éclairement solaire, l'air s'échauffe, se dilate, sa densité diminue et il s'élève dans l'atmosphère. Dans les zones plongées dans la nuit ou faiblement éclairées, l'air est plus froid, plus dense. Les masses d'air froid de ces régions se mettent en mouvement pour remplacer l'air chaud qui s'élève dans les régions très ensoleillées.

A cette différence d'ensoleillement entre le jour et la nuit se superpose une multitude d'autres éléments comme la présence de montagnes, de déserts, de vastes étendues maritimes ou terrestres. Ces facteurs permettent d'expliquer qu'en plus du système général des vents dominants (alizés, vents d'ouest, vents circumpolaires, etc.), des vents locaux persistants affectent de nombreuses régions (mistral, tramontane, sirocco, etc.).

III.2. Les éoliennes actuelles

Toutes les éoliennes (figure III.1) sont constituées de quatre sous-ensembles :

- L'hélice qui transforme une partie de l'énergie du vent en couple mécanique ;
- La nacelle qui est orientable de façon que l'angle entre l'axe de l'hélice et la direction du vent soit nul en moyenne ;
 - Ensemble générateur qui est intégré dans la nacelle et transforme le couple mécanique en courant électrique ;
 - Le mât, ou tour, qui porte la nacelle.

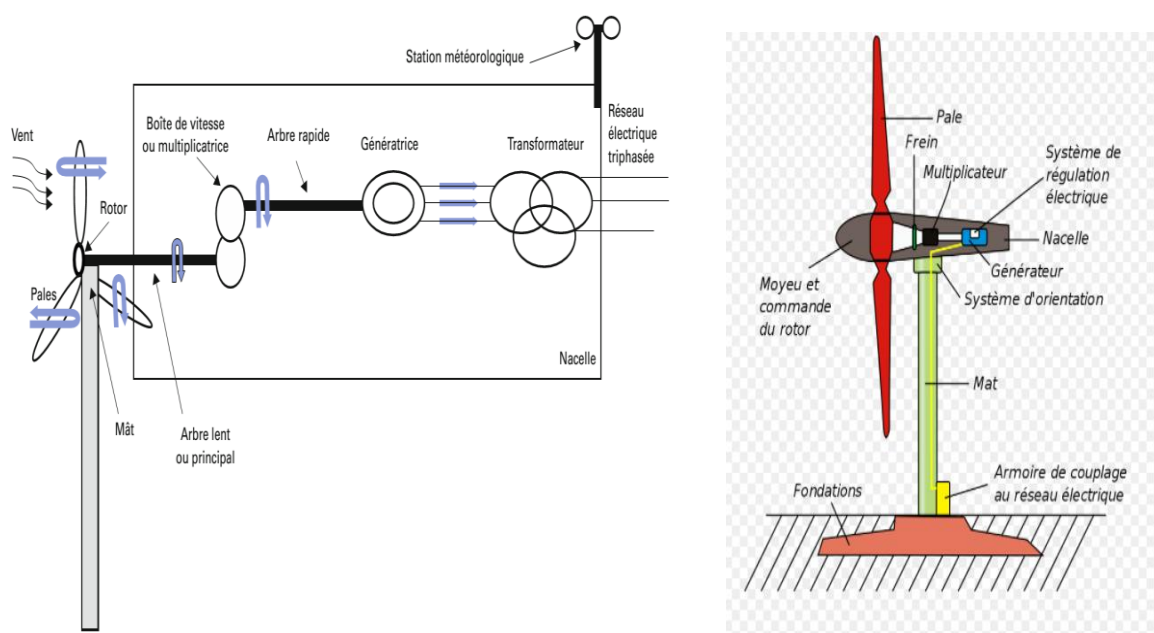


Figure III.1 : Composants d'une éolienne.

III.2.1. L'hélice

L'hélice est composée de pales portées par un moyeu. Pour éloigner l'extrémité des pales du mât et pour compenser le gradient vertical de la vitesse du vent, l'axe de l'hélice reçoit une certaine inclinaison fixe, de l'ordre de 4 à 5°. La théorie montre que le rendement maximal d'une hélice d'éolienne augmente avec le nombre de pales. Les machines tripales ont une limite de rendement théorique supérieure de 2 à 3 % à celle des machines bipales.

La quasi-totalité des éoliennes ont des hélices tripales. Deux exceptions toutefois : le constructeur Suédois Nordic met sur le marché des machines bipales de 1 et 2,3 MW de puissance nominale, le constructeur français Vergnet ne livre que des machines bipales, jusqu'à une puissance unitaire de 1 MW.

Les constructeurs recherchent tous l'optimisation énergétique de l'investissement et cette démarche passe par la limitation de la puissance électrique de l'ensemble générateur. Lorsque la vitesse du vent dépasse celle qui correspond à la puissance nominale, un système de régulation contrôle et dégrade le rendement de l'hélice de façon que celle-ci ne capture que la puissance strictement nécessaire. Toutes les machines actuellement commercialisées ont un système de régulation de puissance fondé sur la mise en œuvre du calage variable. Le calage des pales, angle que fait leur corde au rayon de référence avec le plan de rotation, est contrôlé de façon motorisée pour assurer la régulation de la vitesse de rotation, donc du couple, donc de la puissance électrique. Ceci est obtenu par la mise en drapeau (réduction de l'angle d'incidence).

III.2.2. L'ensemble générateur

L'ensemble générateur (Figure III.2) doit assurer deux fonctions essentielles :

- Transformer l'énergie cinétique du vent disponible sur le moyeu tournant en énergie électrique grâce à un générateur électromécanique ;
- Adapter le courant électrique fourni par le générateur aux normes du réseau dans lequel la machine délivre son énergie pour que le couplage soit possible.

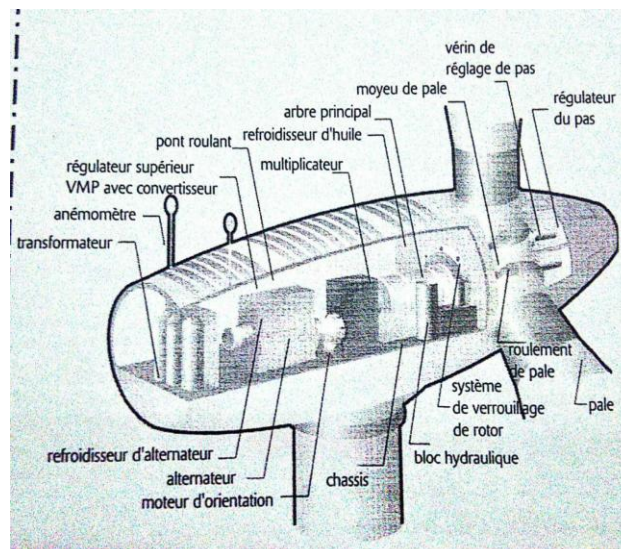


Figure III.2 : Les différents éléments constituant l'ensemble générateur de l'éolienne.

III.2.3. La nacelle

L'hélice et l'ensemble générateur sont installés dans la nacelle. C'est un ensemble

soudé mécaniquement qui porte l'hélice à une extrémité et abrite l'ensemble générateur. Il est à noter que le bruit généré par les éoliennes pouvait être un handicap lors de leur installation près d'habitations. Les dernières réalisations intègrent donc un traitement antibruit de la nacelle plus soigné : isolation phonique, supports élastiques, etc. Toutes les machines actuelles de puissance supérieure ou égale à 500 kW fonctionnent au vent, c'est-à-dire que le plan de rotation de l'hélice est placé en amont du mât par rapport au vent. Cette position d'orientation est assez instable. La nacelle est orientée dans l'axe du vent et y est maintenue par une boucle d'orientation motorisée. Une ou plusieurs girouettes prennent place sur son toit et mesurent la direction moyenne du vent. Plusieurs dispositifs mécaniques commandent alors son orientation. Ces motoréducteurs sont équipés de freins qui immobilisent l'orientation de la nacelle entre deux séquences actives. La tolérance entre cette orientation et la direction moyenne du vent est en général de $\pm 5^\circ$.

III.2.4. Le mât

Il est indispensable de placer l'axe de l'hélice d'une éolienne à une hauteur supérieure à son rayon. Cette fonction nécessaire est assurée par le mât. La plupart des mâts de hauteur normale sont de construction tubulaire, tronconique et de section assez faible. Ils sont réalisés en associant entre eux des éléments par boulonnage intérieur de brides. La longueur de ces éléments est déterminée par leur transportabilité. Souvent en Amérique du Nord, rarement en Europe, les mâts sont construits en treillis métallique avec un évasement significatif au-dessous du passage de l'hélice.

La règle pratique la plus souvent utilisée est de prendre la hauteur du mât égale au diamètre de l'hélice. Comme à toute règle, il y a de nombreuses exceptions, dans les sites peu ventés, on peut construire des mâts très élevés, deux fois plus hauts que le diamètre de l'hélice en moyenne, pour aller chercher des vents significatifs. Mais cela a un prix : par exemple le mât de 65 mètres de hauteur de la machine Vestas V90 pèse 115 tonnes, celui de 105 mètres de hauteur pèse 275 tonnes. Les mâts les plus élevés sont en général réalisés en treillis métallique. En effet, à résistance mécanique égale, ils mobilisent 30 % de moins d'acier que les mâts tubulaires.

III.4. Choix des caractéristiques d'une éolienne

La mise en œuvre de l'énergie éolienne consiste à capturer une partie de l'énergie contenue dans le vent. Dans l'acception commune, le vent est la composante horizontale du déplacement de l'air sous l'effet des différences de pression atmosphérique.

Les éoliennes de forte puissance pour la production d'électricité sont calculées pour une puissance maximale déterminée par des effets de turbulence aux extrémités des pales. Cette puissance maximale est égale à une fraction de la limite de Betz :

$$P_m = 0.29 \rho \varepsilon D^2 V_{\text{nom}}^3 \quad (\text{III.1})$$

Avec P_m (W) puissance nominale de l'éolienne, V_{nom} (m/s) vitesse de référence du vent correspondant à la puissance nominale pour le rendement maximal de l'éolienne, ρ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$) masse volumique de l'air, ε (%) rendement de l'éolienne, D (m) diamètre du rotor.

Au-delà de la vitesse nominale du vent, il est nécessaire de ralentir l'éolienne de manière à maintenir constante la vitesse d'extrémité de pale. Cela se fait en faisant varier l'angle de calage de l'éolienne soit en l'augmentant, soit en le diminuant par rapport à sa valeur optimale. Lorsque la vitesse du vent devient trop grande et qu'il y a des risques de

détérioration de l'éolienne, on amène l'angle de calage soit à 90° , c'est la mise en drapeau, soit, au contraire, à 0° , c'est le décrochage dynamique :

- la mise en drapeau est plus sûre mais moins précise en ce qui concerne le maintien de la vitesse de rotation à la valeur nominale avant la mise en drapeau ; pour des vents supérieurs à 130 km/h, il est nécessaire de freiner le rotor ;

- le décrochage dynamique, plus précis, entraîne de grands efforts sur la structure en cas de tempête.

Remarques :

- Dans tous les cas, la vitesse en extrémité de pale est limitée à environ 100 m/s (360 km/h), vitesse au-delà de laquelle se produisent d'importantes instabilités des courants d'air. À cette vitesse limite correspond une vitesse nominale du vent de 18,5 m/s (66 km/h). Le rendement par rapport à la limite de Betz est supposé égal à 0,25, caractéristique des grandes éoliennes.

- En pratique, donc, l'éolienne ne fonctionne à sa puissance nominale que pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale, comprise entre 15 et 20 m/s et inférieures à la vitesse de mise en drapeau comprise entre 25 et 30 m/s.

III.4. Les familles d'éoliennes

Au cours des dernières années, au fur et à mesure de l'évolution des technologies, les deux fonctions de l'ensemble générateur ont été remplies par divers montages pour adapter les caractéristiques de la source d'énergie (vent variable, puissance variable) aux besoins du réseau récepteur (fréquence fixe, amplitude constante de la tension). De manière générale, on distingue deux grandes familles d'éoliennes : les éoliennes à entraînement multiplié et couplage direct au réseau et les éoliennes à entraînement direct et couplage au réseau par convertisseur électronique.

III.4.1. Les éoliennes à entraînement multiplié

Dans ce type d'équipement, historiquement le plus ancien, on insère un multiplicateur de vitesse entre l'arbre de l'hélice et l'arbre du générateur électromécanique. Ce multiplicateur amène la vitesse de rotation de l'hélice de 10 tr/min (pour les machines de 112 mètres de diamètre) à 1000 ou 1500 tr/min, vitesse de rotation nominale des générateurs électriques de meilleur rapport rendement/prix. Les générateurs asynchrones sont couplés directement au réseau avec un écart de fréquence de l'ordre de $\pm 2\%$, soit 1 Hz. Cette technologie oblige l'hélice à fonctionner à vitesse de rotation constante ($\pm 2\%$), ce qui ne permet pas d'utiliser au mieux l'énergie du vent. Par ailleurs, les multiplicateurs sont des éléments lourds et coûteux, et les sollicitations mécaniques auxquelles ils sont soumis en font l'un des éléments-clés dans la chaîne de fiabilité du système. La combinaison la plus fréquente dans cette famille consiste à utiliser un multiplicateur de vitesse, un générateur asynchrone à rotor bobiné et une cascade hyposynchrone constituée d'un redresseur et d'un onduleur à commutation forcée. En alimentant le rotor du générateur par un courant à fréquence variable, on maintient la fréquence de sortie constante malgré une variation de $\pm 50\%$ de la vitesse de l'hélice. L'emploi d'une cascade hyposynchrone permet de limiter les courants harmoniques générés par les convertisseurs et de régler la puissance réactive, et donc de maîtriser complètement le facteur de puissance de la machine.

III.4.2. Les éoliennes à entraînement direct

Dans ce type de montage, le moyeu de l'hélice est relié directement au rotor du

générateur électromécanique, généralement un alternateur synchrone auto excité ou à aimants permanents. Comme la vitesse d'entraînement varie, la fréquence de sortie du courant délivré par l'alternateur varie aussi. De ce fait, pour pouvoir assurer le couplage avec le réseau de distribution, il faut installer un convertisseur de fréquence qui transforme le courant à fréquence et tension variables en un courant adapté à la fréquence et à la tension du réseau. On dit alors que le couplage au réseau est indirect. Ce convertisseur est constitué d'un redresseur et d'un onduleur ; de préférence à commutation forcée. Il est dimensionné pour la puissance totale de la machine.

III.5. Contraintes

III.5.1. Les contraintes d'utilisation

Le développement exponentiel de la puissance des centrales éoliennes raccordées au réseau a fait apparaître des difficultés de divers ordres. Les centrales éoliennes ont d'abord été implantées dans les zones favorables du fait de leur gisement éolien et de la faible densité de leur population. Ces zones ne sont généralement pas des zones de grande activité industrielle et leur réseau haute tension a été rapidement saturé. Le problème se pose alors de savoir quel organisme doit prendre en charge le développement ou le renforcement du réseau haute tension.

En outre, lorsque la puissance éolienne installée dans un réseau interconnecté a atteint un niveau significatif par rapport aux puissances en transit, ce réseau doit rester stable. Les gestionnaires de réseaux ont craint que, en cas d'incident, depuis une baisse de tension importante jusqu'à la disparition brutale d'un moyen de production, les dés équilibres dynamiques du réseau ne soient augmentés du fait de la présence des centrales éoliennes. Ils ont demandé que les éoliennes puissent supporter des baisses de tension sans se découpler et que, en cas de disparition de la tension, ces mêmes éoliennes suivent les mêmes processus que les moyens de production classiques au moment du raccordement : elles ne doivent pas appeler de puissance réactive, elles doivent augmenter progressivement en puissance, etc.

Dans certains cas, le raccordement de centrales éoliennes n'est accepté par le gestionnaire de réseau que sous condition de déconnection en cas de problème de surcharge. Ces contraintes sont maintenant supportables par les nouvelles éoliennes mises sur le marché. Celles-ci sont toutes équipées de calage variable qui permet un contrôle beaucoup plus fin de la puissance de sortie. Mais, reste le problème de la compatibilité des éoliennes plus anciennes déjà installées qui doivent être mises à niveau.

Le progrès des contrôles sur les centrales éoliennes a permis d'atteindre des taux de pénétration très élevé de l'électricité éolienne. L'augmentation de la puissance éolienne installée, relativement au parc classique, pose le problème essentiel de la prévision précise de la consommation. En effet, tant que la puissance éolienne installée ne correspondait pas à une idée précise de besoin, il n'y avait pas de problème. A partir du moment où cette puissance devient significative et que les réseaux sont gérés par tranches de 40 heures, l'imprécision sur la disponibilité de l'électricité éolienne 40 heures à l'avance constitue un véritable problème économique, l'achat sur le marché des méga- wattheures manquants en cas d'insuffisance de production ne se faisant pas au même prix selon qu'elle ait été prévue ou pas. L'une des solutions serait que les règles de gestion des réseaux soient aménagées pour tenir compte du caractère aléatoire de l'énergie éolienne. Il est cependant assuré qu'un effort considérable est entrepris pour améliorer les prévisions de la production éolienne.

III.5.2. Des contraintes environnementales

La mise en place des éoliennes pose un certain nombre de problèmes quant à l'acceptabilité de ces équipements par le milieu environnemental. Il y a des nuisances mesurables comme le bruit, d'autres plus difficiles à évaluer tel l'impact sur le paysage et le milieu naturel. À priori, les oiseaux sembleraient s'y habituer mieux que certaines chauves-souris, mais il n'existe pas actuellement de critères objectifs. Bien sûr ; l'importance des nuisances apportées par les éoliennes dépend largement du lieu d'implantation, qu'il soit terrestre et maritime.

III.5.2.1. L'impact sonore

En fait, le bruit était un grave problème avec les premières générations d'éoliennes, mais il est aujourd'hui atténué. Le bruit généré par une éolienne a deux origines : mécanique et aérodynamique. Le bruit mécanique provient pour une large part des multiplicateurs placés entre l'axe solide des pales et le générateur. La réalisation de multiplicateurs plus silencieux s'est montrée très efficace. De plus, certaines éoliennes entraînent directement le générateur ; ce qui bien sûr élimine complètement ce problème. Le capitonnage de la nacelle permet de réduire sensiblement le bruit pour les fréquences hautes et moyennes. Enfin, l'étude des structures permet de bien maîtriser les phénomènes de résonance qui amplifient le son. Il est acquis que la création des infrasons a fait partie des obstacles à l'installation d'éoliennes, mais il a été prouvé qu'ils n'ont aucun impact sur la santé de l'homme. Quant au bruit aérodynamique, il résulte du freinage du vent et de son écoulement autour des pales ; il a surtout pour origine l'extrémité des pales. Grâce à des profils et des géométries spécifiques, cette seconde source de bruit a également été réduite par rapport aux premières générations. La conception de pales avec des géométries spécifiques sur les machines les plus récentes, combinées à l'entraînement direct des machines permet de réduire le bruit total généré. On peut alors espérer qu'en respectant les précautions élémentaires, le bruit ne soit plus la principale nuisance des éoliennes.

III.5.2.2. Eoliennes et paysage

Si le problème du bruit peut être considéré comme bien maîtrisé aujourd'hui, celui de l'intégration des éoliennes dans le paysage pose beaucoup plus de questions et il se crée ainsi, un peu partout, des associations pour dénoncer l'implantation anarchique de nombreuses installations. Quels sont leurs principaux arguments ? Il est certain que l'impact de structures verticales de plus de 100 m de haut n'est pas négligeable, on les voit de très loin. Et les associations s'insurgent contre l'implantation d'éoliennes dans des régions touristiques. Beaucoup font remarquer que l'on dépense des sommes importantes pour enterrer les fils électriques et téléphoniques afin de préserver l'environnement, tandis que l'on multiplierait des éoliennes de 120 m de haut ! Suite aux plaintes de ces associations, la justice doit intervenir et dans certains cas les tribunaux administratifs peuvent suspendre les travaux. Il est sûr que l'impact des éoliennes sur le paysage est réel et influence leur acceptation par les riverains. Il faut aussi remarquer que les sites favorables sont souvent situés dans des zones pauvres ou en difficulté démographique pour lesquels le tourisme est une ressource importante ou pourrait le devenir dans le futur. Ainsi les besoins de crédits de petites communes entraînent-ils souvent la collectivité à voir dans les éoliennes une source immédiate de revenus nécessaire à leur pérennité. D'où les conflits entre les associations et les représentants communaux.

III.6. Conclusion

Quoique fort ancienne, l'utilisation du vent a vu se développer récemment une nouvelle opportunité avec les éoliennes. Après un démarrage timide dans les années 1970, une utilisation importante s'est développée depuis une quinzaine d'années. La raréfaction et le prix des hydrocarbures, ainsi que des considérations écologiques, lui ont en effet été favorables. Contrairement à d'autres ressources, l'éolien ne nécessite pas de créer de nouvelles technologies. Par contre, il a mis en œuvre tous les développements technologiques au cours des dernières années : les fibres de carbone, l'électronique de puissance, les nouveaux modes de calcul par éléments finis, etc. Ainsi le développement industriel a-t-il été rapide avec des résultats encourageants, en particulier pour le prix du kilowattheure produit, bien qu'il demeure encore élevé.

Les avantages de l'éolien sont multiples. C'est d'abord une technique peu polluante où l'énergie primaire, le vent, est gratuite. C'est aussi une ressource bien distribuée même si les sites très favorables ne sont pas très nombreux.

Malgré tout, des difficultés existent, les problèmes de bruit se sont bien amenuisés, l'aspect visuel de ces grandes machines n'est pas toujours accepté. Il y a aussi le fait que c'est une mécanique soumise à de fortes contraintes qui ont entraîné des dysfonctionnements. On peut cependant espérer que l'expérience permettra de diminuer cette fragilité. On peut aussi signaler que le raccordement au réseau nécessitera des infrastructures importantes lorsque la puissance éolienne installée aura atteint des valeurs significatives. Et il y a surtout le fait que la disponibilité de cette énergie n'est pas garantie, puisque soumise aux aléas du vent, jusqu'à la mise au point d'un moyen de stockage de l'électricité puissant et peu cher, l'électricité éolienne restera une énergie complémentaire.

CHAPITRE IV
L'énergie hydraulique

Chapitre IV : L'énergie hydraulique

IV.1. Introduction

La force hydraulique est utilisée depuis plus de 5000 ans, de sorte qu'il est difficile de la présenter comme une énergie alternative. Pourtant, son importance est telle (avec de récentes réalisations spectaculaires) qu'il est inconcevable de l'ignorer. En ce début de XXI^e siècle, elle représente sensiblement 20 % de la production d'électricité, soit 6 à 7 % de l'énergie totale consommée dans le monde. En association des énergies intermittentes, telles que les énergies solaire ou éolienne, son utilisation comme moyen de stockage est un élément important pour la valoriser.

À l'époque préindustrielle, l'énergie hydraulique fournissait déjà la plus grande partie de l'énergie mécanique. Les roues des moulins à eau constituaient la principale force motrice disponible, ce qui a incité les ateliers, grands consommateurs d'énergie mécanique, à s'installer le long des cours d'eau.

