

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Univ2 Batna
Dept de mécanique

1^{ère} année master énergie renouvelable.

Polycopié de cours.

Titre : Energies Renouvelables (Recommandations et normalisations).

Préparé par : **Brahim Boukhrouf.**
Année universitaire 2020/2021.

Table de matières

Avant propos.....	6
Chapitre I : Les sources d'énergies renouvelables	8
Introduction	8
Contexte actuel	8
Energies dans le monde.....	8
Energies fossiles et impacts environnementaux.....	8
Le passage de l'ère du pétrole au post pétrole	10
Définition des Energies renouvelables, exploitation [03], [04].....	11
Les différents types d'énergies renouvelables.....	13
L'énergie solaire	13
L'énergie éolienne	14
L'énergie hydraulique	14
La géothermie	15
Le biogaz.....	15
La biomasse.....	15
L'énergie marémotrice	16
Les énergies renouvelables en Algérie [06]	16
Potentiel d'énergie solaire en Algérie [06].....	17
Potentiel L'énergie éolienne en Algérie [06].....	19
Potentiel de l'énergie géothermique (07)	22
Potentiel de l'hydroélectricité [08]	23
Le Potentiel de la Biomasse	24
Chapitre II : Energie Solaire.....	26
Introduction.....	26
Généralités sur l'énergie solaire [09], [10].....	26
Unités utilisées.....	28
L'énergie solaire dans l'espace (hors atmosphère)	28
Gisement solaire disponible à la surface de la terre.....	29
Paramètres de position [11]	30
Trajectoire du soleil	31
Choix de l'orientation des modules.....	31
Choix de l'inclinaison des modules	32

L'Énergie Solaire Photovoltaïque [12], [13]	33
Evolution de l'électricité photovoltaïque [12], [13], [10]	33
Synthèse des cellules photovoltaïques [09], [10]	34
Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque [14]	37
Les caractéristiques	38
La Jonction PN utilisée comme un Capteur [12], [13], [10]	38
Le générateur photovoltaïque	43
Modélisation d'un champ PV [18]	51
Association des cellules PV [20]	51
Protections classiques d'un GPV [13], [19]	54
Processus de fabrication des modules photovoltaïques au silicium	56
Les systèmes PV	56
Energies solaire thermique	61
Qu'est-ce qu'un capteur solaire?	61
Types et usage des capteurs solaires	61
Le capteur plan	62
Capteur à tubes évacués	64
Capteur non vitré	65
Fonctionnement d'une installation solaire	67
Chapitre III : l'énergie éolienne	72
Introduction	73
Caractérisation des éoliennes	73
Histoire des éoliennes [25]	73
Descriptif d'une éolienne	74
Les différents types d'éoliennes	75
Principaux composants d'une éolienne	77
Système de régulation et de protection de l'éolienne	79
Système de freinage manuel	80
Système de freinage automatique	80
Les génératrices d'éoliennes à vitesse variable	82
Eolienne à vitesse fixe	82
Eolienne à vitesse variable	82
Système utilisant une génératrice synchrone	84

Système utilisant une génératrice asynchrone.....	84
Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation.....	85
Modélisation mathématique de la turbine éolienne.....	86
Modèle aérodynamique.....	87
Modèle de la partie mécanique.....	88
Stratégie de commande de la turbine éolienne.....	89
Extraction du maximum de la puissance du vent.....	89
Configuration des pales [34].....	95
Cut-in Speed/Cut out speed [34].....	96
Etude préliminaire de mécanique des fluides.....	97
Interaction Pale/Vent [34].....	99
Chapitre IV : Le biogaz des déchets.....	104
Déchets.....	105
Définition.....	105
Types de déchets.....	105
BIOGAZ.....	106
Définition.....	106
Les sources du biogaz.....	106
Mécanisme de production du biogaz.....	107
Mouvement et drainage du biogaz.....	110
Pourquoi s'occuper du biogaz de décharge ?.....	112
Biogaz, une solution énergétique.....	113
Exploitation des déchets.....	113
Procédés de traitement du biogaz.....	114
Traitements primaires.....	114
Traitements secondaires :.....	115
Principaux modes de valorisation du biogaz.....	115
Condition de valorisation:.....	115
Les différents types de valorisation.....	116
Avantage de la valorisation du biogaz.....	121
Inconvénients et craintes induits par la méthanisation [52].....	121
Chapitre V : Énergie hydraulique.....	124
Introduction.....	126