L'utilisation de la force de l'eau change d'échelle avec l'invention de la turbine hydraulique dans le premier quart du XIX^e siècle. Du fait de sa souplesse et de son efficacité, cette nouvelle technologie permet d'atteindre des puissances considérables pour l'époque. Dans les dernières décennies du siècle, l'association de la turbine et d'un générateur électrique allait ouvrir la voie à l'hydroélectricité, qui connut dès lors un rapide essor dans les pays industrialisés d'Europe et d'Amérique du Nord disposant d'importantes richesses hydrauliques.

Dans la première moitié du XX^e siècle, l'hydroélectricité devient une voie majeure de la production électrique. L'énergie hydraulique est alors appelée « houille blanche ». Par analogie avec le charbon, qui constitue alors la première source d'énergie primaire.

IV.2. L'énergie hydroélectrique

La maturité des technologies incite à réserver une place à part à la production hydroélectrique dans les énergies alternatives. Cependant, certaines évolutions techniques pourraient relancer la productivité des centrales dans les années à venir. Une évolution envisageable, par exemple, serait de découpler la turbine et l'alternateur pour laisser tourner ce dernier sans contraintes. La fréquence fixe de 50 Hz serait alors obtenue par un traitement électronique, et le gain d'efficacité espéré pourrait permettre une augmentation de la productivité d'environ 15 %.

Un autre avantage de l'énergie hydroélectrique est sa souplesse d'utilisation, ce qui constitue un atout précieux pour la régularisation de la fourniture de courant et la stabilité du réseau. La production de l'électricité d'origine hydraulique varie selon les niveaux moyens de pluviosité annuelle.

En 2006, la production mondiale d'hydroélectricité atteignait environ 3000 TWh, ce qui la maintenait au deuxième rang de la production d'électricité après les sources d'énergies fossiles mais devant le nucléaire. Cette production est concentrée dans quatre régions : l'Amérique du Nord, l'Amérique du Sud, l'Europe de l'Ouest et l'Asie de l'Est et du Sud-Est. Dans un paysage plutôt stable il faut remarquer que cette dernière région connaît depuis dix ans une croissance spectaculaire de plus de 5 % par an. Les pays qui la composent, notamment la Chine, ont un besoin si pressant d'énergie électrique qu'ils sont prêts à surmonter les nombreuses difficultés générées par l'édification d'immenses barrages.

IV.3. Principe de conversion de l'énergie hydraulique

Le cycle naturel de l'évaporation et des précipitations a pour effet l'apparition d'eau à une certaine altitude ; cette ressource peut être sous forme d'eau courante dans les torrents, les rivières ou leurs bassins-versants, d'eau souterraine dans les nappes ; elle peut être aussi sous forme de neige sur les hauts reliefs, ou de glace dans les glaciers. Un volume d'eau V existant à une certaine altitude h au-dessus de la mer correspond à une énergie potentielle :

$$E = \rho g V h \quad (IV.1)$$

avec ρ masse volumique de l'eau (g.L^{-1}),
 g accélération de la pesanteur (m.s^{-2}).

L'objet des aménagements d'énergie hydraulique est de transformer une partie de cette énergie potentielle en énergie utilisable. Depuis le premier siècle avant notre ère, et jusqu'au milieu du XVIII^e siècle, il s'agissait de produire de l'énergie mécanique pour des usages artisanaux ou industriels : l'énergie potentielle d'une chute, ou l'énergie cinétique d'un cours d'eau étaient utilisés pour faire tourner une roue ou une turbine, comme dans tous les anciens moulins que l'on voit encore ici ou là. L'hydroélectricité est produite lorsque l'on convertit cette énergie mécanique (rotation de l'arbre de la roue ou de la turbine) en énergie électrique, grâce à une dynamo (courant continu) ou à un alternateur (courant alternatif).

Certaines installations hydroélectriques de petite puissance utilisent directement l'énergie cinétique d'un courant d'eau pour faire tourner une turbine. Mais la grande majorité des aménagements hydroélectriques captent une part de l'énergie potentielle de l'eau en altitude en aménageant une chute.

Si nous considérons un débit-volume d'eau Q qui passe d'une altitude $h + H_b$ à une altitude h , et qui chute donc de la hauteur H_b , appelée hauteur de chute brute, la puissance récupérable brute P_b dans cette chute s'exprime comme :

$$P = \rho g Q H_b \quad (IV.2)$$

En réalité, il faut déduire de cette puissance brute toutes les pertes par frottement :
 – frottements dans les conduits d'amenée de l'eau aux turbines (appelés en hydraulique : pertes de charge), qui conduisent à ce que l'on appelle une hauteur de chute nette H un peu inférieure à la hauteur de chute brute H_b ;
 – frottements dans les turbines et alternateurs, traduits par le rendement η (< 1) de l'ensemble turbine-alternateur.

La puissance électrique effectivement récupérée est donc :

$$P = \eta \rho g Q H \quad (IV.3)$$

IV.4. Types d'aménagements

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

Les formules (IV.2) ou (IV.3) montrent tout l'intérêt d'aménager, à débit égal, une chute la plus haute possible.

IV.4.1. Hautes chutes

On parle de hautes chutes lorsque la hauteur de chute brute H_b est supérieure à 150 ou 200 m ($H_b > 200$ m). Ces hautes chutes sont constituées d'un lac ou d'une prise d'eau en

altitude, d'où est issue une longue conduite forcée qui amène l'eau jusqu'à l'usine en fond de vallée.

IV.4.2. Chutes moyennes

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

IV.4.3. Basses chutes et très basses chutes

Les basses chutes ($H_b < 40 \text{ m}$) sont le plus souvent aménagées grâce à des barrages mobiles sur les cours inférieurs des rivières, par exemple : le Rhin, le Rhône, le Danube. L'usine est alors le plus souvent intégrée au barrage. Ces rivières sont généralement navigables ; l'aménagement doit donc être muni d'écluses pour permettre le passage des navires. Les vallées sont larges et de pente faible, exposées aux inondations : le barrage doit donc être muni de larges vannes mobiles qui puissent être ouvertes en période de crue, de façon à « effacer » le barrage.

IV.4.4. Aménagements sans barrages

Des technologies actuellement en développement ou en phase d'expérimentation, appelées hydroliennes, pourront à l'avenir produire de l'énergie au fil de l'eau sans barrages. Il s'agit d'hélices à axe vertical ou horizontal immergées qui reposent sur le fond et qui utilisent simplement l'énergie cinétique du courant. Leur plus grand développement se situera dans le domaine de l'énergie des marées, avec des grandes machines de puissances unitaires de plus de 1 MW, immergées dans les eaux continentales où il y a de forts coûts de marée, mais ce type de technologie pourra trouver aussi une certaine application dans le domaine des eaux intérieures.

IV.5. Les centrales hydroélectriques

IV.5.1. Les centrales d'écluse

Une centrale d'écluse est une centrale hydraulique qui utilise la force de l'eau de manière intermittente (de quelques heures à quelques jours d'affilée) pour produire de l'électricité grâce au couple turbines-alternateurs (les turbines étant alimentées par l'eau retenue en amont du barrage).

La puissance produite dépend de deux facteurs principaux : le débit et la hauteur de la chute d'eau. Elle dépend également des performances des turbines. Le choix de celles-ci dépend surtout des caractéristiques des sources d'eau au niveau de la centrale.

La plupart des cours d'eau connaissent des variations saisonnières de leur débit du fait de la pluviométrie ou de l'accumulation des neiges. Ces fluctuations rendent la production hydroélectrique aléatoire. Il est donc intéressant de réaliser un réservoir d'eau pour réguler le

débit et donc le niveau de la production d'électricité. La hauteur de ces barrages est variable : de quelques dizaines de mètres jusqu'à plus de deux cents mètres. De même, la longueur du barrage à la crête peut aller de quelques dizaines de mètres à quelques kilomètres (près de 3 kilomètres pour le barrage des Trois-Gorges en Chine). Ces deux éléments combinés à la topographie du réservoir définissent le volume de la retenue, et donc sa puissance potentielle.

Il existe plusieurs formes de construction possibles pour les barrages dédiés à la production hydroélectrique. Ces formes varient selon la qualité des roches du site d'accueil, mais aussi en fonction de la disponibilité ou non d'appuis aux extrémités du barrage.

Les barrages poids reposent sur une digue en béton ou en remblais dont le poids suffit à s'opposer à la poussée de l'eau. Ce type de barrage permet de produire simplement de grandes étendues d'eau ; ils sont souvent construits lorsque la roche est meuble et que les appuis en bordure sont insuffisants.

Les barrages voûtes sont des barrages semi-circulaires concaves en aval et convexes en amont. La pression s'exerce alors vers les bords du barrage, qui doit s'appuyer sur des roches solides à ses extrémités. Ce type de barrage nécessite aussi des roches solides pour ses fondations et est donc bien adapté au milieu montagneux.

Les barrages contrefort ou multi- voûtes sont, pour leur part, constitués de contreforts qui renvoient la poussée vers le bas.

IV.5.2. Les centrales au fil de l'eau

Lorsque le débit d'un cours d'eau est suffisamment constant, ce qui correspond en général aux fleuves ayant un bassin versant important, on utilise la force du courant « au fil de l'eau ». En général, ce type de centrale se situe en plaine. Dans cette configuration, un bassin d'accumulation n'est normalement pas nécessaire. On peut malgré tout construire un barrage de faible envergure pour détourner le cours d'eau vers la centrale. On construit alors un canal de dérivation permettant d'obtenir une chute de l'ordre d'une dizaine de mètres. Les usines peuvent être espacées de quelques dizaines de kilomètres, mais comme elles modifient peu le cours du fleuve, elles ont un impact faible sur leur environnement et servent en outre à réguler le cours du fleuve au profit de la navigation fluviale. La production d'électricité de ce type de centrale peut être très importante.

Les centrales au fil de l'eau peuvent utiliser, en plus des **barrages traditionnels**, des **barrages à aiguilles**, des **barrages à battants** (vertical ou horizontal) ou des **barrages mobiles à gravité**. Ces derniers sont principalement utilisés en plaine sur des fleuves navigables à très faible pente. Ils sont alors construits en association d'écluses de navigation à la séparation entre deux biefs. Les hauteurs de chute sont généralement réduites et dépassent rarement les **10 mètres**. L'intérêt de cette technique de barrage est qu'il est possible d'effacer rapidement les aiguilles ou les battants qui s'opposent à l'écoulement de l'eau en amont lors des crues du fleuve. En fait, cela permet de constituer des barrages à géométrie variable en fonction du débit du fleuve (étiage ou crues).

IV.5.3. Les centrales de pompage-turbinage

Ce type de centrale, aussi appelée station de transfert d'énergie par pompage (Step), apparaît dans la dernière décennie du XIX^e siècle en Suisse et en Italie. La présence de **deux réservoirs à des altitudes différentes** permet de moduler la production. Lorsque la consommation totale d'électricité est déficitaire (pendant les heures creuses en général), on

pompe l'eau du bassin inférieur pour l'amener vers le bassin supérieur qui sert de stockage. Quand c'est la production qui devient déficitaire (au moment des heures de pointe), il suffit simplement d'alimenter les turbines avec l'eau du bassin supérieur pour produire de l'électricité. Malgré la consommation d'énergie nécessaire au pompage, ce dispositif présente l'intérêt majeur de pouvoir adapter la production électrique aux variations de la consommation. L'apport de ces centrales est non négligeable et l'appoint d'énergie peut être important.

IV.6. Catégories

IV.6.1. La grande hydraulique

La grande hydraulique, en opposition à la petite hydraulique, désigne l'ensemble des centrales dont la puissance est supérieure à 10 MW. Ce type de centrale produit la majeure partie de l'hydroélectricité mondiale. Si l'un des principaux avantages de la production hydroélectrique est l'absence d'émissions de polluants, les grands aménagements modifient les écosystèmes et la structure des sites qu'ils occupent. Certains réservoirs peuvent recouvrir des surfaces importantes. Le lac Nasser, retenu par le barrage d'Assouan en Egypte, s'étend ainsi sur 6216 km², soit deux fois et demie la superficie d'un département comme la Réunion en France ! En comparaison, le réservoir des Trois-Gorges, en Chine, fait figure de poids plume avec « à peine » 1084 km². Pourtant, ce dernier a entraîné, du fait du fort peuplement de la région, le déplacement de plus d'un million d'habitants. Ces déplacements ont aussi existé, bien que de plus faible importance, de tels déplacements seraient difficiles à faire accepter de nos jours. La construction de barrages permet pourtant de réguler le débit des cours d'eau, ce qui limite certains risques d'inondations, favorise la navigation en aval et, dans certains cas, l'irrigation et d'autres activités économiques comme la pêche. Il semblerait en outre que la restructuration de l'écosystème permette parfois l'apparition d'une faune endémique.

Ces grandes réserves d'eau peuvent aussi provoquer des effets indésirables qui restent mal maîtrisés comme l'accumulation de limon en amont de la retenue, le surcreusement du cours d'eau en aval, la réduction des deltas et la remontée des eaux salées. Ces modifications peuvent détériorer l'écosystème et réduire les ressources de la pêche. Combinées à la réduction de la fertilité des sols par la diminution des dépôts limoneux, ces mutations sont potentiellement nuisibles aux populations locales. A ces risques environnementaux, en aval et en amont, s'ajoute celui de la prolifération de certaines espèces communément considérées comme nuisibles, qui profitent des eaux stagnantes. Les conséquences sanitaires peuvent être lourdes citons par exemple l'installation de parasites comme la bilharzie dans le lac Nasser.

Des expérimentations cherchent à supprimer ces inconvénients, mais elles sont coûteuses et difficiles à maîtriser. En France par exemple, les poissons migrateurs tels le saumon ou l'anguille ont disparu de certains cours d'eau, empêchés de remonter jusqu'à la source. Des dispositifs spécifiques ont donc été installés (échelles à poisson), mais des résultats tangibles sont difficiles à obtenir.

Le risque majeur demeure bien sûr la rupture des barrages mais, bien que spectaculaire, celle-ci reste rare. En France, la rupture brutale du barrage de Malpasset a entraîné de graves inondations à Fréjus en 1959, causant la mort de plusieurs centaines de personnes. Néanmoins, pour les grands barrages hydroélectriques qui sont très surveillés, les probabilités d'accident sont beaucoup plus faibles que pour les barrages d'irrigation ou d'écrêtement des crues.

Pour le moment, les avantages des barrages (la gratuité de la ressource, l'absence de rejets polluants, la capacité de stockage et une mise en route rapide qui autorise une flexibilité de la production électrique) ont surpassé les inconvénients, mais les sites favorables sont maintenant largement occupés, et ceux qui restent à équiper ne présentent pas toujours une rentabilité évidente. De plus, comme pour l'énergie nucléaire, le retour sur investissement est long, et une centrale à gaz demeure encore un meilleur placement à court terme.

IV.6.2. La petite hydraulique

Même si la grande hydraulique constitue la quasi-totalité des ressources hydrauliques, il ne faut pas négliger la petite hydraulique, dont l'impact est essentiellement local. Dans les sites isolés, elle peut constituer dans certains cas un appoint à la production électrique nationale et permet d'éviter l'implantation de liaisons coûteuses à l'installation et à l'exploitation. Une petite centrale hydraulique couplée à d'autres énergies alternatives peut permettre d'alimenter de façon autonome des bâtiments agricoles, industriels ou domestiques, limitant ainsi la construction de lignes électriques ou l'utilisation de groupes électrogènes. En Europe, son développement est freiné par les contraintes administratives et écologiques. Au niveau mondial, son utilisation est aussi marginale.

En 2005, 84% du parc constituant la petite hydraulique européenne (11,6 GW installés dans les 25 pays) se répartissait entre l'Italie (2592 MW), la France (2040 MW), l'Espagne (1788 MW), l'Allemagne (1584 MW), l'Autriche (994 MW) et la Suède (823 MW). La puissance installée est depuis restée stable. Il est à noter que la progression de la petite hydraulique dans l'Union Européenne provient actuellement en majorité des derniers pays à l'avoir intégrée, comme la Pologne et la Roumanie.

Avec une marge de croissance potentielle importante, la petite hydraulique pourrait constituer un vecteur important du développement hydroélectrique. Cependant, les règlements qui s'appliquent aux cours d'eau et à l'hydroélectricité de moins de 4500 KW en restreignent la croissance. Il est ainsi très difficile pour un particulier de faire aboutir un projet de petite centrale hydroélectrique.

L'impact de la petite hydraulique apparaît plutôt favorable au plan environnemental, notamment pour l'air. Une centrale hydroélectrique de 1MW qui produit 5 GWh par an évite ainsi l'émission par une centrale thermique de 5000 tonnes de dioxyde de carbone pour une même puissance. L'impact sur la faune et la flore des rivières, ainsi que les aspects visuels et sonores incitent cependant à la prudence quant aux retombées positives en matière d'écologie.

Il est important de préciser que la petite hydraulique peut être dotée de plusieurs types de centrales (selon la puissance), à savoir :

- Picocentrale (Puissance < 20 kW).
- Microcentrale (20 kW < Puissance < 500 kW).
- Minicentrale (500 kW < Puissance < 2 MW).
- petite centrale (2 MW < Puissance < 10 MW).

IV.7. Composants d'un aménagement hydroélectrique

Qu'ils soient de haute, de moyenne ou de basse chute (et à l'exception des hydroliennes et des installations marémotrices), les aménagements hydroélectriques comportent tous à peu près les mêmes types de composants.

IV.7.1. Ouvrages de prise d'eau, barrages

À l'origine d'une chute, il y a :

- soit un lac naturel d'altitude ;
- soit un lac ou un réservoir aménagé grâce à un barrage ;
- soit une prise d'eau sur une rivière ou un torrent d'altitude, voire sur un torrent sous-glaciaire ou sur l'exutoire de fonte d'un glacier.

IV.7.1.1. Prise d'eau en rivière

Une telle prise d'eau comprend :

- un ouvrage d'entrée, en général constitué d'un seuil ou d'un petit barrage sur la rivière ou le torrent dont on dérive l'eau. La fonction de ce petit barrage est de maintenir un niveau d'eau suffisant au droit de la prise ; en amont de ce seuil ou de ce barrage, part un canal qui dérive la partie souhaitée de l'eau ; l'endroit idéal pour faire partir ce canal est sur la rive extérieure d'un coude de la rivière (pour profiter de la force centrifuge), mais si la rivière ne s'y prête pas, ce canal peut être dans l'alignement de la rivière ;
- des vannes de réglage du débit dérivé ;
- des ouvrages d'épuration, permettant d'éliminer les graviers, corps flottants (grille) et autres sédiments (par exemple, bassin de décantation).

IV.7.1.2. Prise d'eau sur un lac ou un réservoir

Une prise d'eau sur un lac ou un réservoir est constitué d'une galerie dans laquelle l'eau peut circuler « en charge » (c'est-à-dire sous pression, sans surface libre) si la prise d'eau est située sous la surface, ou bien à surface libre si la prise est réalisée en surface.

Elle peut être aménagée :

- à l'intérieur de la structure même du barrage, en particulier lorsque l'usine est intégrée au barrage ou accolée à sa face aval ;
- sous le lac, selon une technologie assez répandue qui conduit à réaliser un tunnel qui perce le fond du lac ;
- creusée latéralement dans la roche constituant la rive d'un réservoir

IV.7.1.3. Barrages

❖ Grands barrages

Selon la définition donnée par CIGB-ICOLD, on appelle « grand barrage » un ouvrage de plus de 15 m de hauteur, il existe plusieurs types de barrages qui sont utilisés pour les aménagements hydroélectriques : barrages poids en béton, en terre ou en enrochements, barrages voûtes, barrages à contreforts. La tenue du barrage est l'un des éléments clés de la sûreté des aménagements hydroélectriques, et les barrages font l'objet de programmes de surveillance et d'inspection ; en plus de la tenue mécanique proprement dite du barrage, quelques points importants pour la sûreté du barrage sont :

- pour un barrage-voûte, la tenue des fondations sur la roche qui constitue le fond et les parois de la vallée ;
- pour un barrage en terre ou en enrochements, le risque de submersion en cas de mauvais contrôle de la cote du plan d'eau en amont ;
- pour les ouvrages en terre, le risque d'érosion de la base du barrage lié à l'existence d'un écoulement souterrain sous le barrage (phénomène appelé renard en Mécanique des sols).

❖ Barrages mobiles

Les barrages mobiles sont construits sur des rivières pour aménager des basses chutes. Ils sont constitués de vannes mobiles permettant d'effacer presque complètement le barrage

en période de crue. Ce sont les mêmes types de barrage que ceux qui sont utilisés pour faciliter la navigation.

IV.7.2. Galeries, canaux et conduites

❖ Canal et chambre de mise en charge

En aval de la prise d'eau, que cette prise utilise ou non un grand barrage, il faut un canal ou une galerie, puis une conduite pour amener l'eau vers l'usine. Un canal fonctionne avec une surface libre, et conduit l'eau avec une pente faible ; c'est un ouvrage qui n'est guère spécifique des aménagements hydroélectriques.

Dans le cas de chutes moyennes ou de hautes chutes, il y a une dénivelée importante entre l'ouvrage de prise et l'usine (plus de 1 000 m pour certaines hautes chutes). Il y a donc besoin d'une ou de plusieurs conduites forcées, c'est-à-dire de conduites dans lesquelles l'eau s'écoule sous pression pour amener l'eau aux turbines.

Lorsque la prise d'eau se fait par un canal ou une galerie à surface libre (cas des prises en rivière, par exemple), le raccordement de ce canal avec la conduite forcée est réalisé par une chambre de mise en charge.

❖ Conduites forcées

Une conduite forcée est soumise, à son extrémité inférieure, à une pression qui est de l'ordre de la pression hydrostatique correspondant à la hauteur de chute. C'est donc, du point de vue de la sécurité des personnes et des biens, l'un des éléments sensibles d'un aménagement hydroélectrique de haute chute. Tout comme un barrage, une conduite forcée doit faire l'objet d'un programme d'inspection et de maintenance.

Les conduites forcées peuvent être réalisées en acier ou en béton armé ; elles peuvent être enterrées, en galerie, en galerie blindée avec une gaine de béton entre la paroi de la conduite et les parois de la galerie, en puits blindé selon le même principe, ou apparentes en surface, reposant sur des massifs d'ancrage en béton ou en maçonnerie. Si la roche est de très bonne qualité, elles peuvent être aussi simplement creusées dans cette dernière, sans revêtements (cette dernière solution, plus récemment mise en œuvre, nécessite de bien étudier la tenue de la roche).

❖ Cheminées d'équilibre

Pour éviter les surpressions liées au phénomène de coup de bélier (onde de pression qui remonte la conduite après la fermeture rapide d'une vanne en aval), un système d'amenée comportant des conduites forcées est muni d'une cheminée d'équilibre, qui est une cheminée verticale de grande hauteur montée en dérivation sur la conduite forcée. Dans les aménagements récents comportant des longues conduites forcées souterraines creusées dans le roc, les cheminées d'équilibre sont remplacées par des chambres fermées contenant de l'air, creusées dans le rocher ; c'est la compressibilité de l'air qui permet d'amortir les ondes de pression.

IV.7.3. Usine

L'usine est l'ensemble qui est alimenté par la ou les conduites forcées et qui contient les turbines et les alternateurs.

IV.7.3.1. Types d'usine

❖ Usine en pied de barrage

L'usine peut être directement intégrée dans le barrage, disposée au pied du barrage, accolée sur la face aval. Dans ce cas, la hauteur de chute H_b est un peu inférieure à la hauteur du barrage lui-même. C'est toujours le cas des aménagements fluviaux de basses chutes, pour lesquels l'usine est intégrée dans le barrage. Dans le cas de barrages plus importants, l'usine est plutôt accolée à la face aval du barrage, elle est alors alimentée directement par une ou des galeries passant au travers de la structure du barrage.

❖ Usine en surface en aval du barrage

Pour augmenter la hauteur de chute, ou bien par manque de place au pied du barrage lui-même, l'usine peut être implantée en aval du barrage, plus ou moins loin. Il y a dans ce cas-là une conduite forcée plus ou moins longue entre la prise d'eau et l'usine.

❖ Usine souterraine

L'usine peut être souterraine, alimentée par une conduite forcée ou bien par un puits, creusés dans la roche. Les plus grandes usines souterraines sont rencontrées au Canada, notamment celle de l'aménagement des chutes Churchill, ou celle de La Grande 2.

IV.7.3.2. Turbines et pompes

❖ Turbine

On distingue en général les turbines à impulsion, et les turbines à réaction. Les deux types sont utilisés dans les aménagements hydroélectriques. Les types de turbines les plus utilisées dans les aménagements hydroélectriques sont les suivantes :

- Turbines Pelton (à impulsion)
- Turbines Francis (à réaction)
- Turbines Kaplan (à réaction)
- Groupes bulbe

❖ Pompes

Dans le cas d'un fonctionnement par pompage, la tendance actuelle est d'utiliser de plus en plus des pompes à vitesse variable, de façon à ce que, même en mode de pompage, il soit possible de contribuer à l'ajustement fin en temps réel entre la production d'électricité et sa consommation (ce que l'on appelle la contribution aux services systèmes).

IV.7.4. Ouvrages annexes

❖ Passes à poissons

■ Les passes à poisson ont pour objet de permettre le franchissement des ouvrages par les poissons migrateurs à la montaison. L'efficacité d'une passe à poisson dépend beaucoup de la faculté qu'ont les poissons à en trouver l'entrée le plus rapidement possible. Elles sont de plusieurs types, adaptées au type de poisson et à la configuration du site :

– passes à bassins successifs ; cette passe consiste à fractionner la chute en plusieurs chutes de faible hauteur, que les poissons puissent franchir ; il s'agit d'une série de bassins communiquant entre eux, reliant le pied de la chute au bief amont ; les communications entre bassins peuvent être à déversoirs, à orifices noyés ou à fentes verticales ; c'est le type de passe le plus rencontré de par le Monde ;

- passes à ralentisseurs, constituées d'un canal à forte pente muni de déflecteurs régulièrement espacés destinés à constituer des zones de remous et à ralentir la vitesse de l'eau ;
- passes dites « naturelles » ou « rustiques » ; elles comportent divers types de dispositifs construits avec des blocs en enrochement, par exemple, qui essayent de reproduire les caractéristiques d'un torrent naturel ;
- écluses à poisson ;
- ascenseurs à poissons ;
- passes spécifiques à l'anguille, constitués de caniveaux à forte pente garnis d'un revêtement adapté à la reptation des jeunes anguilles, et avec un faible débit d'eau.

■ Pour la dévalaison, le principe consiste à guider ou à attirer les poissons dans un by-pass de contournement de la turbine (grilles, barrières comportementales).

❖ Évacuateurs de crues

Une rivière ou un bassin-versant délivre un débit variable au cours de l'année, avec des minima (étiages) et des maxima (crues) qui sont différents d'une année sur l'autre. L'optimum économique conduit à dimensionner les ouvrages de captage et de turbinage pour un certain débit, dit « débit équipé ». Lorsque la chute aménagée est constituée grâce à un barrage ou à un réservoir en amont, qui barre une rivière, l'aménagement doit comporter des ouvrages spéciaux appelés évacuateurs de crues. Ces derniers doivent permettre d'évacuer des débits très largement supérieurs au débit équipé, sans risque d'inondations en amont du barrage, et sans risques pour la tenue du barrage lui-même. Les réglementations nationales définissent le débit de crue que les évacuateurs de crues doivent pouvoir évacuer (par exemple, crue millénaire ou décennaire), en fonction du risque associé. Lorsque le bassin-versant amont est boisé, les dispositifs doivent permettre le passage des débris solides charriés par l'eau en période de crues : des troncs d'arbre par exemple. Un même aménagement peut comporter plusieurs évacuateurs de types différents. Les principaux types d'évacuateurs de crues sont les suivants :

- **Évacuateurs à surface libre** : Ces évacuateurs comportent un seuil épais sur lequel l'eau vient se déverser, suivi d'un canal à surface libre appelé coursier. Ils peuvent être disposés sur les côtés du barrage, avec des profils bien optimisés pour que le jet puissant de l'eau évacuée ne crée pas de dommages aux berges ou aux structures en aval. Ils peuvent être aussi aménagés tout simplement sur la crête d'un barrage, là aussi avec un profil bien étudié pour que l'énergie de la chute soit dissipée en aval sans dommages. Les évacuateurs à surface libre peuvent être vannés ou non vannés. Les premiers sont mis en service par ouverture d'une vanne. Les seconds, qui fonctionnent par déversement, sont naturellement en service dès lors que le niveau d'eau dans la retenue du barrage dépasse l'altitude du seuil.

- **Évacuateurs en charge** : Ces évacuateurs utilisent des galeries creusées dans les berges, ou encore les vidanges de fond des barrages.

❖ Écluses

Des écluses de navigation sont nécessaires lorsque le fleuve barré par un aménagement hydroélectrique est un fleuve navigable. Bien souvent, le barrage est à but multiple, et permet de rendre le fleuve navigable, ou d'améliorer les conditions de navigation. Les écluses sont mentionnées ici simplement pour mémoire ; ce ne sont pas des ouvrages spécifiques aux aménagements hydroélectriques.

Il existe des aménagements hydroélectriques complexes :

- **Aménagements en série sur une rivière** : De nombreux grands fleuves font l'objet d'aménagements en série, qui combinent le plus souvent l'hydroélectricité et la navigation, par exemples : au Canada le Saint-Maurice (un grand affluent du Saint-Laurent), en Russie l'Angara, le Dniepr et la Volga, aux États-Unis la Tennessee, en Europe le Danube, le Rhin, en France le Rhône, et la Durance (avec dans ce dernier cas hydroélectricité et irrigation).

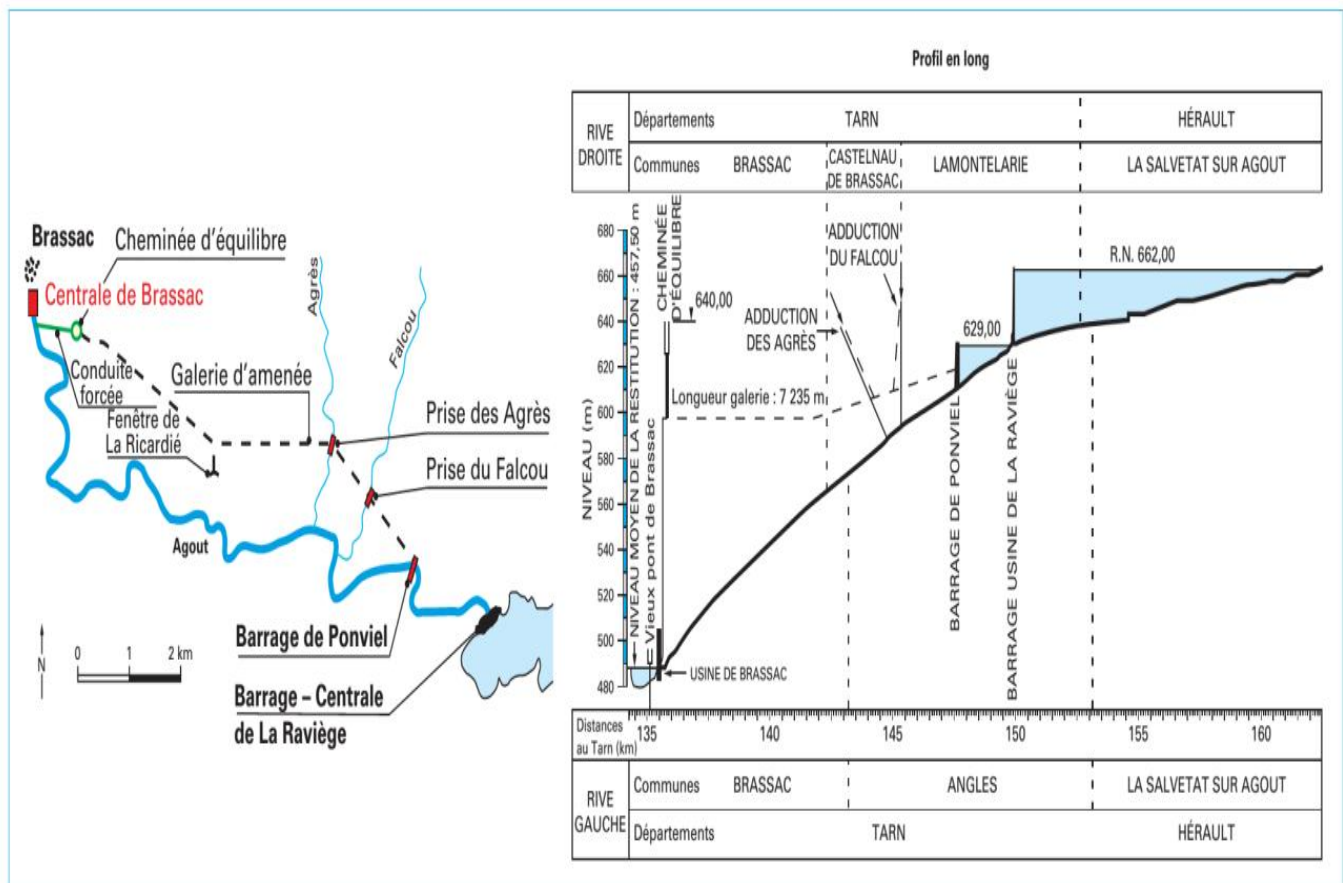
- **Aménagements complexes sur plusieurs vallées** : Pour collecter le maximum d'eau en altitude, il est souvent nécessaire de réaliser des canaux et galeries de collecte de l'eau sur des grandes distances, et couvrant plusieurs vallées.

D'autres schémas d'aménagements complexes combinent des barrages et des réservoirs reliés entre eux sur deux vallées parallèles, afin d'optimiser au mieux la gestion de l'eau.

Exemple : Aménagement hydroélectrique de Brassac, sur le bassin du Tarn, en France (figure IV.1)

Il comprend deux chutes assez caractéristiques des ouvrages de moyenne et de haute chute :

- une première chute avec le barrage de La Ravière, son réservoir et son usine ;
- une seconde chute issue du barrage de Ponviel ; une prise d'eau dans la retenue de ce barrage, ainsi que des prises d'eau annexes sur l'Agrès et le Falcou, alimentent une galerie qui se termine par une chambre de mise en charge, une cheminée d'équilibre et une conduite forcée qui amène l'eau à l'usine de Brassac, plus bas.



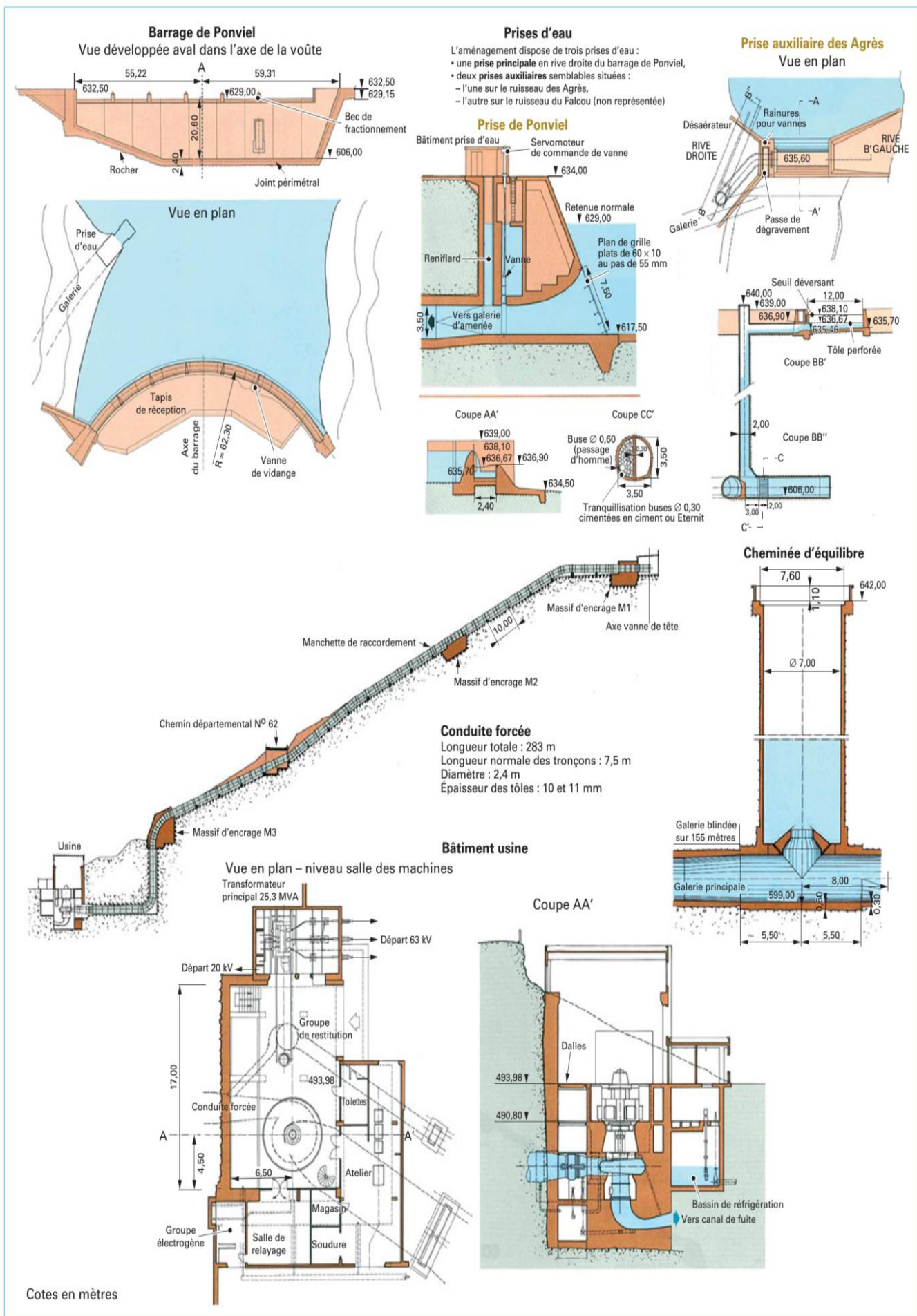


Figure IV.1 : Composants de l'aménagement de Brassac.

IV.8. Services rendus et problèmes posés par les aménagements

IV.8.1. Services rendus

❖ La plus importante des énergies renouvelables électrogènes

Les aménagements hydroélectriques produisent une énergie renouvelable, et contribuent aux objectifs nationaux ou internationaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

❖ Contribution importante à l'équilibre et à la sécurité des systèmes électriques

L'hydroélectricité apporte une aide importante dans la gestion d'un système électrique constitué d'un ensemble de consommateurs (industriels et particuliers), d'un ensemble de centrales de production d'électricité (par exemple : nucléaires, hydrauliques, à charbon, éoliennes, photovoltaïques), reliés entre eux par un réseau électrique. Dans un tel système, la production doit être à tout instant égale à la consommation, laquelle varie au cours de la journée, d'un mois sur l'autre, etc. Les aménagements « au fil de l'eau » produisent une puissance électrique qui est régulière et aisément prévisible à l'échelle de quelques journées, au contraire des autres sources renouvelables.

Les ouvrages à accumulation permettent bien plus : grâce à leur capacité à moduler la puissance produite, en gardant de l'eau dans le réservoir ou au contraire en turbinant cette dernière, ils apportent une aide considérable à l'ajustement de l'équilibre entre l'offre et la demande, et contribuent de façon importante à ce que l'on appelle les services système. Ces ouvrages permettent également de compenser le caractère intermittent d'autres sources d'énergie (comme l'énergie éolienne). Ils contribuent aussi à la sûreté des systèmes électriques, grâce à leur capacité à augmenter rapidement leur production d'électricité en cas de défaillance d'un réseau d'interconnexion ou d'autres centrales de production.

❖ Aménagements à buts multiples

Certains aménagements hydroélectriques répondent à des buts multiples :

- électricité et irrigation (comme les ouvrages de la Durance en France) ;
- électricité et navigation (comme sur le Rhône et le Rhin) ;
- électricité et protection contre les crues (comme de nombreux grands barrages en Chine) ;
- électricité, tourisme et loisirs lorsque les réservoirs et retenues des barrages permettent de pratiquer des sports nautiques, la pêche, ou d'autres activités.

IV.8.2. Aspects environnementaux

Dans la conception ou l'exploitation d'un aménagement hydroélectrique, plusieurs points qui concernent l'environnement demandent à être étudiés.

❖ Effet sur les sédiments

Tout d'abord, un barrage sur une rivière (cas fréquent des chutes moyennes) constitue un obstacle au transport solide, c'est-à-dire au transport des sédiments par le courant. Il peut en résulter une accumulation des sédiments dans le réservoir, en amont, et au contraire, un creusement du lit de la rivière en aval du barrage.

❖ Effet de la mise en eau d'une retenue sur les populations humaines et animales

Lorsqu'est créée une retenue de barrage, par inondation partielle d'une vallée, il y a bien sûr un impact sur les populations humaines concernées, qui sont déplacées vers d'autres zones

d'habitat (il y a eu ainsi beaucoup de controverses à propos des effets sociétaux du barrage des Trois Gorges), mais également un effet sur la faune sauvage, auquel il est possible de remédier par des opérations spécifiques.

❖ Effet climatique de la création d'une grande retenue

Ces effets sont encore mal connus : des modifications locales du climat (brouillard, pluies) causés par une grande retenue ont pu être constatées, par exemple à la suite du barrage d'Assouan sur le Nil et du grand lac Nasser qui en a résulté.

❖ Effets sur la qualité de l'eau

L'existence de la retenue peut modifier la composition de l'eau (création de plancton, par exemple) et altérer l'écosystème dans l'eau de la retenue, et dans la rivière en aval. Elle peut également faciliter l'apparition de certains parasites dans l'eau.

❖ Impact sur les poissons

Un aménagement modifie la température de l'eau, et est donc susceptible d'avoir un effet sur la faune aquatique en aval. Mais le principal effet concerne les poissons migrateurs, comme le saumon qui remonte les rivières pour s'y reproduire, mais dont les jeunes individus doivent regagner la mer pour grandir, ou l'anguille qui réalise le cycle inverse. Un barrage constitue un obstacle à ces migrations vers l'amont (« montaison »). Les barrages dont la hauteur reste modeste, quelques dizaines de mètres au plus, peuvent être munis de passes spéciales, dites « passes à poissons » adaptées aux espèces concernées. À la descente (dévalaison), les turbines des usines hydroélectriques représentent un danger pour les poissons qui y seraient entraînés.

IV.8.3. Sécurité

Les risques que représentent les ouvrages hydroélectriques pour les personnes et les biens sont principalement les suivants.

❖ Risque de rupture du barrage lui-même

Ce risque dépend beaucoup du type d'ouvrage. La rupture d'un grand barrage provoque une onde de submersion qui descend la vallée, et présente un caractère très destructeur.

❖ Risque de rupture d'une conduite forcée

Soumise à une forte pression, la rupture d'une conduite forcée peut provoquer des dommages importants à proximité du lieu de la rupture ou au-dessous.

❖ Risque lié à un glissement de terrain dans la retenue

❖ Risque de submersion de la vallée en amont de la retenue

Ce risque est effectif en cas de crue dont le débit serait supérieur à celui pour lequel les ouvrages d'évacuation des crues ont été dimensionnés, ou bien en cas d'obturation ou de mauvais fonctionnement de ces ouvrages.

IV.9. Conclusion

En plus d'être indispensable à la vie sur terre, l'eau est nécessaire au bon fonctionnement d'un très grand nombre d'activités humaines. Bien qu'abondamment disponible, seule une partie de cette ressource est utilisable pour la production hydroélectrique (les lacs et rivières cumulent $207 \cdot 10^3 \text{ km}^3$ d'eau, soit à peine 0,015 % de l'ensemble des sources d'eau disponibles). Elle est de surcroît très inégalement répartie (neuf pays se

partagent 60 % des ressources) et sa disponibilité est irrégulière selon les saisons et les années.

Le potentiel mondial théorique de production d'énergie électrique d'origine hydraulique est estimé par les experts à environ 14 000 TWh, soit près de cinq fois la production mondiale de 2007 (environ 3000 TWh). Le potentiel restant à exploiter est réparti approximativement par quarts entre l'Asie (Chine, Inde et autres pays de l'Asie du Sud-Est), l'Amérique du Sud, les pays de l'ex-Union soviétique et le reste du monde (Amérique du Nord, Afrique, Europe, etc.).

L'évaluation du potentiel de développement de la production hydraulique est cependant rendue difficile par l'écart important qui existe entre le potentiel théorique et le potentiel exploitable. Cet écart varie selon le développement économique, mais aussi en fonction du degré d'acceptabilité des sociétés humaines installées sur les territoires susceptibles d'accueillir une production hydroélectrique.

Dans les pays développés d'Amérique du Nord et d'Europe, si à peine 50 % du potentiel théorique est équipé, les possibilités d'implantation de nouvelles installations sont quasiment inexistantes, compte tenu des contraintes économiques, sociétales et environnementales. Dans ces mêmes pays, notamment ceux dont la densité de population est élevée, l'utilisation des énergies cinétique et potentielle des eaux de surface doit cohabiter avec d'autres usages (alimentation en eau potable, alimentation des industries ou irrigation de l'agriculture) tout en respectant les biotopes des milieux où sont implantés les barrages. Dans certains pays, beaucoup de cours d'eau sont classés, la construction de grands barrages y est donc probablement terminée. L'augmentation de la production d'hydroélectricité passera désormais par le réaménagement de certains sites de production déjà implantés, l'amélioration des équipements de conversion de l'énergie mécanique en électricité et la recherche d'une complémentarité accrue avec les autres moyens de production (thermique classique, nucléaire, solaire photovoltaïque, éolien, etc.), dans la mesure où les excédents temporaires d'énergie électrique peuvent être convertis en énergie potentielle dans les barrages. Dans les années à venir il sera peut-être possible d'utiliser le potentiel d'énergie de retenues annexes comme les canaux d'irrigation, les stations d'épuration ou les conduites d'eau potable en montagne, même si le gain paraît incertain pour le moment.

CHAPITRE V
L'énergie des mers

Chapitre V : L'énergie des mers

V.1. Introduction

L'énergie des mers a pendant longtemps été utilisée à l'échelle locale. Mais les tentatives d'exploitation industrielle n'ont pas généré jusqu'à présent des développements de grande ampleur. Il existe cependant un potentiel énorme que même une exploitation limitée pourrait rendre significative.