Principe [53]	124
Le Fonctionnement D'une Centrale Hydroélectrique [54].....	124
Les infrastructures hydrauliques	125
Les barrages [55]	125
Différents type de barrage [55]	127
Nécessité d'un évacuateur de crue [55].....	132
L'énergie hydroélectrique [55]	133
Le rôle de l'énergie hydroélectrique dans le bouquet énergétique	133
Puissance, chute et débit des centrales hydroélectriques.....	134
Classement des centrales en fonction de leur chute et de leur mode de Fonctionnement [55]	135
Les différentes centrales hydrauliques [56].....	139
Les centrales au fil de l'eau	139
Les centrales à accumulation [57]	140
Chapitre VI : Les batteries et les piles à combustible	143
Les batteries.....	143
Introduction.....	143
Historique	143
Place de l'accumulateur au plomb aujourd'hui.....	143
Elément, accumulateur et batterie	145
Constitution de la batterie au plomb [63].....	145
Familles technologiques de la batterie au plomb	150
Principe de fonctionnement de l'accumulateur au plomb ouvert	152
Les batteries Lithium-ion (Li-ion).....	157
Les batteries au lithium-ion polymère (Li-po)	158
Les batteries Nickel-Cadmium (Ni-Cd)	158
Comparaison des batteries existantes adaptées à l'énergie solaire	159
Problèmes liés aux batteries	159
Solutions.....	160
Dimensionnement du stockage.....	160
Conclusion	162
LA PILE À COMBUSTIBLE	163
Histoire de la pile à combustible	164

Fonctionnement de la pile à combustible et différents types	165
Production d'Hydrogène	176
Stockage de l'hydrogène	181
Applications	185

Avant propos

Un des grands challenges qui menacent la vie future de l'humanité est la pollution, l'eau et l'énergie. Ces deux derniers sont considérés comme l'élément porteur de toute civilisation. Pour cette raison, l'homme de l'âge moderne doit rationaliser leur utilisation et se trouve dans l'obligation de découvrir des solutions alternatives capables de remédier la situation actuelle de pollution d'eau, d'atmosphère qui est généré essentiellement des rejets d'industrialisation, de transport ainsi que d'usage domestique.

Nous avons assisté ces dernières décennies au phénomène de réchauffement climatique qui a engendré de sérieux dangers sur la terre. Ce phénomène a trainé la planète dans l'instabilité climatique accompagnée par des catastrophes naturelles (la température élevée, les éruptions volcaniques, les tremblements de terre, les inondations, les ouragans...etc.). Cette perturbation du climat ou « l'effet de serre » est dû à la quantité importante du CO₂ émis dans l'atmosphère. Ajoutant au problème des gaz nocifs émis, les spécialistes se soucient aussi des réserves des énergies fossiles (gaz et pétrole) qui tendent vers l'épuisement.

Le monde actuel cherche à trouver des solutions pour réduire la quantité de CO₂ dans l'air par l'utilisation de plusieurs méthodes innovantes. Ainsi, beaucoup de techniques ont été inventé pour minimiser ces émissions comme la liquéfaction du CO₂, et l'enterrement de ce gaz au niveau des usines du forage. Sur le plan politique la délivrance d'impôt pour la quantité du CO₂ émise s'avère une solution qui peut réguler les rejets des gaz à effet de serre. Les nouvelles stratégies pour réduire ce gaz penche vers la substitution de l'énergie fossile utilisé par l'utilisation de l'énergie renouvelable. Pour préserver la première (pétrole, gaz...etc.) de l'épuisement et bénéficier des bienfaits de la deuxième qui est considérée comme une énergie propre.

Dans ce support de cours concernant les énergies renouvelables nous allons exposer des généralités sur les différents types des énergies renouvelables avec leurs principes de fonctionnement et les différentes techniques utilisées.

Ce travail a été effectué à base de la collecte de données précises et ciblés afin de faciliter la compréhension aux étudiants.

Chapitre I : Les sources d'énergies renouvelables

I. Les sources d'énergies renouvelables

Introduction

Avec l'épuisement progressif des énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, houille, etc.), les énergies renouvelables (éolienne, hydraulique, géothermique, solaire, biomasse...) se développent de plus en plus. Elles ont le double avantage d'utiliser des flux inépuisables d'énergie naturelle (soleil, vent, eau, bois, etc.) et de ne pas, ou peu, nuire à l'environnement. Ce type d'énergie ne couvre encore que 20% de la consommation mondiale d'électricité. Nous notons que l'hydroélectricité existe depuis près d'un siècle et constitue environ 16 % de la production mondiale d'électricité et représente 92,5% de l'électricité issue des énergies renouvelables (biomasse 5,5%, géothermie 1,5%, éolien 0,5 % et le solaire 0,05 %). [01]

Contexte actuel

Energies dans le monde

Débutant avec la révolution industrielle, le taux de gaz carbonique dans l'atmosphère a commencé à s'accroître avec l'utilisation à grande échelle du pétrole comme source principale d'énergie. Au cours des dernières décennies, le rythme s'est accéléré avec l'industrialisation de nombreux pays. En effet, l'humanité consomme actuellement trente fois plus d'énergie qu'il y a un siècle [02].