Les énergies marines théoriquement exploitables sont nombreuses et variées. En ne considérant que les techniques dont la faisabilité est démontrée, on peut distinguer :

- L'énergie éolienne offshore (les éoliennes sont traitées dans le chapitre relatif à l'énergie éolienne, mais leur implantation en mer comporte des particularités qui seront discutées dans ce chapitre) ;
- L'énergie des vagues (ou houlomotrice) ;
- L'énergie des marées (ou marémotrice) ;
- L'énergie des courants marins (ou hydrolienne) ;
- L'énergie thermique des mers ;
- L'énergie osmotique.

À l'exception de l'énergie des marées, toutes ces énergies ont pour origine le rayonnement solaire. Le flux solaire moyen absorbé annuellement par l'océan est équivalent en chaleur à la combustion de 37000 Gtep, soit 430 millions de TWh. Un dixième de cet apport contribue au transport de chaleur des tropiques vers les régions polaires, essentiel à l'équilibre climatique actuel ; le Gulf Stream y contribue à lui seul pour près du tiers. Ainsi l'exploitation de 1 % de ce flux naturel de chaleur suffirait-elle à couvrir les besoins annuels en énergie de l'humanité ! Mais ceci est bien entendu irréalisable, sans compter qu'il serait difficile d'en prédire les effets potentiels sur l'environnement etc.

L'exploitation raisonnée des océans, qui doit être mise en œuvre en tenant compte de tous les acteurs ayant accès aux ressources marines, permettra toutefois d'obtenir un apport substantiel dans la constitution du cocktail énergétique du futur ; ce qui mérite qu'on leur prête attention.

V.2. Energie éolienne offshore

Le vent dissipe à la surface des mers une énergie estimée à 46 Gtep par an, soit 535000 TWh/an. Une faible partie de cette ressource est toutefois accessible. Cette part peut varier selon l'état de la technique et notamment selon la profondeur d'eau acceptable ou la distance à la côte.

L'exploitation de l'énergie éolienne en mer présente des caractéristiques particulières. Tout d'abord, le vent est plus fort et plus constant en mer qu'à terre, si bien que la productivité des éoliennes y est meilleure. Ensuite, la mer offre de grands espaces libres d'obstacles, où l'installation des machines est possible en concertation avec les autres usagers bien sûr.

Cependant, l'implantation d'éoliennes en mer est techniquement plus difficile qu'à terre. En effet, elles sont soumises mécaniquement non seulement aux efforts du vent sur les pales et la structure, mais aussi aux efforts créés par la masse d'eau alentour (vagues et courants). L'éolienne doit donc être fermement ancrée sur le fond marin. Ainsi, cherche-t-on à implanter les éoliennes dans des zones de faible profondeur. Des structures flottantes sont en développement, le premier prototype (projet Hywind de StatoilHydro) a été mis en mer en Norvège en 2009. Elles réduisent la contrainte sur la profondeur des fonds mais requièrent la

mise en œuvre d'une plus grande quantité de matériaux. Il faut noter que l'installation des éoliennes en mer ne peut être réalisée que par des moyens d'intervention navals suffisamment puissants. Par ailleurs, le raccordement électrique nécessite l'installation de câbles sous-marins jusqu'à la côte, qui peut être distante de plusieurs kilomètres (voire de dizaines de kilomètres lorsque les fonds l'autorisent comme en mer du Nord). Pour les grandes distances, il faut éventuellement un acheminement en courant continu nécessitant des convertisseurs électroniques de puissance.

La maintenance des éoliennes en mer est plus compliquée qu'à terre. En effet, il n'est pas toujours possible d'y accéder, en particulier lorsque le temps est mauvais. Les éoliennes doivent donc être fiables et conçues pour faciliter leur maintenance.

V.2.1. Fermes éoliennes offshore

Une éolienne offshore n'est jamais isolée. On en regroupe un grand nombre dans la même zone ; leur production électrique est collectée, mise en forme et envoyée à terre. L'ensemble est dénommé ferme éolienne offshore. Elle inclut les équipements suivants :

- les éoliennes implantées sur leurs structures support ;
- une plate-forme de transformation qui collecte l'énergie produite et transforme l'électricité au niveau de tension voulu pour l'exportation à terre, implantée sur sa propre structure ;
- les câbles électriques qui relient ces ensembles et assurent la liaison avec la terre ;
- un centre de conduite, généralement à terre, d'où sont suivies et télécommandées les éoliennes. Ce centre d'exploitation est l'interlocuteur du gestionnaire du réseau ;
- un centre de maintenance, pour l'organisation des activités d'entretien, la gestion du matériel de rechange, la formation et l'entraînement des équipes d'intervention.

Les fermes éoliennes offshore sont des centrales de production majeures qui doivent assurer le même service au réseau que les centrales conventionnelles. Cela induit plusieurs règles:

- la ferme doit participer au maintien de la fréquence du réseau, de son niveau de tension, de la puissance réactive ;
- lorsque la situation sur le réseau est tendue entre l'offre et la demande, le gestionnaire du réseau peut réclamer à l'opérateur de la ferme de garantir une puissance donnée durant un certain temps. Ce niveau de puissance est bien entendu fixé en fonction du vent prévu ;
- si le réseau craint une surcharge, le gestionnaire peut demander de limiter la puissance fournie ;
- avec les fermes de faible puissance installées onshore, un problème sur le réseau entraîne simplement l'arrêt automatique des éoliennes, qui ne redémarrent que sur un ordre humain. Vu le niveau de puissance des fermes offshore, ce mode opératoire n'est plus acceptable. Lorsqu'un problème survient sur le réseau, la ferme doit demeurer capable d'injecter immédiatement de la puissance dès que le réseau est de nouveau disponible.

V.2. 2. Conception des éoliennes

Dans ce qui suit, on désigne par éolienne l'ensemble comprenant (Figure V.1) :

- l'aérogénérateur avec la nacelle et le rotor ;
- le mât qui s'étend entre la nacelle et une bride de liaison à la base.

Cette définition est justifiée par le fait que le mât est livré par le même fournisseur que l'aérogénérateur, qu'il contient des équipements électriques et que l'interface de connexion se trouve à la base.

Dans l'état actuel de la technique, les éoliennes offshore dérivent essentiellement des

éoliennes terrestres. Le rotor a un axe de rotation horizontal, est positionné face au vent et comporte 3 pales. Il existe plusieurs types d'aérogénérateurs, dans le cas particulier de l'offshore (figure V.2), les éoliennes sont de forte puissance, 5 à 7 MW, demain 10 MW. Comme la maintenance en mer est difficile, les machines doivent avoir une grande fiabilité. On constate ainsi que la technologie dite à entraînement direct tend à se généraliser, au détriment des éoliennes munies d'un multiplicateur de vitesse à engrenages.

Les éoliennes tournent à une vitesse variable en fonction de la vitesse instantanée du vent. Une électronique de puissance est indispensable afin de délivrer un courant à la fréquence industrielle.

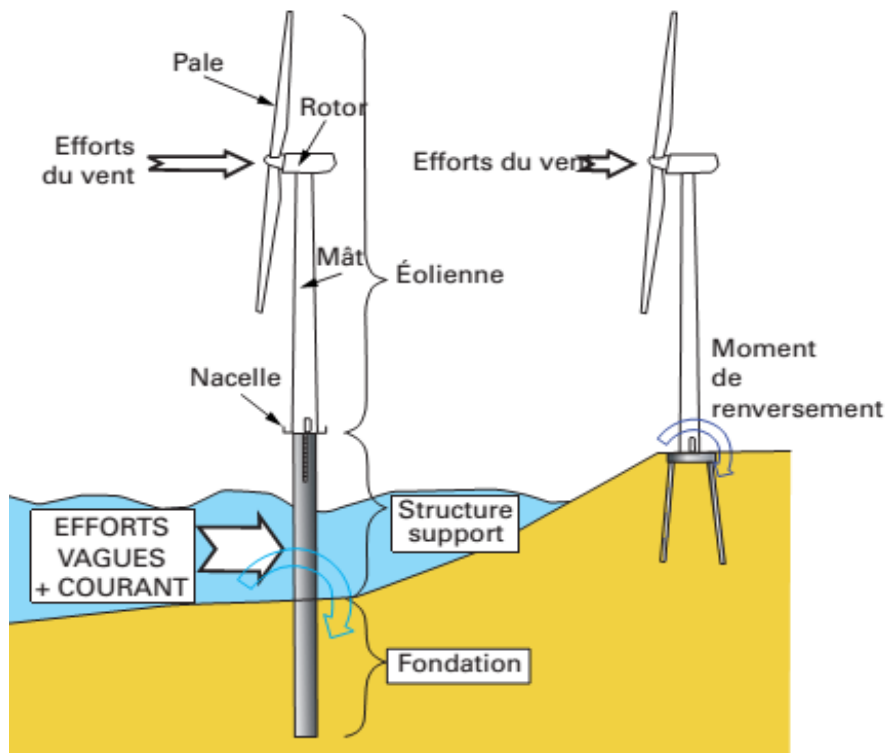


Figure V.1 : Définition des sous-ensembles et moments de renversement au niveau des fondations

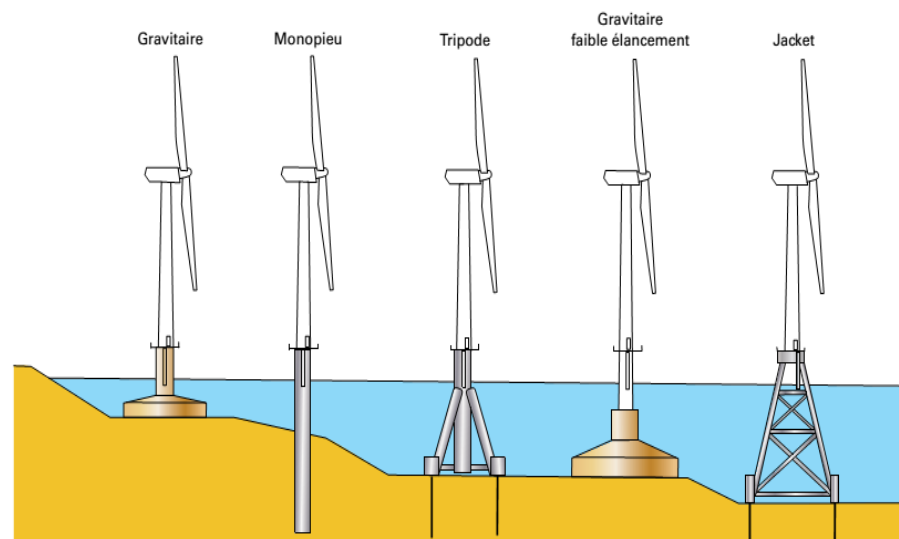


Figure V.2 : Schémas des principales structures pour les éoliennes offshore posées.

V.2. 3. Éoliennes flottantes

D'immenses étendues marines sont disponibles au large, sur lesquelles le vent est nettement plus fort qu'au voisinage des côtes. Toutefois, dans la plupart des régions la profondeur d'eau augmente lorsque l'on s'éloigne du rivage. Les éoliennes flottantes permettent d'exploiter cette immense ressource. Le fait de flotter modifie considérablement l'ensemble des paramètres de conception et d'opération :

- la masse de la structure de l'éolienne flottante ne dépend plus de la profondeur d'eau ;
- les efforts doivent être tenus par les ancrages sur le fond ;
- le balancement de la nacelle fait apparaître une fluctuation additionnelle du vent apparent, qui se superpose à la turbulence naturelle ;
- la structure est en permanence soumise à des mouvements ; les efforts d'inertie s'ajoutent aux autres sollicitations de fatigue ;
- les câbles électriques sont soumis aux mouvements de l'éolienne. Ils comportent une partie flexible dont la fabrication est différente de celle des câbles fixes ;
- le montage est effectué au port ou dans une zone abritée ; l'installation se résume à un remorquage sur le site et à la connexion des diverses lignes ;
- la maintenance lourde est facilitée par le retour de l'éolienne au port.

Toutefois, comme la profondeur d'eau au large est grande, les vagues peuvent atteindre des hauteurs considérables lors des tempêtes. Signalons que les plates-formes pétrolières en Mer du Nord sont calculées pour résister à des vagues exceptionnelles de 30 m, et de telles vagues ont effectivement été observées. Ce domaine connaît actuellement un développement rapide et un état de l'art ne serait jamais à jour. On se contente ici de présenter les principaux concepts (figure V.3).

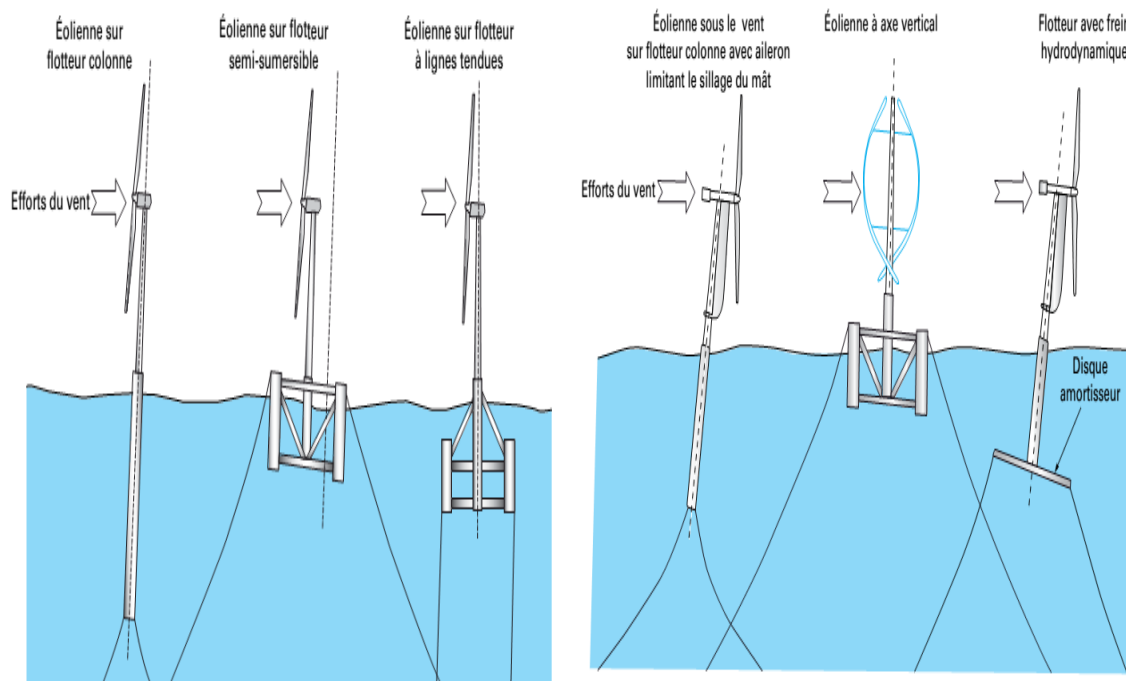


Figure V.3 : Principales configurations d'éoliennes flottantes.

V.3. L'énergie des vagues (ou houlomotrice)

L'énergie des vagues est une forme concentrée de l'énergie du vent. Selon le World Energy Council toujours, la ressource mondiale accessible est de 1400 TWh/an, soit 10% de la demande annuelle mondiale en électricité.

Depuis les années 1970, des systèmes de première génération sont testés. Ils ont

permis de cerner les lois physiques qui régissent ce genre de machines et de mettre en lumière les technologies utilisables dans des conditions d'environnement sévères. Cette première génération est principalement représentée par des chambres d'eau oscillantes construites sur la côte, dans lesquelles l'eau aspire et refoule alternativement de l'air à travers une turbine. Ces systèmes ne peuvent exploiter que l'énergie qui parvient au littoral, après dissipation dans les hauts fonds. Ils nécessitent des sites favorables pour la construction de la chambre. Enfin, ils constituent une infrastructure qui modifie le trait de côte dont l'impact visuel ne pourrait pas partout être accepté.

Les systèmes de seconde génération sont des installations offshore, ancrées à une distance suffisante du rivage et exploitant les vagues avant leur dissipation dans les hauts fonds, ils sont conçus pour survivre aux plus fortes tempêtes. Toutes les machines comportent un moyen de stockage temporaire de l'énergie qui permet de lisser la production. Des pompes hydrauliques liées aux articulations récupèrent l'énergie. On notera la forme profilée qui permet à l'ensemble de plonger sous les vagues les plus fortes ce qui limite les efforts. Plusieurs unités peuvent être ancrées à proximité les unes des autres pour former une ferme.

À l'heure actuelle, plus d'un millier de brevets de dispositifs destinés à récupérer l'énergie des vagues ont été déposés, et plus d'une centaine de ces dispositifs houlomoteurs sont en cours de développement de par le monde. Il serait fastidieux de détailler toutes ces technologies. Heureusement, elles reposent, dans leur immense majorité, sur l'un des trois principes de fonctionnement suivants :

- les systèmes à déferlement (overtopping devices) (figure V.4) ;
- les systèmes à colonne d'eau oscillante (oscillating water column OWC) (figure V.5) ;
- les systèmes à flotteurs actionnés par la houle (wave activated bodies ou oscillating bodies) (figure V.6).

Sur cette base, il est alors possible de bâtir une classification des systèmes, dont la plus couramment admise est celle établie par Falcão. Elle est présentée sur la figure V.7, dans une version légèrement modifiée pour mieux rendre compte des différentes catégories de systèmes à flotteurs actionnés par la houle. En gras sont indiqués des exemples de technologies. Cette classification recouvre l'immense majorité des systèmes houlomoteurs qui ont été proposés jusqu'alors. Notons cependant qu'elle n'est pas complètement exhaustive (quelques systèmes de turbine à houle, basés sur l'utilisation de profils portants, ont ainsi été imaginés au Danemark, Pays-bas et aux États-Unis).

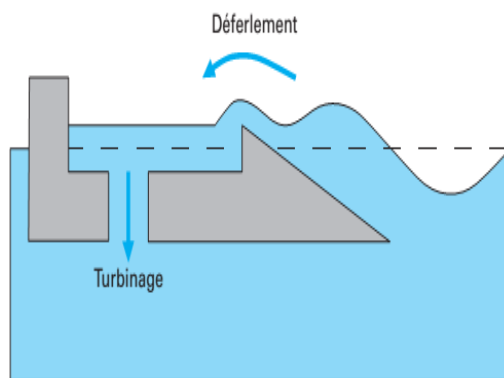


Figure V.4 : Principe de fonctionnement des systèmes à déferlement

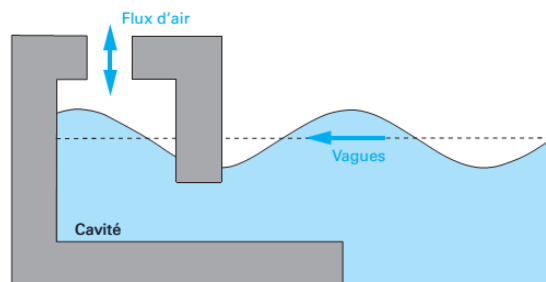


Figure V.5 : Principe de fonctionnement de la colonne d'eau oscillante

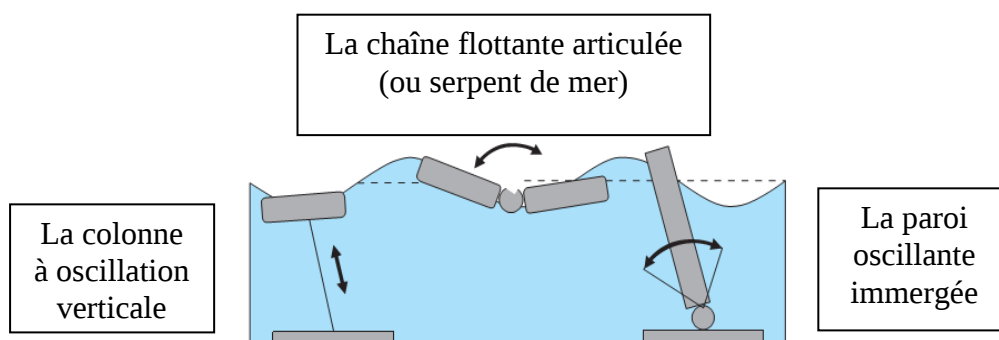


Figure V.6 : Principes de fonctionnement de houlomoteurs à flotteurs actionnés par la houle

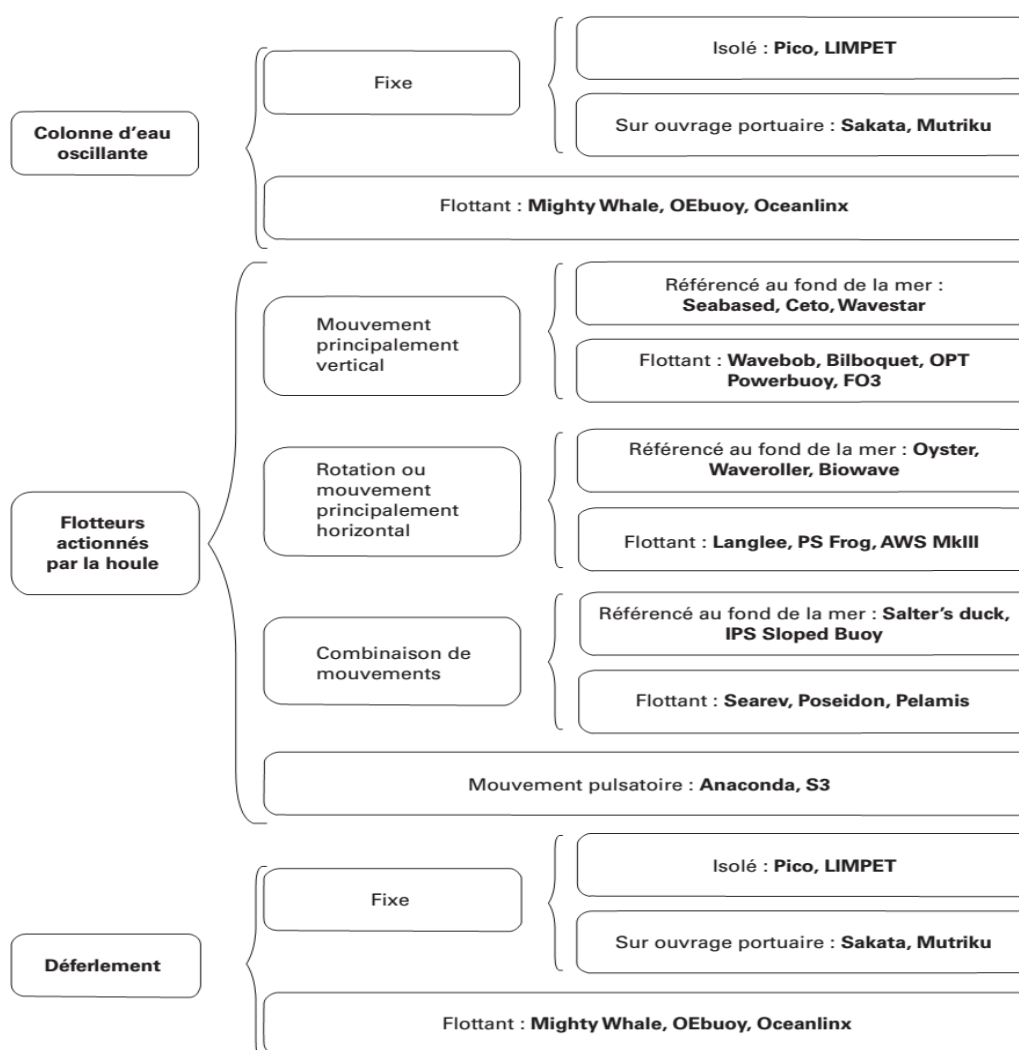


Figure V.7 : Classification usuelle des systèmes houlomoteurs

V.4. L'énergie marémotrice

On sait que la marée est due aux attractions de la lune et du soleil sur la masse fluide des océans. Ce qui est moins évident, c'est la raison de la grande diversité des marées le long de côtes du monde. La lune, plus proche de la terre que le soleil, exerce une attraction prépondérante. Quand la lune passe au zénith d'un lieu, elle attire l'eau de la partie des océans face à la lune. Or, la terre est un corps solide sur lequel l'attraction lunaire est appliquée à son centre de gravité. Si la terre ne tournait pas, il résulterait de ces deux attractions une élévation de la mer par rapport au sol de seulement quelques décimètres à marée haute ; Henri Poincaré l'appela « la marée du baccalauréat ».

En même temps, aux antipodes de ce lieu, le même phénomène se produit en sens inverse. L'attraction de la lune sur le centre de gravité de la terre est plus forte que celle exercée par la lune sur l'eau des océans aux antipodes, plus éloignée de la lune que le centre de la terre. Tout se passe alors, comme si les eaux des océans aux antipodes étaient moins attirées vers le ciel par rapport à la terre. Il en résulte que, l'attraction vers le ciel d'un astre sur l'eau des océans, se manifeste deux fois pendant la période de rotation apparente de l'astre autour de la terre. Si la lune agissait seule, la principale période de la marée serait celle d'une demi-rotation lunaire, soit environ 12,5 h.



Figure V.8 : Sites marémoteurs dans le monde.

Le soleil attire aussi l'eau des océans, avec une période d'une demi-rotation de 12 h. Du fait de la grande distance entre la terre et le soleil, son attraction est moins forte que celle de la lune. Les deux attractions de la lune et du soleil sur l'eau des océans s'ajoutent directement lors de la pleine et de la nouvelle lune, créant les fortes marées dites de vive-eau. Les marées sont plus petites lorsque ces deux attractions de la lune et du soleil agissent dans des directions différentes, lors du premier et du dernier quartier de la lune ; leur résultante est alors plus faible que lors des pleines et nouvelles lunes ; ce sont les marées dites de morte-eau. Cela n'est valable que pour les grands océans, principalement l'océan Antarctique sud qui est le seul à faire le tour de la terre, et donc auquel s'appliquent directement les phénomènes physiques exposés ci-dessus. L'océan Atlantique n'est qu'un canal tortueux où se propage une onde-marée, issue de l'océan Antarctique sud. Cette onde-marée met environ un jour et demi pour atteindre Saint-Malo. La longueur de l'onde-marée, c'est-à-dire la distance qui sépare deux pleine-mers successives, s'exprime en milliers de kilomètres dans les océans ; elle se

réduit à des centaines de kilomètres dans les mers littorales moins profondes, où la célérité de l'onde-marée est réduite. À l'approche des plateaux continentaux, l'onde-marée se propage dans des profondeurs plus petites. La conservation de l'énergie de la marée conduit alors à augmenter le « marnage », c'est-à-dire l'amplitude de la marée entre les cotes des pleines mers et des basses mers. Le marnage augmente aussi dans les mers littorales peu profondes. La figure V.8 indique les sites où les marnages sont importants et où il peut être envisagé de construire des usines marémotrices. La figure V.9 schématise le principe de fonctionnement dans un site marémoteur.

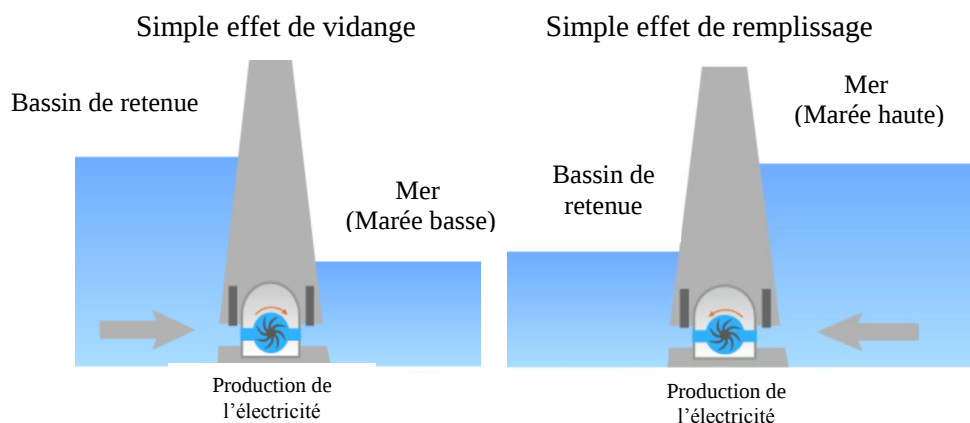


Figure V.9 : Principes de fonctionnement dans un site marémoteur.

V.5. L'énergie des courants marins (ou hydrolienne)

Une hydrolienne est une grande turbine sous-marine immergée en mer dans une zone où les courants marins ont des vitesses importantes, et autant que possible, des directions fixes (figure V.10). À la différence des turbines marémotrices, qui transforment l'énergie potentielle entre les deux niveaux de la mer de chaque côté d'un barrage, elles transforment l'énergie cinétique des courants de marée en énergie mécanique, ensuite transformée en énergie électrique par un alternateur.

Par rapport aux éoliennes, les hydroliennes tirent profit de la masse volumique de l'eau de mer, 832 fois plus élevée que celle de l'air ($1,23 \text{ kg/m}^3$). Malgré une vitesse de fluide plus faible, la puissance récupérable par unité de surface brassée par l'hélice est beaucoup plus grande pour une hydrolienne que pour une éolienne. Les hydroliennes ont donc des pales d'hélice beaucoup plus petites pour la même puissance.

Une installation « hydrolienne » classique consiste à implanter une tour cylindrique verticale de quelques mètres de diamètre ancrée sur les fonds marins.

Les courants rapides n'existent que dans les profondeurs d'eau faibles et à proximité des côtes. Ils sont principalement engendrés par la marée. La production d'énergie est ainsi parfaitement prévisible, ce qui est appréciable pour le gestionnaire du réseau, les machines de première génération sont de taille modeste (10 à 20 mètres de diamètre). L'installation et la maintenance font partie des forts enjeux pour le décollage de cette filière, car travailler dans les zones de courants forts (à leur maximum de vitesse toutes les 6 heures) reste compliqué. Des moyens maritimes légers sont envisagés, ce qui devrait limiter les impacts visuels et environnementaux.

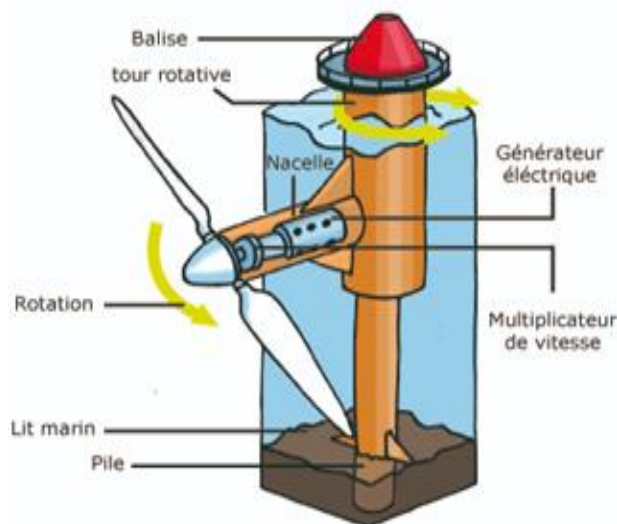


Figure V.10 : Une hydrolienne.

V.6. L'énergie thermique des mers

L'énergie thermique des mers (ETM) exploite la différence de températures qui existe entre les eaux chauffées par le soleil à la surface de l'océan et les eaux froides qui y circulent en profondeur. C'est une source d'énergie renouvelable stable, disponible 24 heures sur 24 et chaque jour de l'année. Elle est abondante, la puissance exploitable durablement est évaluée à plus de 10000 GWe, soit 80000 TWh/an.

L'idée d'exploiter ce phénomène naturel pour produire de l'énergie a été proposée par Arsène d'Arsonval en France vers la fin du XIX^e siècle et sa réalisation technique est le résultat des travaux de Georges Claude dans les années 1930. Plusieurs procédés ont été expérimentés. Ils sont fondés sur le principe de thermodynamique selon lequel il est possible d'obtenir du travail mécanique à partir d'un transfert de chaleur entre une source et un puits de chaleur de températures différentes. Les centrales ETM peuvent être de trois types :

V.6.1. En cycle ouvert

L'eau de mer de surface est puisée et traverse un évaporateur sous vide dans lequel un faible volume s'évapore (environ 0,5 % du volume produit sous forme de vapeur). L'eau sous forme de vapeur ne contient pas de sel. La vapeur générée actionne alors une turbine permettant de produire de l'électricité. La vapeur circule ensuite à travers un condenseur où elle repasse à l'état liquide au contact de l'eau froide pompée en profondeur. Celle-ci peut être récupérée pour la consommation (figure V.11(A)).

V.6.2. En cycle fermé (ou cycle de Rankine)

La centrale ETM fonctionne en cycle thermodynamique. Elle est constituée d'une boucle fermée avec les mêmes types de composants qu'une centrale en cycle ouvert. Le fluide caloporteur circulant dans cette boucle n'est plus de l'eau mais un autre fluide dont le point de condensation approche 4 °C, généralement de l'ammoniac NH_3 . L'eau chaude de surface pompée transmet ses calories à l'ammoniac dans l'évaporateur à double paroi (qui ne nécessite pas d'être sous vide puisque l'ammoniac s'évapore à une température plus faible que l'eau). La vapeur du fluide caloporteur actionne ensuite une turbine, tout comme l'eau en circuit ouvert, et se condense dans le condenseur à double paroi en transmettant ses calories à l'eau froide pompée en profondeur. Pour augmenter le rendement, une solution aqueuse d'ammoniaque (solution formée d'ions ammonium NH_4^+ et d'ions hydroxyde HO^- , résultant

de la dissolution d'ammoniac dans de l'eau, peut être utilisée (figure V.11(B)).

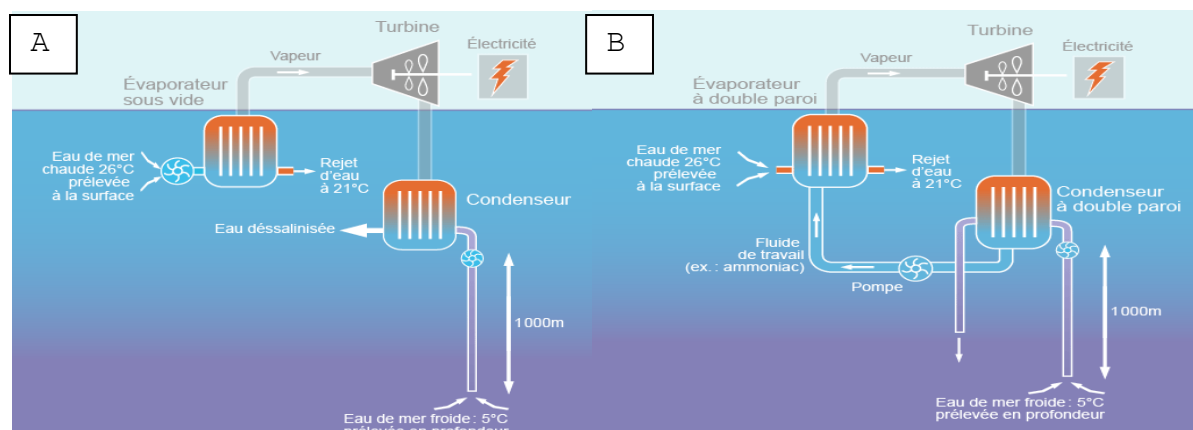


Figure V.11 : Les centrales ETM en cycle ouvert (A) et fermé (B).

V.6. 3. En cycle hybride

Un circuit en cycle fermé est superposé un étage supplémentaire produisant de l'eau douce à partir d'un second circuit à cycle ouvert (assemblage des deux systèmes précédents : fermé et ouvert).

Le rendement global du procédé dépend principalement de l'écart de température entre les eaux de surface et les eaux profondes (entre 20 et 24 °C dans de larges zones d'océan tropical), et aussi de l'énergie parasite consommée par le pompage de l'eau profonde. Ce rendement ne dépasse pas 2 à 3 %. Ceci implique d'assurer de gros débits pour l'alimentation de l'usine en eau, de l'ordre de 2 à 3 mètres cubes par seconde tant pour l'eau chaude que pour l'eau froide et par mégawatt net d'électricité produite. Le prix à payer pour assurer cette alimentation est évidemment une donnée essentielle pour la viabilité du procédé.

L'énergie thermique des mers est une forme d'énergie de faible densité et lourde en investissement, comme le sont souvent les énergies renouvelables. A court terme, la valorisation en sortie d'usine des effluents d'eau profonde, encore froids et riches en nutriments pour le conditionnement d'air et la production d'eau douce et de produits aquacoles, est une voie possible pour assurer la viabilité économique d'usines littorales de petite puissance et « multiproduits », qui répondent aux besoins actuels de nombreuses communautés insulaires isolées. A plus long terme, des usines implantées au large pourraient produire de l'hydrogène ou des carburants synthétiques transportables.

V.7. L'énergie osmotique

Si de l'eau douce et de l'eau salée sont séparées par une membrane semi-perméable, l'eau douce migre à travers la membrane. Ce phénomène s'appelle l'osmose (figure V.12).

L'énergie osmotique désigne l'énergie exploitable à partir de la différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce, les deux natures d'eau étant séparées par une membrane semi-perméable. Elle consiste à utiliser une hauteur d'eau ou une pression créée par la migration de molécules d'eau à travers ladite membrane. La pression d'eau en résultant assure un débit qui peut alors être turbiné pour produire de l'électricité.

Concrètement, une centrale osmotique (figure V.13) a pour objectif d'exploiter la différence de salinité là où l'eau salée et l'eau douce se rencontrent naturellement, c'est-à-dire aux embouchures des fleuves.

L'énergie osmotique est aujourd'hui la moins avancée des énergies marines du point

de vue de la recherche en raison des investissements importants nécessaires et de la faible performance des membranes actuelles.

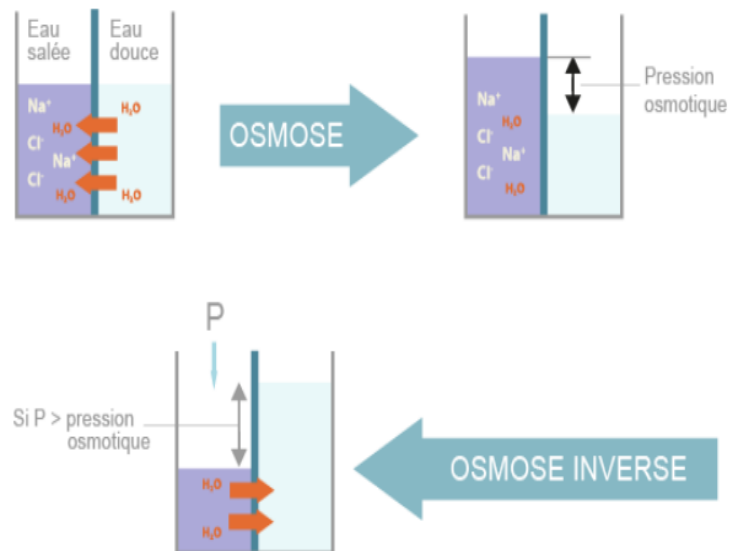


Figure V.12 : Le phénomène de l'osmose.

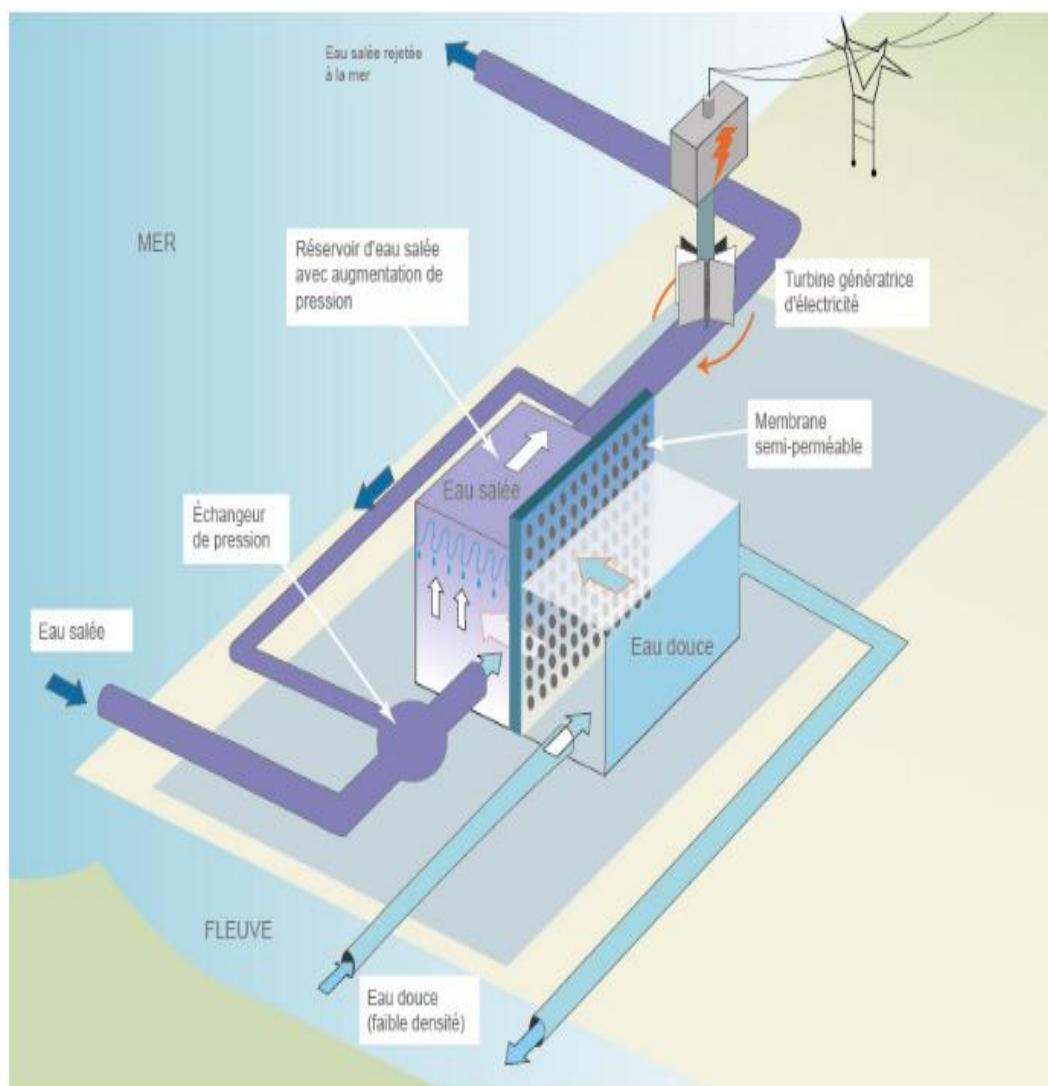


Figure V.13 : L'énergie osmotique : Application à la production d'électricité.

V.8. Conclusion

La mer est riche en énergies renouvelables, d'origines thermique et mécanique. Leur exploitation ne génère pas de gaz à effet de serre et est compatible avec un développement durable. La conquête de ces ressources a déjà commencé et le potentiel est immense.

L'électricité produite est souvent fluctuante et plus ou moins bien prévisible, ce qui n'est pas gênant tant que la proportion d'énergie injectée dans le réseau reste modeste, moyennant une gestion appropriée. Un recours plus important à des formes d'énergie fluctuante engendre par contre des externalités économiques (besoin d'autres moyens de production capables de répondre à la demande, ou de moyens de stockage).

Les coûts affichés par les différentes filières paraissent encore élevés, mais ils seraient compétitifs demain avec l'industrialisation, surtout si le prix de référence des énergies fossiles continuait d'augmenter et si le coût de l'émission de carbone était inclus dans ce prix.

Pour que la mise au service de l'homme de ces énergies soit possible, il est nécessaire d'interagir avec le milieu marin. Les effets environnementaux doivent être systématiquement étudiés. Les interactions avec les autres usages de la mer doivent aussi être abordées, et la concertation à tous les niveaux est indispensable pour répartir au mieux les nouvelles contraintes qui pourraient apparaître. L'espace maritime est et sera de plus en plus contrôlé et domestiqué, que cela soit pour la pêche, les transports, les loisirs ou la production d'énergie.

Enfin, les énergies marines ne pourront être utilisées comme source alternative d'électricité qu'au prix d'une nécessaire adaptation du réseau de transport et de distribution qui n'a pas été conçu à l'origine pour accueillir des apports d'énergie venant du large.

CHAPITRE VI

La biomasse

Chapitre VI : La biomasse

VI.1. Introduction

La biomasse est la source d'énergie la plus ancienne utilisée par l'humanité. Il s'agit de toute matière organique, végétale ou issue des êtres vivants. Elle comprend donc aussi tous les déchets organiques. Elle est très utilisée, notamment pour produire de la chaleur. Elle représente environ 10 % de l'énergie primaire mondiale et se trouve souvent dans les circuits non commerciaux. Pour environ 2,6 milliards d'habitants, elle représente quasiment la seule source d'énergie.

Sur la terre, plus de 90 % de la biomasse est d'origine végétale. Parmi les sources d'énergies utilisées, le bois a été l'une des premières. Son exploitation a commencé il y a environ 500000 ans, lorsque l'homme a découvert le feu. Il a utilisé le bois pour se chauffer et cuire ses aliments bien avant de maîtriser l'écriture. La cuisson des aliments a permis à l'organisme de mieux les assimiler ce qui a eu un impact positif sur le développement de l'intelligence humaine.

Si, dans un sens générique, le terme « biomasse » désigne l'ensemble de la matière vivante, depuis le premier choc pétrolier l'usage veut que ce terme soit réservé aux produits organiques végétaux et animaux destinés à des fins énergétiques ou agronomiques. Ainsi, les acteurs du traitement des déchets englobent-ils sous cette dénomination l'ensemble des formes naturelles ou modifiées des matières organiques d'origine végétale ou animale. Il s'agit notamment du bois et de la quasi-totalité de ses résidus, des déchets agricoles et agroalimentaires, des cultures énergétiques, d'une partie des déchets ménagers municipaux et assimilés, des boues des stations d'épuration ou des gaz issus des décharges.

Malgré ses multiples qualités, la biomasse ne représente qu'une faible part de la consommation énergétique des pays riches, qui parlent pourtant beaucoup d'énergies renouvelables. Par contre, les pays les plus pauvres, bien que principaux utilisateurs de la biomasse, ne rêvent que de combustibles fossiles. On se trouve là au cœur d'un véritable paradoxe.

VI.2. L'origine de la biomasse

La biomasse est issue directement ou indirectement de la photosynthèse chlorophyllienne dont la réaction de base s'écrit de manière simplifiée et si l'on se ramène à l'atome de carbone :



Cette réaction nécessite un apport énergétique d'environ 500 KJ/mol. Dans la nature, cette énergie est fournie par le rayonnement solaire.