Par ailleurs, l'utilisation de carburants d'origine fossile pose deux problèmes majeurs : celui du rejet de CO_2 dans l'atmosphère, qui est un gaz à effet de serre et celui du prélèvement de ressources non renouvelables, passible de l'épuisement. Ces deux problèmes représentent aujourd'hui des enjeux importants pour les gouvernements des pays industrialisés et pour des grands organismes internationaux.

Energies fossiles et impacts environnementaux

Le $XX^{ème}$ siècle a connu le plus grand réchauffement jamais enregistré depuis au moins un millénaire. Les causes ne sont pas tant à rechercher dans la nature que dans la concentration dans l'atmosphère en CO_2 et des autres gaz dus à l'activité humaine. Même si certaines divergences existent, la communauté scientifique est d'accord sur le fait que l'aggravation de l'effet de serre dû à l'activité humaine joue un rôle de premier rang dans les changements climatiques actuels. De plus, on s'attend à ce que les gaz à effet de serre et la température continuent à augmenter dans les années à venir.

a. Le mécanisme de l'effet de serre

Même si actuellement l'effet de serre est associé au réchauffement climatique, il est initialement un phénomène naturel indispensable à la vie sur Terre. Cet effet de serre permet à l'atmosphère terrestre de se maintenir à une température moyenne de +15°C. Sans lui, la température moyenne à la surface de la Terre serait de -18°C, toute l'eau serait de glace et il n'y aurait probablement pas de vie sur Terre.

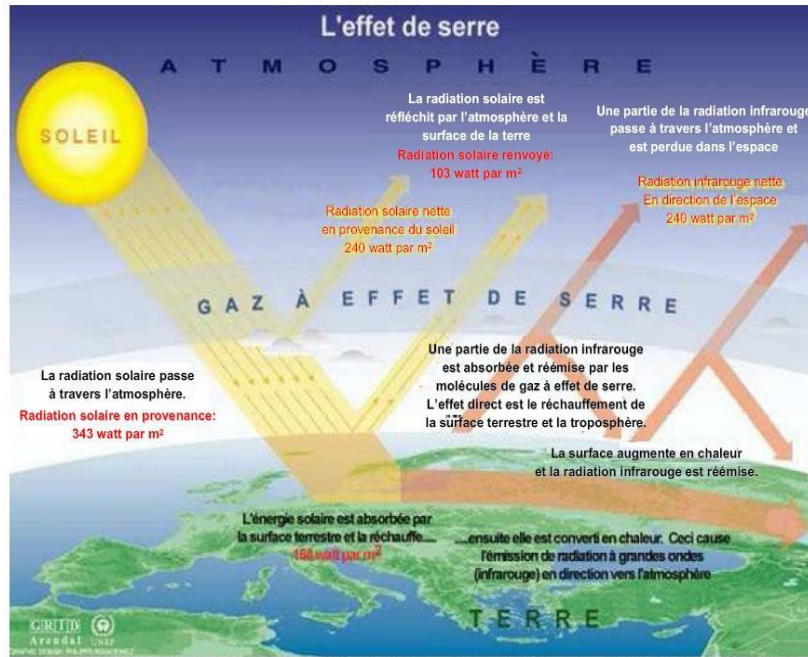


Figure I-1: Schéma explicatif de l'effet de serre

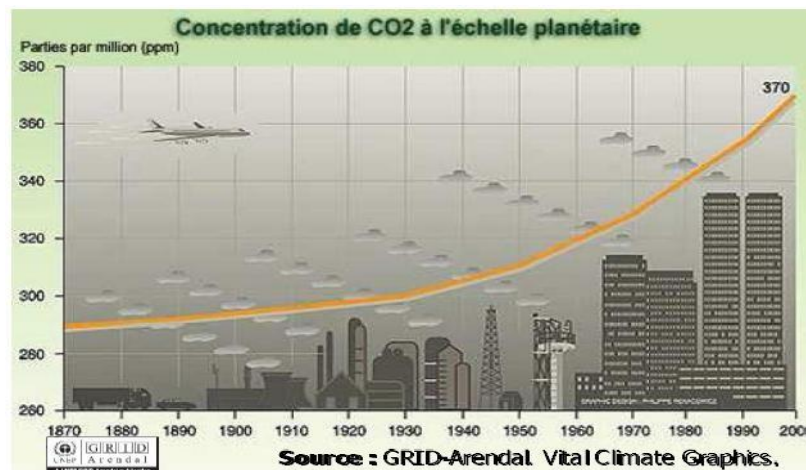


Figure I-2: Concentration de CO₂ à l'échelle planétaire

Source : United Nations Environment Programme, GRID-Arendal, Vital Climate Change Graphics 2005

La Fig.1.7 présente le principe de fonctionnement de l'effet de serre. La terre reçoit une grande quantité d'énergie du soleil. Elle absorbe une partie de cette énergie et se réchauffe réémettant ensuite de la chaleur par l'intermédiaire des rayons infrarouges. Sans les gaz dits « à effet de serre », qui interceptent une partie de ces infrarouges émis par la Terre, toute cette chaleur serait renvoyée dans l'espace.