La biomasse est de l'énergie solaire transformée en molécules chimiques complexes que l'on peut utiliser comme source d'énergie. Comme le montre la formule précédente, grâce à la photosynthèse, les végétaux captent l'énergie solaire, absorbent du dioxyde de carbone de l'atmosphère et de l'eau du sol pour croître et fabriquer des hydrates de carbone. Le rendement de la photosynthèse est faible, inférieur en général à 1 % dans les pays tempérés. Toutefois, les végétaux sont un bon moyen de stocker l'énergie solaire. Par rapport à d'autres énergies renouvelables qui sont intermittentes comme le solaire ou l'éolien, la biomasse a l'immense avantage d'être aussi un moyen de stockage et cette ressource peut être utilisée à

tout moment. Comme la photosynthèse nécessite de grandes quantités d'eau, celle-ci peut être un facteur limitant pour son exploitation.

Le pouvoir énergétique de la biomasse sèche est d'environ le tiers de celui du pétrole. Et un kilogramme de bois ou de paille secs fournit environ la même énergie, même si leur volume est très différent. La biomasse peut aussi se transformer en matières ayant une densité énergétique plus élevée. C'est ce qui se passe lorsque la nature fabrique des combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon), mais cela nécessite des millions ou des centaines de millions d'années et des conditions très particulières avec un rendement extrêmement faible.

VI.3. Caractéristiques intéressantes

Il faut rappeler un certain nombre de caractéristiques intéressantes liées à la biomasse. Tout d'abord, c'est une énergie qui s'accumule sur une ou plusieurs saisons, et pour qu'elle soit considérée comme renouvelable, il faut replanter l'équivalent de ce qui est exploité. Ce n'est pas toujours le cas dans certains pays. Une exploitation durable plutôt qu'à court terme de la biomasse est donc nécessaire. Ensuite, c'est une énergie qui contribue peu à l'augmentation de l'effet de serre dans la mesure où la fraction de carbone libérée sous forme de CO₂ au moment de la combustion correspond, en partie, à celle absorbée au moment de la phase de croissance du végétal. De plus, hormis les déserts, c'est une énergie assez bien répartie à la surface de la terre. Enfin, par comparaison aux énergies fossiles, c'est une énergie qui est en général disponible à faible coût si elle est valorisée près de sa source. Ce coût peut être même très faible, voire négatif dans le cas où la ressource représente un déchet à éliminer.

VI.4. Catégories

La richesse des structures chimique et physique de la biomasse conduit à des traitements différents selon les cultures pour en exploiter l'énergie. Ainsi peut-on distinguer plusieurs catégories :

VI.4.1. La biomasse lignocellulosique

Comme le bois ou la paille, contient beaucoup de substances peu hydrolysables en l'état des technologies actuelles. On la valorise par voie sèche avec des procédés thermochimiques ou par voie humide avec des procédés de fermentation méthanique.

VI.4.2. La biomasse riche en substances glucidiques

Comme les céréales, la betterave, la canne à sucre etc. Elle est très largement utilisée à des fins alimentaires, elle s'hydrolyse facilement et se valorise avec des procédés de fermentation ou de distillation.

VI.4.3. La biomasse oléagineuse

Riche en lipides, elle est aussi utilisée à des fins alimentaires (colza, tournesol, arachide, etc.). Ses huiles ou ses dérivés permettent de produire des biocarburants.

VI.5. Valorisation

La biomasse peut être en général valorisée par les voies thermique ou alimentaire, par les fermentations méthanique et alcoolique, par la synthèse de carburants (diester, ETBE, etc.), ou par la production de matériaux.

Pour les utilisations énergétiques, on peut utiliser des conversions thermochimiques ou

biologiques. Les trois principales voies de conversion thermochimique sont la combustion, la pyrolyse et la gazéification. Les deux principales voies de conversion biologique sont la fermentation méthanique (ou digestion anaérobie) et la fermentation alcoolique.

VI.5.1. Voies sèches

VI.5.1.1. La combustion

La combustion directe est la forme la plus commune de valorisation énergétique de la biomasse. Elle produit de la chaleur qui peut être utilisée directement ou convertie en partie en électricité. Il est intéressant de l'utiliser dans un dispositif de cogénération qui permet d'exploiter à la fois la chaleur et l'électricité produites. C'est ce qui est fait dans les industries qui ont des besoins en chaleur importants (fabrication du papier, raffinerie, agroalimentaire, etc.) ou dans celles qui ont des sous-produits combustibles comme des déchets de bois ou de la liqueur noire. La cogénération est aussi utilisée pour valoriser les déchets urbains. La combustion de la biomasse produit aussi de l'eau et du dioxyde de carbone. L'excès d'air utilisé est un paramètre important de la réaction.

La biomasse est souvent humide. Ainsi, même après un séchage naturel de deux ans, le bois contient-il encore 15 à 20 % d'humidité. Il ne brûle pas mais subit trois transformations successives lorsqu'on le chauffe. Il évapore d'abord l'eau qu'il contient, ce qui consomme de l'énergie. Puis, au-dessus de 200 °C, il émet des gaz qui brûlent et produisent de l'énergie. Enfin, il se transforme en charbon de bois qui représente environ 30 % du poids sec initial. Le charbon de bois a été dans le passé un combustible important car sa densité énergétique est deux fois supérieure à celle du bois et il dégage moins de fumées lors de sa combustion. La combustion du bois génère des particules dans ses fumées et des composés organiques volatils. Du monoxyde de carbone et des oxydes d'azote peuvent aussi être émis, selon les conditions de combustion. Dans tous les cas, elle émet du dioxyde de carbone. Mais, compte tenu de ce que l'arbre a consommé lors de sa croissance, le bilan en termes d'émission de CO₂ est intéressant comparé à l'utilisation de combustibles fossiles (figure VI.1). Le bois est utilisé par une grande partie de la population mondiale. En Afrique et en Asie, 80 % du bois exploité sert au chauffage, contre 20% en Europe et sur le continent américain.

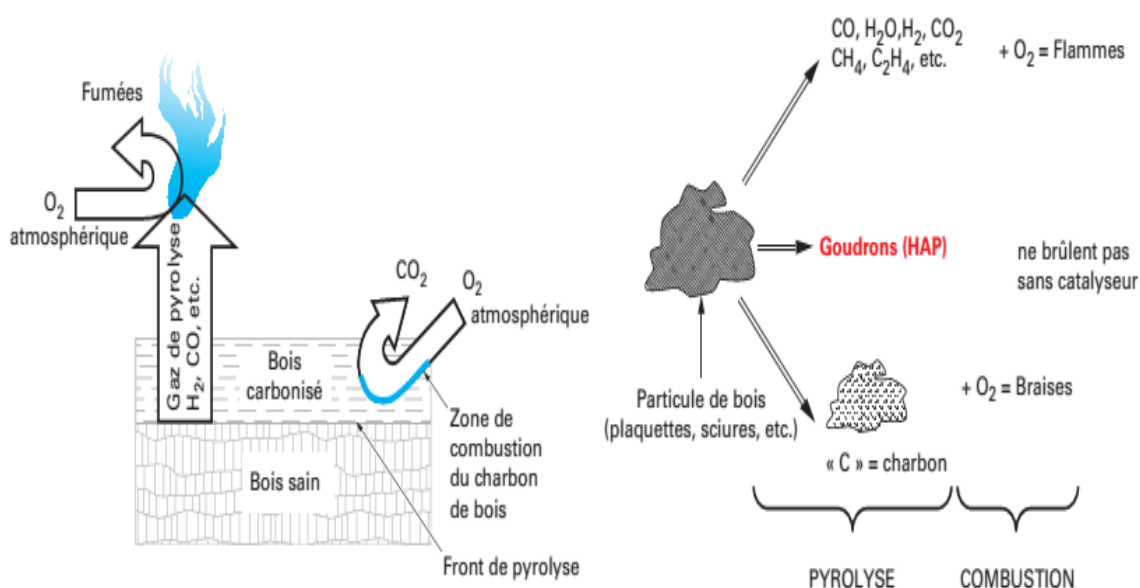


Figure VI.1 : Schémas de principe de la combustion.

VI.5.1.2. La pyrolyse

La pyrolyse, parfois appelée thermolyse, est une réaction endothermique réalisée en l'absence d'air. Lors de ce processus, la biomasse se décompose en trois phases dont les proportions relatives dépendent des conditions opératoires. On obtient du gaz, une fraction liquide composée de deux phases, l'une aqueuse légère (pyroligneux), l'autre lourde (goudrons), et un résidu solide (charbon).

Il existe deux grands types de pyrolyse. La première se passe à *basse température* (au-dessous de 500 °C) et s'effectue lentement. Elle favorise les fractions solides et liquides. La seconde est la *pyrolyse rapide* qui peut s'effectuer à *basse température* (au-dessous de 600 °C) ou à *haute température* (au-dessus de 1000 °C). La première favorise la fraction liquide et la seconde la formation de gaz (tableau VI.1).

L'intérêt de la pyrolyse est d'obtenir des solides plus faciles à transporter. Les gaz peuvent être utilisés comme combustible pour entretenir la réaction. On obtient aussi des résidus minéraux (cendres) et métalliques pouvant être recyclés sous forme de matériaux de construction. Toutefois son plus grand intérêt est de produire du charbon de bois.

Tableau VI.1 : Principales étapes de la pyrolyse du bois.

Température	Phénomènes	Réaction
$\theta < 200\text{ °C}$	Déshydratation Traces de CO ₂ , glyoxal, acides formique et acétique	Endothermique
$200 < \theta < 280\text{ °C}$	Traces de CO ₂ , CO, glyoxal, acides formique et acétique Début de carbonisation	Endothermique
$280 < \theta < 500\text{ °C}$	Dégagement de CO ₂ , CO, HCHO, acides formique et acétique, H ₂ , H ₂ O, CH ₄ Goudrons inflammables Carbonisation	Exothermique
$\theta > 500\text{ °C}$	Charbon	Exothermique

VI.5.1.3. La gazéification

La gazéification est une transformation thermochimique qui consiste à décomposer la biomasse en présence d'un gaz réactif (air, H₂O, O₂, etc.). Ceci permet de produire un gaz de synthèse combustible qui a potentiellement de nombreuses applications mais dont peu sont encore utilisées aujourd'hui.

Des systèmes de petite puissance, sont exploités dans le monde mais les plus grosses installations ne sont pas encore compétitives ni fiables. Cette filière permet en principe d'utiliser toutes sortes de biomasse et conduit à la production d'un gaz de faible pouvoir calorifique qui peut servir de base pour de multiples applications énergétiques. La principale difficulté technique réside dans la première étape de gazéification : il s'agit alors de convertir le maximum de biomasse en gaz filtré de haute teneur énergétique, en maîtrisant la production de cendres et de goudrons. Ce gaz de synthèse peut ensuite, avec des procédés pétrochimiques maîtrisés, être converti en carburant pour les moteurs à combustion interne. On peut d'ailleurs envisager de produire plusieurs types de carburants ou de l'hydrogène. Cependant, il est d'un usage peu commode comparé aux autres technologies, et des développements sont en cours pour l'utiliser dans des turbines à gaz pour produire de l'électricité.

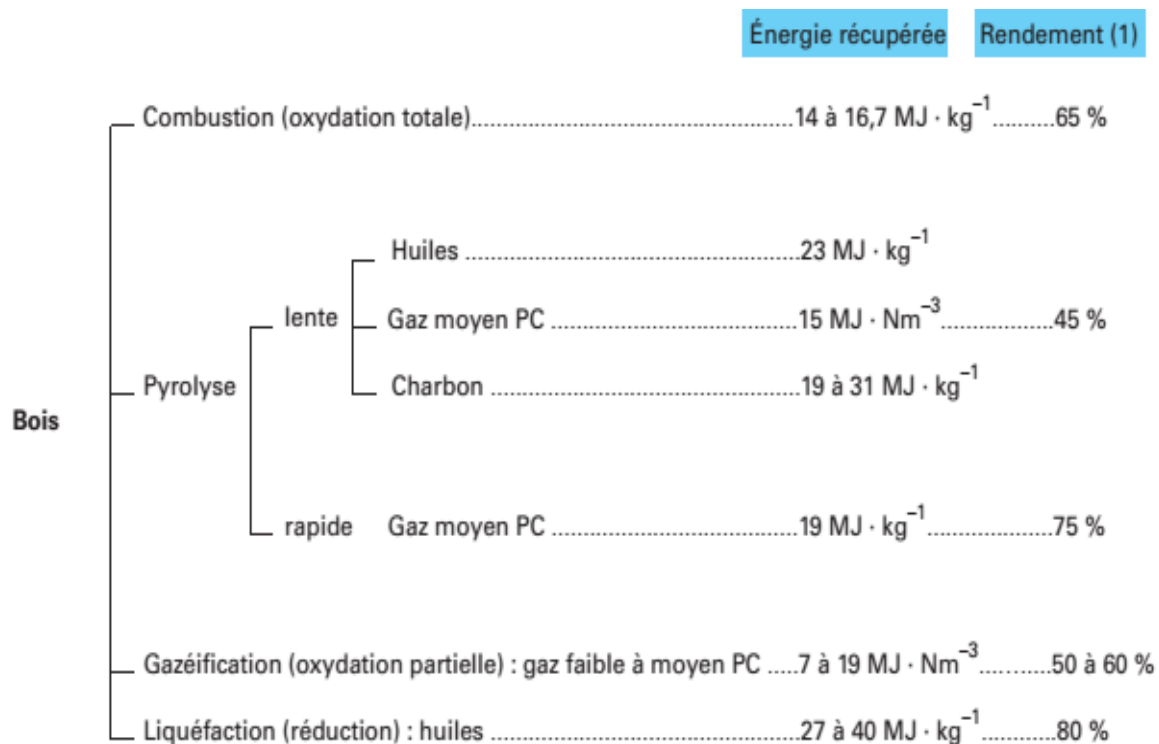
VI.5.1.4. Liquéfaction directe

Le bois est porté à des températures d'environ 400 °C, sous pression, dans un milieu

réducteur comme H_2 ou CO . Les produits sont un mélange de polymères qu'il est nécessaire de fractionner pour être utilisés le plus souvent en carburant liquide.

VI.5.1.5. Carbonisation

C'est une opération chimiquement analogue à la cokéfaction du charbon. La finalité est également la même : produire un solide combustible le plus carboné possible ne contenant pas de matières volatiles.



(1) Énergie initiale convertie en énergie récupérée déduction faite de l'énergie nécessaire au procédé

Figure V.2 : Différentes voies de valorisation énergétique du bois.

VI.5.2. Voies humides

VI.5.2.1. La fermentation méthanique

La fermentation méthanique est un mécanisme naturel dans les zones humides et marécageuses où les matières organiques sont transformées en méthane. La méthanisation est utilisée de manière industrielle dans les décharges où l'on traite les ordures ménagères et les boues provenant des stations d'épuration. Cette technique est aussi utilisée lors de la valorisation des déchets de l'agriculture, des industries agroalimentaires et de la papeterie.

• **La fermentation méthanique aérobie**, telle qu'elle se produit dans les décharges d'ordures à ciel ouvert contenant des déchets ménagers, est exothermique. Il faut rappeler que le méthane émis dans l'atmosphère est 21 fois plus nocif vis-à-vis de l'accroissement de l'effet de serre que le dioxyde de carbone.

• **La fermentation méthanique anaérobie** est au contraire endothermique. Elle se développe à l'abri de l'air en présence de matières organiques, sous l'action de micro-organismes spécifiques. On la réalise dans un réacteur fermé appelé digesteur. Elle conduit à la formation de biogaz et d'un résidu. Ce dernier peut être utilisé comme amendement des

sols, éventuellement comme aliment pour le bétail ou la pisciculture. Toutefois, selon la source, ces résidus peuvent contenir des métaux lourds et d'autres éléments toxiques. La fermentation méthanique permet en outre de dépolluer l'environnement en modifiant la nature des déchets organiques, en réduisant leur volume et en atténuant leur toxicité.

En tout état de cause, les conditions de valorisation reposent sur le taux de rentabilité interne du projet, la situation du site et les conditions de rétribution du client. Les utilisations sont variées : chaudière classique dont on a modifié les caractéristiques du brûleur, appareils de cuisson, moteurs à combustion interne, véhicules, etc.

VI.5.2.1. La fermentation alcoolique

La fermentation alcoolique n'est possible qu'avec certaines catégories de biomasse. La première étape est une hydrolyse enzymatique qui conduit à un sirop de sucre et des résidus. La fermentation se produit au cours de la deuxième étape grâce à des levures. La dernière étape est la distillation. C'est un processus coûteux en énergie, tout comme en investissement, le prix du distillateur étant de l'ordre de grandeur de celui du fermenteur. La biomasse utilisable est riche en glucides (amidon et sucres) et on peut aussi utiliser des résidus végétaux (rafles de maïs, par exemple).

Il existe de nombreuses espèces de levures utilisées pour la fermentation alcoolique. On peut parfois aussi mettre en œuvre des moisissures. L'alcool éthylique produit peut être utilisé comme biocarburant ou servir dans l'industrie chimique. La canne à sucre et la betterave sont des matières premières très intéressantes pour ce type de fermentation. Outre l'alcool, on obtient aussi un résidu solide, contenant les déchets végétaux, partiellement ou, non hydrolysés, et *les levures*, qui peut être utilisé pour l'alimentation animale.

VI.6. L'utilisation énergétique de la biomasse

VI.6.1. La production du biogaz

Le potentiel de production du biogaz dépend de nombreux facteurs comme, la nature des produits, les conditions de fonctionnement des installations, la température de réaction de la fermentation, du temps de séjour des matières actives dans les digesteurs, etc. Avec un même substrat de départ on peut donc constater une dispersion importante du rendement obtenu. Pour chaque type de matière organique, il est cependant possible d'établir un ordre de grandeur de la production de gaz. En Europe, la majeure partie de la production de biogaz provient de la valorisation des ressources industrielles (rejets industriels, unités de méthanisation) et collectives (boues des stations d'épurations, déchets municipaux, unités collectives de co-digestion ou décharges contrôlées) ainsi que l'agriculture qui représente pourtant le principal gisement potentiel pour la production de biogaz (les déjections générées chaque année par l'élevage bovins, porcins, ovins, équins, etc.) Une étude allemande consacrée à la production du biogaz agricole en fait ressortir divers avantages pour l'exploitant agricole :

La production locale de biogaz permet de diminuer les achats d'engrais minéraux tout en limitant les nuisances générées par l'épandage du lisier.

La production de biogaz renforce la structure rurale en assurant la sécurité de l'approvisionnement en énergie et en fertilisants, tout en diversifiant les revenus.

En matière d'impact environnemental la production de biogaz permet d'obtenir une énergie finale (de chaleur ou d'électricité) dont le bilan carbone est neutre tout en réduisant

les émissions de méthane. Ces avantages devraient favoriser le développement futur des installations de production de biogaz en milieu rural.

VI.6.2. La production d'électricité

On peut produire de l'électricité avec de la biomasse et la meilleure façon de le faire est d'utiliser un dispositif de cogénération qui permette également d'exploiter la chaleur produite.

La production d'électricité issue des énergies renouvelables représentait, en 2008, 18,7 % de la production mondiale d'énergie électrique dont 86,3 % issus de l'hydraulique. La biomasse (déchets compris) n'avait qu'une contribution de 5,9 %, soit moins de 1,1 % de la production électrique mondiale par quelque mode que ce soit. C'est presque 2 fois plus que l'éolien, 4 fois plus que la géothermie et 62 fois plus que le solaire. Cette production augmente régulièrement chaque année et ce sont les États-Unis qui fabriquent le plus d'électricité à partir de la biomasse avec près du tiers de ce qui est produit dans le monde. La production européenne est en pleine croissance, et l'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Espagne en sont les premiers moteurs. Des recherches sont menées actuellement sur la gazéification et la pyrolyse de la biomasse. Elles ont pour objectif d'aboutir à des centrales de forte puissance et à haut rendement (analogue à celui des centrales à gaz) pour produire de l'électricité.

VI.6.3. La production de chaleur

La production de chaleur est la plus importante utilisation énergétique de la biomasse. Le bois est la première source d'énergie renouvelable utilisée en Europe. En ce qui concerne les équipements de chauffage central, on distingue :

- Les chaudières à tirage naturel et combustion montante qui sont simples mais peu performantes, leur rendement étant compris entre 55 et 60 %;
- Les chaudières à tirage naturel et combustion horizontale dont le rendement est compris entre 65 et 70 % ;
- Les chaudières à combustion inversée et tirage forcé, dites chaudières « turbo », dont le rendement est compris entre 75 et 85 %.

Pour la moitié de l'humanité, la biomasse dite traditionnelle (bois, déchets végétaux, charbon de bois et bouses séchées) est la source principale d'énergie. Malheureusement, elle est souvent utilisée dans des foyers ouverts très polluants dont le rendement énergétique est faible (environ 10%). De plus, les déchets organiques bien que permettant de produire de la chaleur peuvent être à l'origine d'émanations toxiques lorsque des précautions ne sont pas prises.

VI.6.4. Les biocarburants

On peut produire des biocarburants à partir de la biomasse agricole si bien que ceux-ci peuvent être considérés comme une ressource renouvelable. Il n'est néanmoins pas possible, dans tous les pays, d'obtenir les quantités nécessaires pour remplacer les carburants issus du pétrole pour les transports. En effet, la surface des terres cultivables ne serait pas suffisante et il faudrait choisir entre manger et rouler tout en roulant beaucoup moins. Malgré cela, il est important de produire des biocarburants car cela réduit d'autant la dépendance au pétrole. De plus, en dehors de leur coût intrinsèque, il faut prendre en compte le fait qu'à leur production sont associés des emplois.

On peut classer les biocarburants en deux grandes familles selon leur origine : ceux

produits à partir de **substrats lipidiques** (huiles végétales purifiées ou estérifiées) et ceux produits à partir de **substrats glucidiques** (éthanol, méthanol, butanol, etc.) qui peuvent être obtenus à partir de bois, de paille, de plantes annuelles ou de déchets de bois, par des moyens de séparation de fibres, d'hydrolyse enzymatique et de fermentation. On parle alors de carburants de première génération.

La production de biocarburants nécessite de l'énergie : transports, engrais, processus de transformation, etc. Le choix de la culture dédiée aux biocarburants est donc important pour optimiser les rendements. Les biocarburants sont encore trop chers par rapport aux combustibles issus du pétrole, si bien qu'ils ne sont pas compétitifs en l'absence de subventions ou de diminution des taxes sur les carburants fabriqués à partir de la biomasse.

L'intérêt des biocarburants est qu'ils permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre puisqu'une grande partie du dioxyde de carbone émis lors de leur combustion a été absorbée pendant leur croissance. Ils ne contiennent pas de plomb et leur teneur en soufre est extrêmement réduite. Ils ne contiennent pas non plus d'hydrocarbures aromatiques mais peuvent conduire à la formation d'aldéhydes. Par contre, comme ils contiennent de l'oxygène, ils ont tendance à produire des oxydes d'azote et ceci peut s'avérer un frein à une large utilisation, car ils pourraient ne plus satisfaire certaines normes de la directive européenne sur les carburants.

Les principaux biocarburants fabriqués sont : *L'éthanol*, *L'éthyle ter-butyle éther (ETBE)*, *Les esters méthyliques d'huiles végétales (EMHV)*.

VI.6.5. Les carburants de synthèse

Il est possible de fabriquer des carburants de synthèse à partir de la biomasse, après gazéification préalable à l'eau. On parle de carburants de seconde génération. Ceci pourrait se révéler dans l'avenir une filière intéressante lorsque le pétrole sera plus cher qu'aujourd'hui. Il s'agit de partir de la biomasse lignocellulosique pour fournir l'énergie nécessaire pour certaines réactions. Ces carburants de synthèse, dépourvus de soufre et de composés aromatiques, peuvent être utilisés tels quels dans les moteurs thermiques des véhicules, ce qui constitue un avantage considérable par rapport à d'autres filières de substitution au pétrole.

VI.7. La biomasse marine

L'exploitation de la biomasse marine est aussi une voie pour fabriquer des biocarburants. Il s'agit d'utiliser des micro-algues pour produire du biodiesel. Le rendement est d'un ordre de grandeur supérieur à celui des plantes cultivées sur la terre et la production n'entre pas en compétition avec la biomasse alimentaire. La récolte d'algues peut être continue, il y a entre 200000 et 1 million d'espèces d'algues différentes dont certaines adaptées à des milieux extrêmes. Plusieurs types de micro-algues peuvent produire de l'huile avec un rendement bien supérieur à celui des cultures faites sur terre ferme.

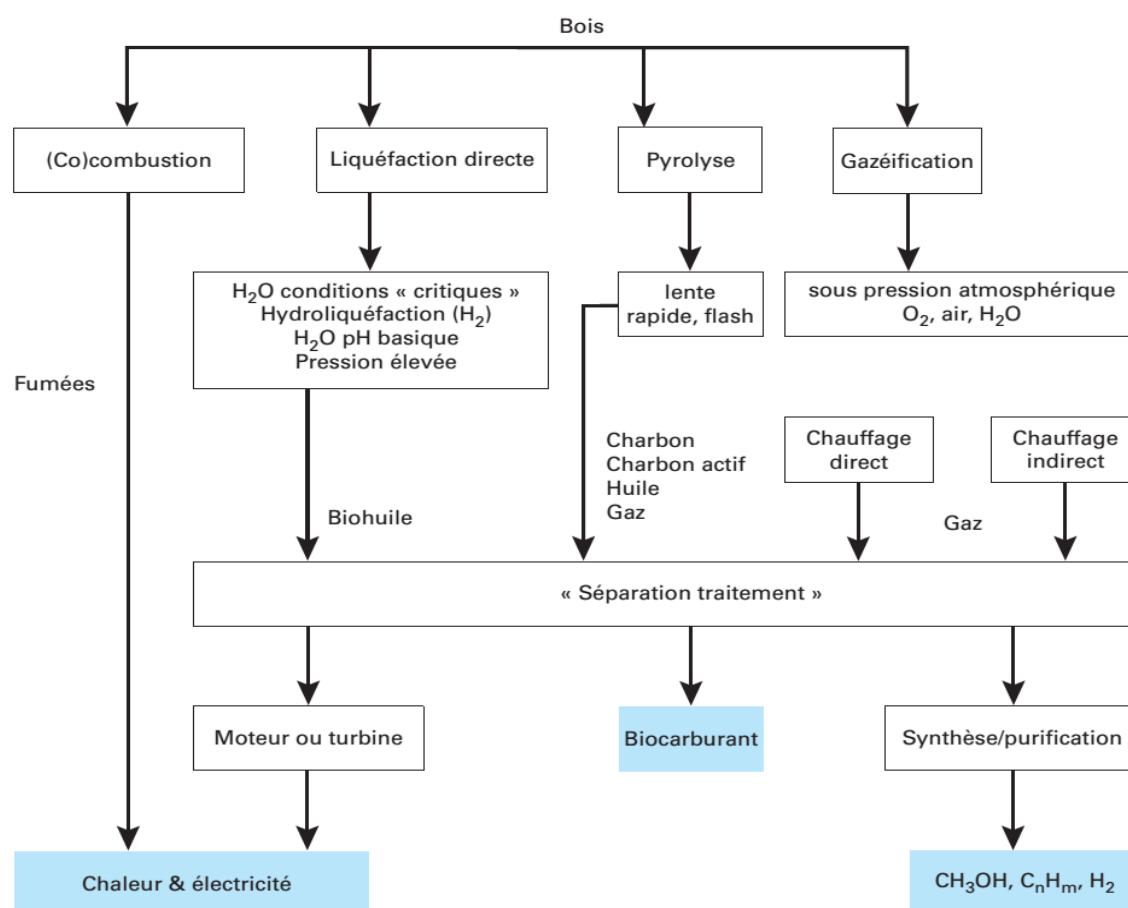
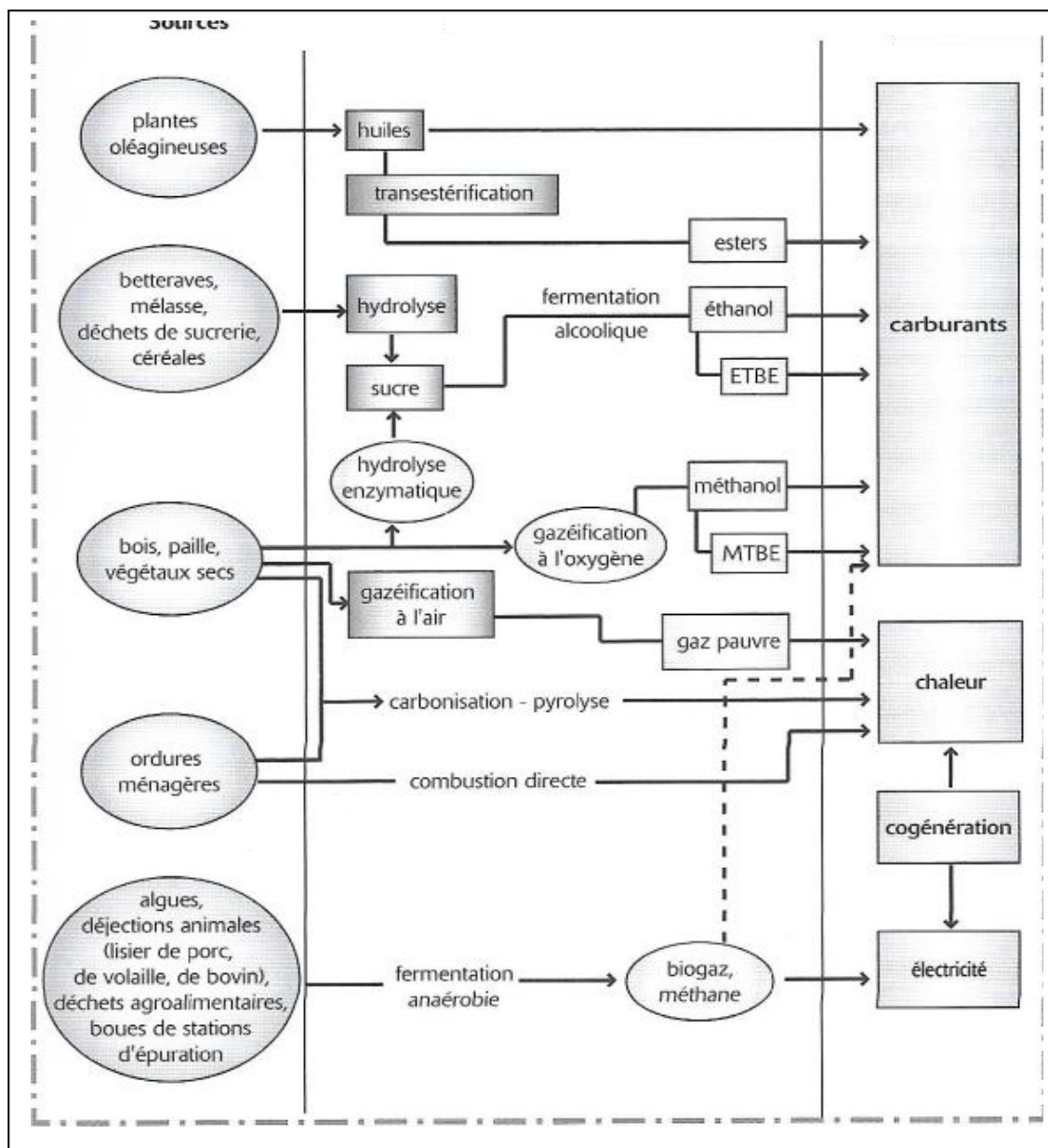


Figure VI.3 : Synthèse des différents flux de matières mis en jeu dans les principaux procédés de valorisation énergétique par voie thermique du bois.

Tableau VI.2 : Paramètres des différents procédés de valorisation énergétique du bois.

Procédé	Température	Atmosphère	Produits	Rendement (1) (%)
Combustion	> 900 °C	O ₂ (air)	CO ₂ + H ₂ O + N ₂ + cendres à traiter	~ 65
Pyrolyse	< 700 °C	Gaz inerte ou faible pression	Charbon + goudrons + gaz (pourcentages liés aux paramètres de pyrolyse)	~ 45
Gazéification par pyrolyse rapide	> 700 °C	Gaz inerte ou faible pression	Gaz (CO, H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ ...) + faibles quantités charbon (procédés autothermiques)	~ 75
Gazéification	> 800 °C	Air ou H ₂ O vapeur	Gaz (H ₂ , CO, CO ₂ , CH ₄ , N ₂) + cendres à traiter	50 à 60
BTL Biomass to Liquid	1 000 à 1 200 °C	Gazéification haute pression	Bio Diesel et Fuel LINDE (FT synthesis) et AXENS (fuel synthesis)	~ 45
Méthanol	1 000 à 1 200 °C	Gazéification haute pression	Synthèse du méthanol	?
Liquéfaction par pyrolyse rapide	< 550 °C	Faible pression	Liquide visqueux (phénols)	~ 75
Liquéfaction directe	300 à 350 °C Slurry in water	CO/H ₂ 12 à 20 MPa	Liquide visqueux (phénols) non soluble dans l'eau	~ 80
Hydrothermal Upgrading (HTU) (2)	300 à 350 °C Eau liquide	12 à 18 MPa (120 à 180 bar)	45 % en masse Bio crude	70 à 90
Solvolyse dans phénols ou alcools	300 à 350 °C	12 à 20 MPa	Liquides de haute viscosité (phénols) non solubles dans l'eau	?

(1) rendement = contenu énergétique des produits/contenu énergétique du bois.
 (2) procédé abandonné.



VI.8. Conclusion

La biomasse est l'énergie la plus ancienne mais aussi une énergie d'avenir C'est un bon moyen de stocker de l'énergie solaire pour pouvoir en disposer à tout moment. Elle permet de produire de l'électricité, de la chaleur et de fabriquer des biocarburants.

Les biocarburants sont un bon moyen de concentrer l'énergie solaire pour l'utiliser sous un volume plus réduit dans les véhicules. Il reste néanmoins de nombreux problèmes à résoudre pour mieux utiliser la biomasse, en particulier celui lié à l'utilisation des produits lignocellulosiques qui permettraient d'élargir l'éventail des possibilités. Tout comme le charbon, dont les réserves sont considérables comparées à celles du pétrole et du gaz, la biomasse est appelée à jouer un rôle de plus en plus important dans le bilan énergétique. Toutefois, à la différence du charbon, qui sera épuisé dans quelques siècles, la biomasse est une énergie renouvelable pour autant qu'on l'exploite de façon durable.

Dans le futur ; il sera important de valoriser tous les atomes de carbone contenus dans la biomasse. A long terme, celle-ci devrait devenir la source principale de carbone organique avec la raréfaction des combustibles fossiles.

CHAPITRE VII

La géothermie

Chapitre VII : La géothermie

VII.1. Introduction

L'histoire de la géothermie est étroitement liée à celle de la création du globe terrestre, puis de ses changements progressifs. Notre planète a ainsi connu d'extraordinaires métamorphoses, surtout dans la première partie de sa formation. C'est à cette période que la terre s'est structurée progressivement en différentes couches sphériques concentriques.

La géothermie est l'énergie thermique contenue dans la terre. Elle est disponible sur l'ensemble de la planète. Le flux de chaleur et l'énergie stockée dans la croûte terrestre font que les ressources géothermiques sont quasi illimitées et renouvelables lorsqu'elles sont convenablement exploitées. Les verrous technologiques et économiques qui limitaient jusqu'à ce jour l'accès à certaines de ces ressources ont, pour la plupart, trouvé des solutions pertinentes qui permettent aujourd'hui un développement rapide.

VII.2. De la géologie à la géothermie

L'énergie thermique contenue dans la terre, ou géothermie, a deux origines 10 % proviennent : du refroidissement du noyau terrestre, et 90 % de la radioactivité des atomes fissibles contenus dans les roches (uranium, thorium, etc.)

Pour étendre les applications de la géothermie, une bonne connaissance du sous-sol est indispensable. Celle-ci s'acquiert par des études géologiques, quelquefois aidées par la recherche pétrolière qui multiplie ses forages. C'est ainsi qu'ont été déterminées des zones plus ou moins favorables à l'exploitation géothermique, en particulier par les valeurs du gradient thermique, la perméabilité des formations rocheuses et la présence de zones aquifères.

Le gradient thermique, ou géothermal, s'élève en moyenne à 3,3 °C par 100 mètres sur la planète, avec un flux d'énergie thermique de 60 mW/m². C'est ce flux qui conduit la chaleur à la surface de la terre. Il est à noter que dans les zones volcaniques, généralement à la limite des plaques tectoniques, ces gradients peuvent atteindre 30 °C/100 m. Les gradients les plus élevés sont évidemment favorables à des installations géothermiques, mais même de faibles valeurs peuvent être exploitées !

Une autre caractéristique importante est la perméabilité des roches qui permet la circulation des fluides servant à véhiculer la chaleur.

VII.3. Gisements et ressources géothermales

La chaleur terrestre n'est en principe exploitable que lorsque les formations géologiques qui constituent le sous-sol renferment des aquifères dans lesquels circule un fluide géothermal. Le fluide présent, et qui s'est réchauffé au contact des roches, peut alors être capté au moyen de forages. On véhicule ainsi la chaleur emmagasinée des profondeurs vers la surface pour ensuite l'exploiter. C'est la raison pour laquelle on parle de ressources géothermales ou de gisement géothermal.

VII.3.1. Gisement géothermal

Un gisement géothermal est constitué de trois éléments principaux : une source de chaleur ; une roche réservoir ; un fluide.

La source de chaleur peut être soit simplement le flux thermique terrestre local, soit une intrusion magmatique à très haute température (> 600 °C), relativement proche de la

surface (quelques kilomètres seulement).

Le réservoir est une formation rocheuse perméable, appelée aussi aquifère, et dans laquelle doit circuler un fluide. La perméabilité est soit :

- une perméabilité de pores (le fluide géothermal imprègne les pores de la roche dans lesquels il circule : cas du calcaire, du grès etc.) ;
- une perméabilité de fractures ou de fissures (le fluide géothermal circule dans la roche fracturée ou fissurée : cas du granite par exemple).

Le fluide se présente, selon la température et la pression dans le réservoir, soit sous forme de vapeur, soit sous forme de liquide ou soit sous la forme d'un mélange des deux. Les fluides géothermaux sont le plus souvent des eaux « météoriques » (eau de pluie, généralement) qui ont pénétré et circulé dans la croûte terrestre parfois pendant des milliers d'années et se sont réchauffées au contact des roches. Ils contiennent des éléments chimiques dissous (sels minéraux, gaz) acquis au cours de la circulation du fluide au contact de la roche réservoir.

VII.3.2. Types de gisements géothermaux

Les gisements géothermaux peuvent être classés selon leur typologie géologique, leur niveau de température, l'utilisation du fluide géothermal en surface. Cependant, température et utilisation sont très liées car le niveau de température du fluide extractible d'un gisement géothermal conditionne le type d'utilisation possible (figure VII.1).

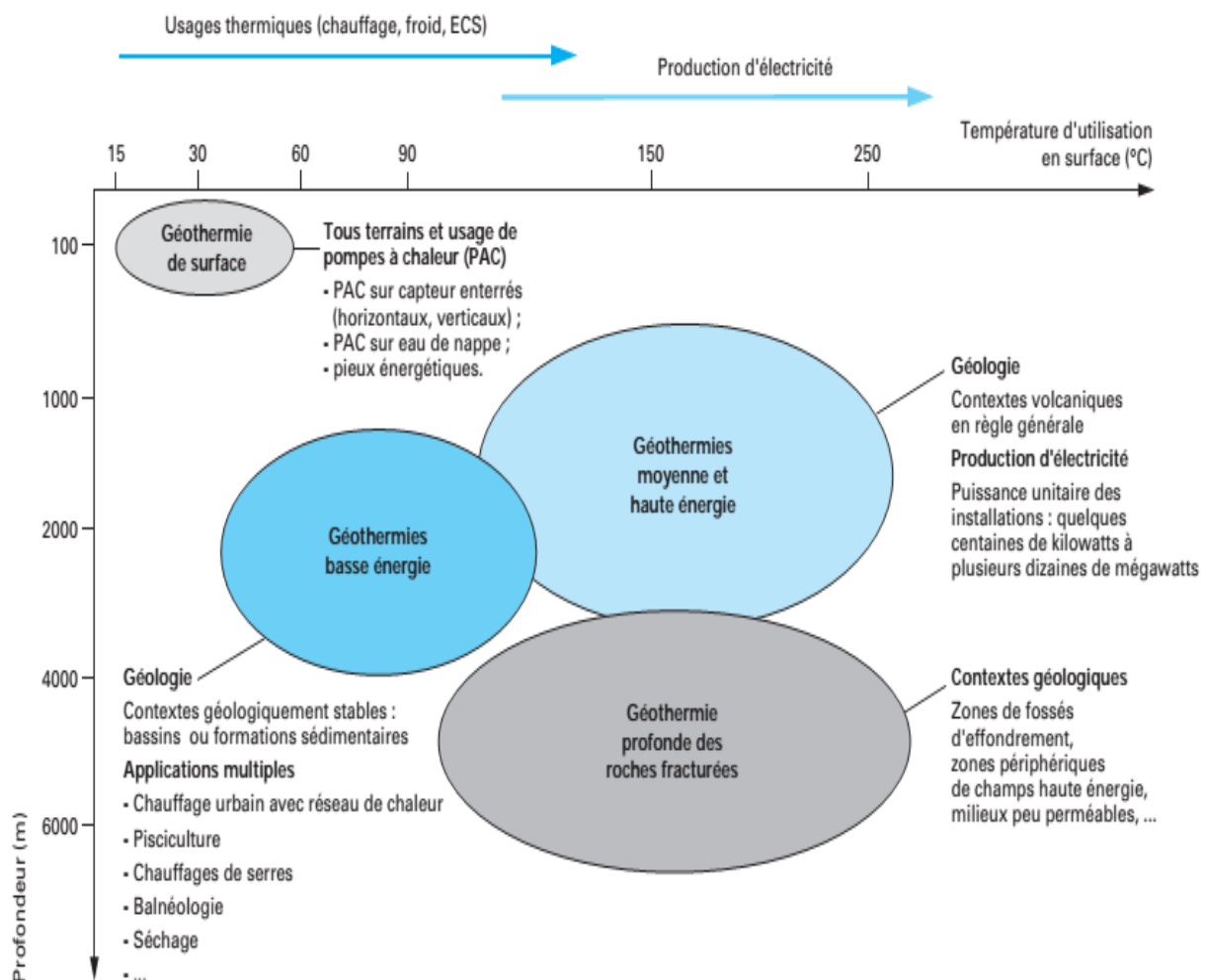


Figure VII.1 : Représentation schématique des différentes catégories de géothermie.

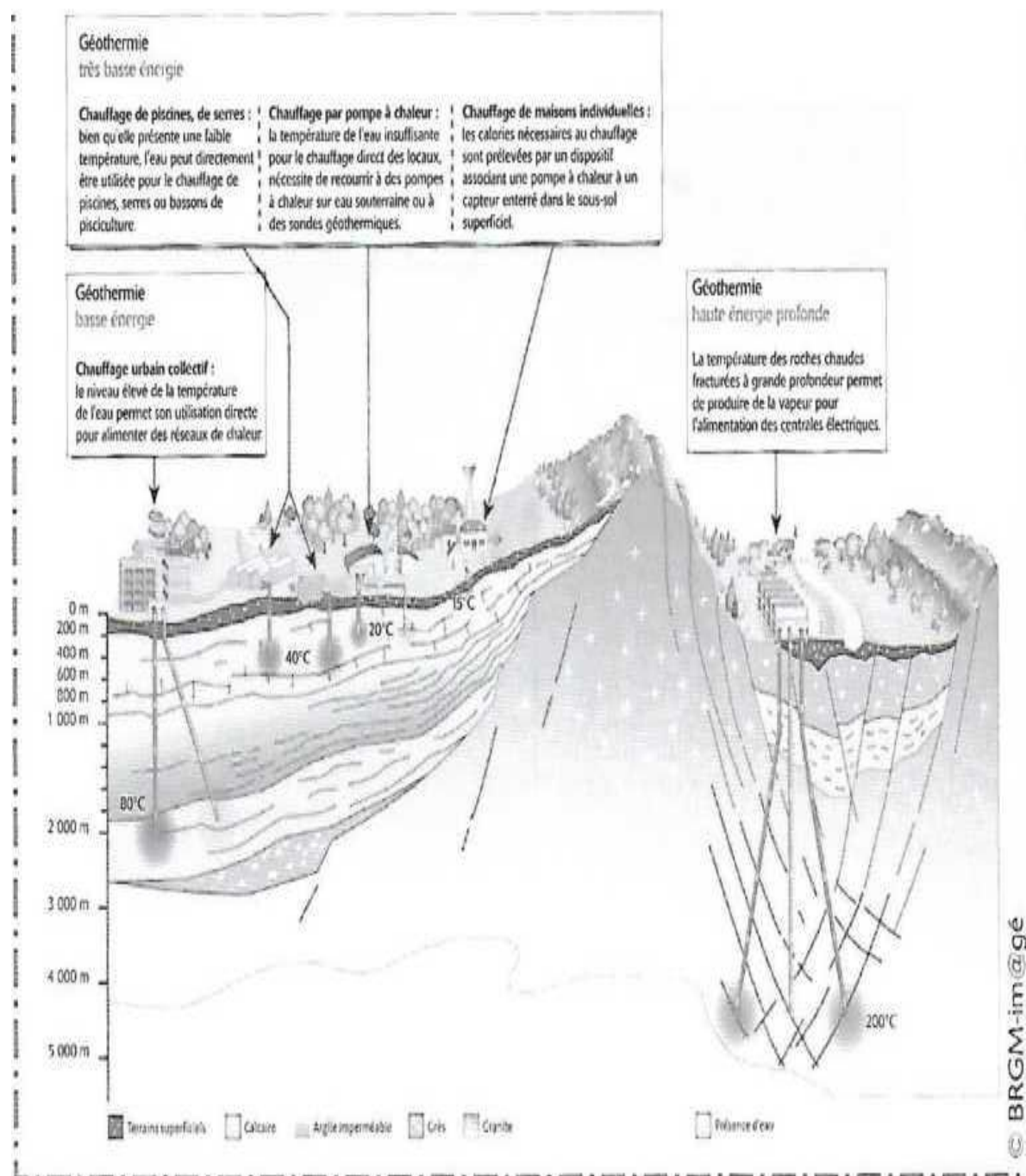


Figure VII.2 : Représentation des différentes catégories de géothermie.

VII.3.2.1. Gisements en zones géologiquement stables ou calmes

Dans les grands bassins sédimentaires, la succession des terrains montre la présence fréquente de couches poreuses et perméables (calcaires, grès, conglomérats, sables etc.) contenant des aquifères. La densité de flux thermique est en général faible ($0,060 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$) et la température du fluide géothermal peut être comprise entre 50 et 100 °C pour des profondeurs de l'ordre de 1000 à 2000 m. Ces gisements sont de grande extension. Ils offrent généralement une grande continuité horizontale, ce qui permet d'extrapoler les données connues en un site à d'autres sites voisins. Leur exploitation est essentiellement à usages thermiques (chauffage d'habitations, de serres agricoles, pisciculture, utilisation dans des processus industriels etc.) ; on parle alors de géothermie basse énergie ou basse enthalpie.

Plus près de la surface, des nappes aquifères peu profondes (de quelques mètres à moins d'une centaine de mètres de profondeur) dont la température est comprise entre 10 et

20 °C peuvent être également exploitées au moyen de pompes à chaleur, généralement pour le chauffage et/ou la climatisation d'immeubles. C'est le domaine de la géothermie très basse énergie.

VII.3.2.2. Gisements en zones géologiquement actives

Dans les régions à volcanisme récent ou actuel, le gradient géothermal peut être élevé (par exemple, 20 °K par 100 m) en raison d'intrusions magmatiques pénétrant la croûte terrestre jusqu'à des profondeurs proches de la surface (moins de 5 km). C'est dans ces régions que l'on peut trouver, à des profondeurs comprises entre 500 et 1500 m, des gisements dits de haute énergie (ou haute enthalpie) ou gisements hyperthermiques.

Les fluides géothermaux qu'ils renferment atteignent des températures de l'ordre de 220 °C à 350 °C. Ils se présentent sous forme de vapeur sèche ou de vapeur humide (mélange d'eau et de vapeur) et leur valorisation s'effectue par production d'électricité : la vapeur géothermale extraite est détendue directement dans une turbine.

Les mêmes terrains volcaniques, mais un peu moins chauds (gradients de 5 à 10 K par 100 m) peuvent donner lieu à des gisements dits de moyenne énergie. Les ressources géothermales se présentent alors sous forme d'eau chaude dont la température est comprise entre 90 °C et 180 °C. Elles peuvent être exploitées pour des usages thermiques, mais elles le sont plus généralement pour de la production d'électricité.

VII.3.2.3. Roches peu ou pas perméables

La plupart des formations rocheuses qui constituent la croûte terrestre sont peu ou pas perméables, c'est-à-dire qu'elles ne renferment pas d'eau en quantité suffisante pour permettre, par le biais de forages, l'extraction de la chaleur contenue dans le sous sol. En l'absence de fluide naturel, deux voies restent toutefois possibles pour permettre cette extraction :

- installer dans le sol à faible profondeur des capteurs enterrés (réseaux de tubes) dans lequel va circuler, en circuit fermé, un fluide caloporteur. La chaleur captée est alors transférée par le biais d'une pompe à chaleur au milieu à chauffer. C'est le domaine de la géothermie de surface ou de la géothermie des pompes à chaleur dites « à capteurs enterrés » ;
- recréer les conditions d'existence de réservoirs géothermiques naturels (par fracturation hydraulique de formations rocheuses peu perméables, afin d'en augmenter la perméabilité) dans lesquels serait injectée depuis la surface de l'eau qui serait ensuite récupérée chaude après son passage dans le réservoir créé. C'est le domaine de la géothermie profonde des roches fracturées. En théorie, ce concept est assez simple à mettre en œuvre. Il s'agit dans un premier temps d'accroître la perméabilité de formations rocheuses peu ou pas perméables, situées à une profondeur suffisante pour obtenir des températures intéressantes, en fracturant la roche par injection d'eau sous très forte pression, dans un ou plusieurs forages. Un réseau de fractures suffisamment dense et étendu étant ainsi créé, il suffit alors dans un second temps d'y faire circuler de l'eau depuis la surface pour qu'elle se réchauffe au contact des roches et de récupérer ensuite cette eau réchauffée pour l'utiliser à des fins de production d'électricité ou de chauffage.

VII.4. Utilisations des ressources géothermales

La température de la ressource est l'élément déterminant pour les applications envisageables à partir de la chaleur géothermale. Le diagramme de la figure VI.2 distingue, entre 20 et 200 °C, deux grandes catégories d'applications, les applications thermiques

jusqu'à environ 110 à 120 °C et la production d'électricité à partir de 120 °C.

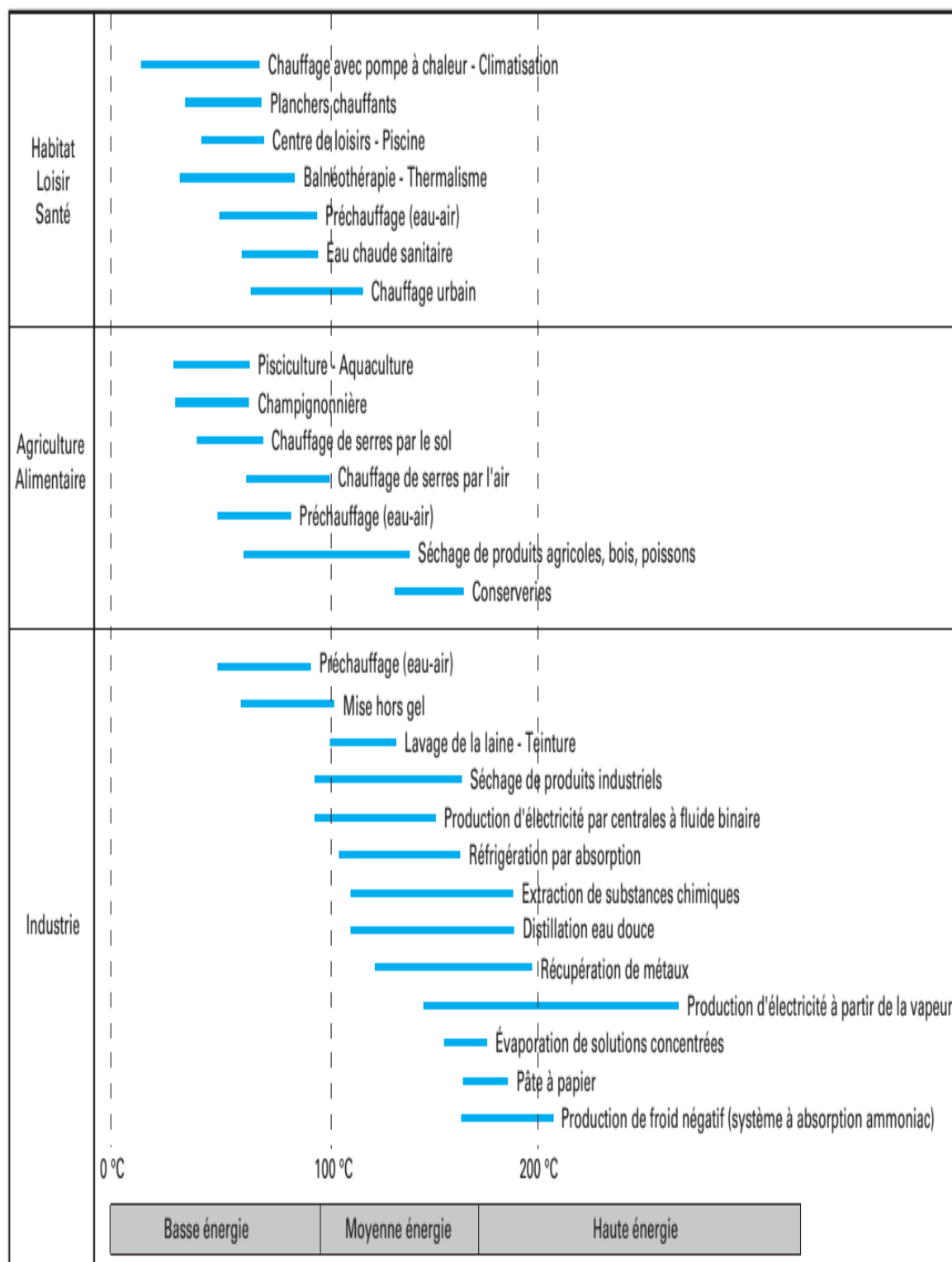


Figure VII.3 Principales utilisations de la géothermie en fonction de la température.

VII.4.1. Production d'électricité

La production d'électricité d'origine géothermale s'effectue selon deux modes. On distingue ainsi les centrales géothermiques avec cycle à vapeur d'eau, où le fluide géothermal est directement utilisé pour produire de l'électricité par détente dans une turbine de sa fraction vapeur, et les centrales géothermiques à fluide binaire, technique par laquelle le fluide géothermal cède préalablement son contenu énergétique à un second fluide qui est ensuite utilisé pour assurer la conversion thermoélectrique de l'énergie reçue.

VII.4.1.1. Centrales avec cycles à vapeur d'eau

Ces centrales sont réservées à l'exploitation de ressources géothermales dont la température au réservoir est supérieure à au moins 200 °C. Elles font appel à deux techniques différentes : l'échappement libre ; la condensation.

VII.4.1.2. Centrales à fluide binaire

Contrairement aux technologies précédentes, où la ressource géothermale se présentait en surface sous la forme d'un mélange diphasique eau-vapeur, celle-ci est maintenue sous pression par le biais d'une pompe immergée placée dans le puits, ce qui permet de la garder constamment en phase liquide. En surface, le liquide géothermal extrait est amené dans un échangeur de chaleur où il cède une partie de son énergie à un fluide organique (alcane, fluorocarbène, ammoniac etc) appelé fluide de travail, qui se vaporise (pour une pression identique, ce type de fluide présente la particularité de se vaporiser à des températures plus basses que celle de l'eau par exemple). Les vapeurs produites sont ensuite détendues dans une turbine puis condensées au contact du circuit d'eau de refroidissement d'un condenseur. Le liquide obtenu est alors renvoyé à l'échangeur, par l'intermédiaire d'une pompe pour effectuer un nouveau cycle (vaporisation, détente, condensation, pressurisation). Le fluide de travail évolue donc en circuit fermé. Les centrales de ce type sont de taille unitaire plus modeste (quelques centaines de kilowatts à quelques mégawatts) sachant que l'on peut toujours sur un site mettre en parallèle plusieurs unités afin d'atteindre une capacité de production électrique importante, si la ressource géothermale disponible le permet.

VII.4.1.3. Centrales géothermiques à cycles combinés

Ces centrales géothermiques associent les deux technologies décrites ci-dessus. Les effluents de la centrale à condensation sont valorisés par une centrale à fluide binaire. Cette combinaison des deux techniques permet d'épuiser thermiquement au mieux la ressource géothermale exploitée.

VII.4.2. Usages thermiques

La chaleur ne supportant pas économiquement le transport lointain, cette production énergétique s'adresse à des usages devant être localisés à proximité de la source (quelques kilomètres au plus). Les usages thermiques de la géothermie sont très nombreux, parmi ceux-ci, on cite les principaux.

VII.4.2.1. Chauffage des bâtiments

Le chauffage des habitations, par l'intermédiaire de réseaux de chaleur, est, par exemple, le premier poste d'utilisation de la géothermie en France. C'est un secteur important pour quelques pays dans lesquels existent des ressources à proximité de zones largement urbanisées, comme en France dans la région parisienne ou à Reykjavik en Islande.

VII.4.2.2. Chauffage de serres

Le chauffage des serres constitue une cible privilégiée pour la géothermie dans la mesure où les besoins en énergie y sont élevés. Ainsi sous nos latitudes, il faut en moyenne 200 t de fioul par hectare et par an pour les cultures maraîchères et environ 400 t/(hectare.an) pour les cultures florales; la croissance optimale des plantes est fonction de la température et varie selon le type de culture – par exemple, l'optimum de croissance s'obtient à 14 °C pour la laitue, 20 °C pour la tomate, 28 °C pour le concombre.

VII.4.2.3. Chauffage de bassins de pisciculture ou d'aquaculture

La pisciculture est une application bien adaptée à la géothermie. Une augmentation de la température de quelques degrés et surtout son maintien à un niveau constant produit un accroissement du métabolisme chez les poissons et les crustacés. De plus, pour les animaux de nos climats qui passent durant l'hiver par un stade de repos physiologique, le maintien dans une eau chaude aura pour conséquence de prolonger toute l'année leur possibilité de croissance.

VII.4.2.4. Usages industriels

Une majorité des usages directs industriels mentionnés sur la figure VI.2 a lieu entre 100 °C et 200 °C, à cheval sur les domaines de la géothermie moyenne et haute énergie. Parmi ces usages directs, on trouve : le lavage de la laine, le séchage de produits industriels (minéraux), l'extraction de substances chimiques (récupération des tanins, séparation de l'or dans les minerais), la récupération de sous-produits géothermiques (soufre, silice, gaz carbonique), l'évaporation de solutions concentrées (production d'eau douce par dessalement de l'eau de mer), la fabrication de pâte à papier.

Au-dessous de 100 °C, la géothermie peut aussi être utilisée dans des process de fabrication (secteur de la malterie et de la brasserie, par exemple), pour le séchage du bois, de produits agricoles ou de poissons. Le préchauffage de fluides (eau, air) dont la température continue d'être relevée dans une chaudière à partir d'autres énergies (fioul, charbon, etc.) est aussi quelquefois utilisé.

Enfin, la mise hors gel de grandes surfaces (aéroports, routes et ponts) comme par exemple en Autriche, aux États-Unis ou en Italie constitue aussi une application intéressante de la géothermie.

VII.4.2.4. Production de froid

Paradoxalement, il est possible de produire du froid à partir de chaleur. On utilise pour cela des groupes frigorifiques à absorption. Pour fonctionner, ces systèmes nécessitent une source de chaleur qui peut être une ressource géothermale dont la température est supérieure à 100 °C. Deux sortes de cycles sont utilisés : pour les applications nécessitant du froid négatif, c'est-à-dire pour des températures inférieures à 0 °C, on utilise des cycles à ammoniac-eau. Pour les applications de réfrigération ou de climatisation, les cycles eau-bromure de lithium sont les plus efficaces. Des applications existent en Chine et aux États-Unis, utilisant l'un et l'autre principe.

VII.4.3 Utilisation de pompes à chaleur pour le chauffage et/ou la climatisation de locaux

L'utilisation de ressources géothermales dont la température est inférieure à 30 °C (cas des nappes superficielles ou nappes phréatiques et des nappes peu profondes), on parle alors de géothermie très basse énergie, nécessite généralement l'emploi de pompes à chaleur. Une pompe à chaleur est un système thermodynamique qui permet de prélever de la chaleur à bas niveau de température (cas des ressources géothermales précédemment citées) pour la transférer dans un autre milieu à un niveau de température plus élevé. On assure ainsi, par exemple, le chauffage de locaux (figure VII.4). Mais une pompe à chaleur peut aussi fonctionner dans l'autre sens par inversion de son cycle thermodynamique grâce à l'adjonction d'une vanne à quatre voies, on parle dans ce cas de pompe à chaleur réversible.

Le sens de fonctionnement étant inversé, les locaux précédemment chauffés peuvent alors être refroidis (extraction des calories à l'intérieur des locaux et rejet à l'extérieur).

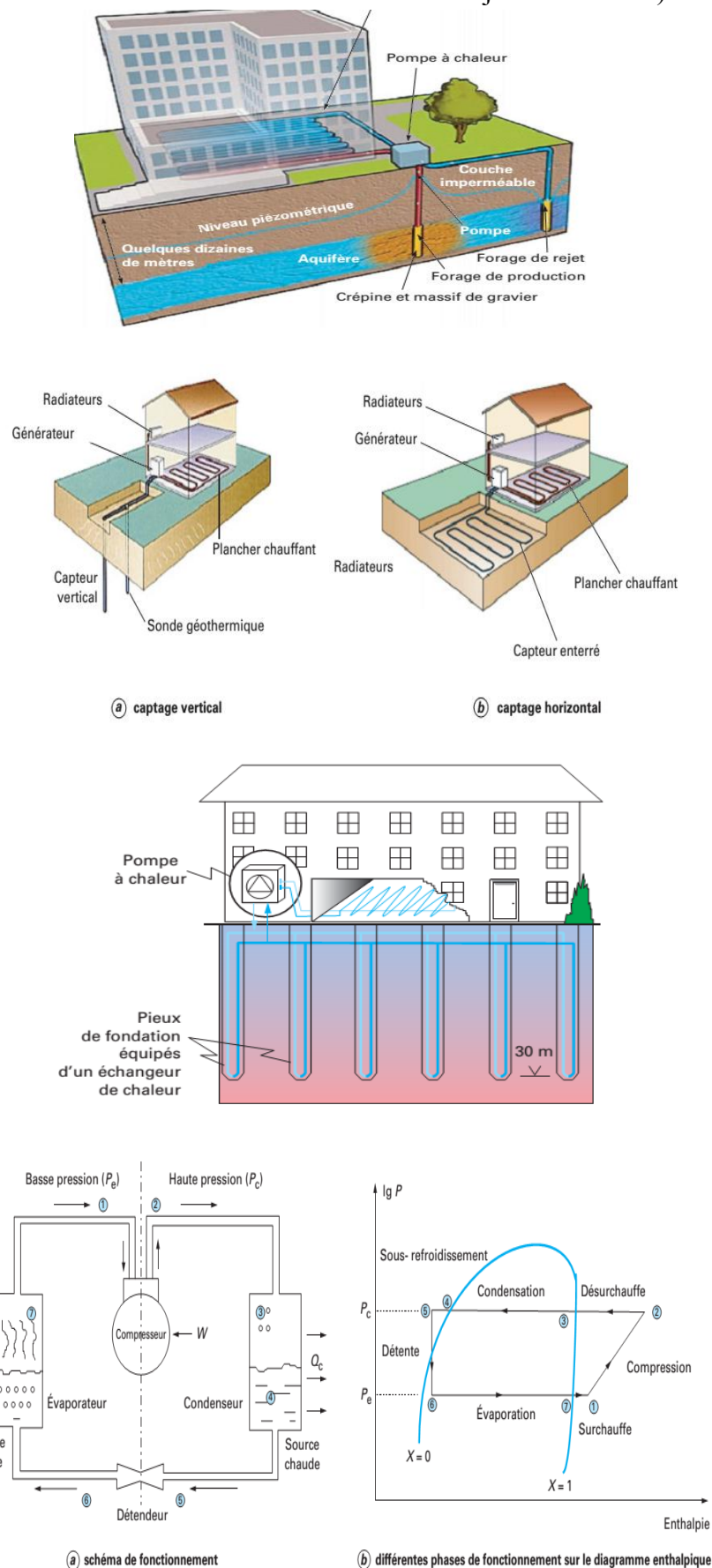


Figure VII.4 : Quelques exemples de dispositifs d'exploitation du sous-sol par pompe à chaleur associés à son schéma de fonctionnement et diagramme enthalpique.

VII.5. L'intérêt de la géothermie

Bien que la chaleur soit difficilement transportable sur de grandes distances, les usages possibles de la géothermie à faible température demeurent multiples. Ils découlent de l'analyse conjointe des caractéristiques de la ressource et des besoins des usagers, complétée par l'analyse économique, la prise en compte des aspects environnementaux et la volonté de développement local.

Le premier attrait de la géothermie réside dans la régularité de sa mise en œuvre qui la destine particulièrement à la production en base (disponibilités généralement comprises entre 80 et 90 %), insensible aux éléments extérieurs. Ainsi le taux de charge annuel mondial moyen des centrales géothermiques produisant de l'électricité s'établit-il à environ 70 %. On peut avantageusement le comparer au taux de disponibilité moyen des générateurs captant des flux intermittents, tels que l'éolien ou le solaire.

Le deuxième attrait de la géothermie est son caractère écologique. Une exploitation géothermique produit peu de rejets. En ce qui concerne le CO₂, la quantité moyenne émise dans l'atmosphère par une centrale géothermoélectrique (estimation faite sur 73 % du parc mondial) est de 55 g/kWh, soit environ 10 % de l'émission d'une centrale au gaz naturel. De plus, la généralisation du recours aux techniques de réinjection des fluides géothermaux dans les réservoirs dont ils sont issus permet de ramener les niveaux d'émission en gaz à effet de serre à des valeurs quasi nulles, tout en ménageant des conditions de gestion de réservoir optimales.

Il est à noter que les marges de développement de la géothermie conventionnelle, dans l'état des techniques actuellement mises en œuvre, sont encore importantes. Certains pays, dotés de ressources de qualité, ont su déjà mettre en valeur ce potentiel. Les Philippines produisent ainsi à ce jour 21,5 % de leur électricité par géothermie. Plusieurs pays en voie de développement, notamment en Amérique centrale et en Afrique orientale, pourraient satisfaire, par géothermie et à moyen terme, une part importante de leurs besoins en électricité.

VII.8. Conclusion

La géothermie est bien une énergie du développement durable et de nombreuses raisons justifient sa prise en compte dans les projets énergétiques. Elle est une source d'énergie indigène et respectueuse de l'environnement. Elle n'engendre dans l'atmosphère ni déchets, ni substances polluantes, ni dioxyde de carbone. De plus, elle est disponible en permanence. Elle ne dépend pas des conditions climatiques ni saisons. Et c'est une énergie durable : elle peut satisfaire les besoins de la génération actuelle, sans conséquences négatives pour les générations futures. Elle peut répondre à des besoins de production électrique, de chauffage et de climatisation

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] : A. Slaoui, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8578 V2, 2013.
- [2] : A. Slaoui, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8579 V3, 2016.
- [3] : A. Ferrière, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8903 V1, 2018.
- [4] : A. Babarit, H. Mouslim, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8570 V1, 2013.
- [5] : D. Lefebvre, J. M Noël, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8585 V2, 2017.
- [6] : E. Iacona, J. Taine, B. Tamain, Les enjeux de l'énergie, Après Fukushima, Editions Dunod, 2012.
- [7] : F. Broust, P. Girard, L. Van De Steene, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, RE110 V2, 2013.
- [8] : G. Flamant, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8849 V1, 2018.
- [9] : H. Nifenecker, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8584 V1, 2014.
- [10] : J. Bonal, P. Rossetti, Energies alternatives, Collection Ecrin, 2011.
- [11] : J. Ruer, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8571 V1, 2013.
- [12] : L. Freris, D. Infield, Les énergies renouvelables pour la production d'électricité, Editions Dunod, 2019.
- [13] : M. Sayed Mouchaweh, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, MT9286 V1, 2018.
- [14] : P. Mathis, Les énergies : Comprendre les enjeux, Editions QUAÉ, 2011.
- [15] : P. Laplaige, J. Lemale, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8590 V2, 2018.
- [16] : P. Laplaige, J. Lemale, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8591 V1, 2010.
- [17] : P. Laplaige, J. Lemale, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8592 V1, 2010.
- [18] : P. Laplaige, J. Lemale, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8593 V1, 2010.
- [19] : R. Bonnefille, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8572 V1, 2013.
- [20] : X. Deglise, A. Donnot, Techniques de l'Ingénieur, Énergies, Ressources énergétiques et stockage, BE8535 V2, 2017.