Les gaz à effet de serre sont naturellement très peu abondants. Mais du fait de l'activité humaine, depuis la révolution industrielle, la concentration de ces gaz dans l'atmosphère s'est sensiblement modifiée. Ainsi, la concentration en CO_2 , principal gaz à effet de serre, a augmenté d'environ 35% depuis l'ère préindustrielle 280ppm, atteignant maintenant 380ppm (pour l'année 2005) comme présenté sur la Fig.1.4. Les trois quarts de CO_2 de ces dernières années sont dus la combustion fossile de charbon, de pétrole ou de gaz.

Les effets combinés de tout gaz à effet de serre équivalent aujourd'hui à une augmentation de 50% de CO_2 . Ce surplus artificiel d'effet de serre, appelé « l'effet de serre additionnel », retient dans l'atmosphère une plus grande quantité de rayonnement infrarouge provoquant un réchauffement du climat.

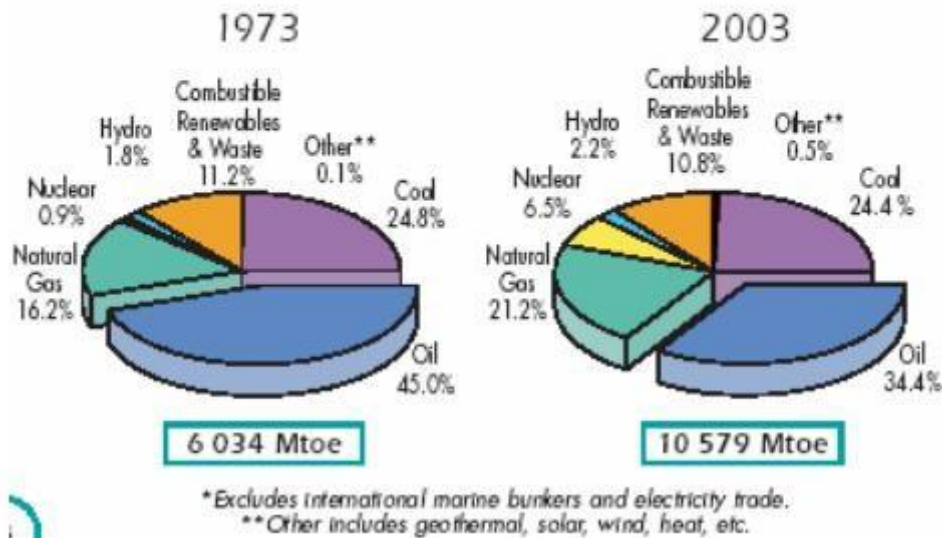
Le passage de l'ère du pétrole au post pétrole

Par leur nature, les ressources fossiles sont limitées et épuisable. Leur épuisement parviendra d'autant plus vite que la consommation est grande. La situation actuelle devient fortement préoccupante du fait de l'approche du pic de production avec une demande qui ne cesse de croître. En effet, le pétrole commencera à manquer lorsque la production ne pourra plus suivre la consommation.

Ces considérations sur l'état de la production du pétrole imposent une diversification de la production d'énergie et un changement technologique majeur dans tous les domaines. Ainsi, un intérêt croissant est porté aux énergies renouvelables et nucléaires.

Production par type d'énergie

1973 and 2003 Fuel Shares of TPES*



Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables.

Définition des Energies renouvelables, exploitation [03], [04] :

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires.

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateaux à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire.

Mais dans les pays industrialisés, dès le XIX^{ème} siècle, elles furent progressivement marginalisées au profit d'autres sources d'énergie que l'on pensait plus prometteuses. Dès lors, la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les

limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire.

Les chocs pétroliers successifs depuis les années 70 ont démontré les risques économiques et géopolitiques de la production d'énergie reposant sur l'exploitation des ressources fossiles, dont les réserves sont mal réparties et épuisables. De plus, une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles à y accéder.

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

- Elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
- Elles sont inépuisables ;
- Elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ;
- Elles offrent une importante indépendance énergétique.

La production d'électricité renouvelable a atteint 3810.3 TWh en 2009, soit 19.1% de la production d'électricité mondiale.

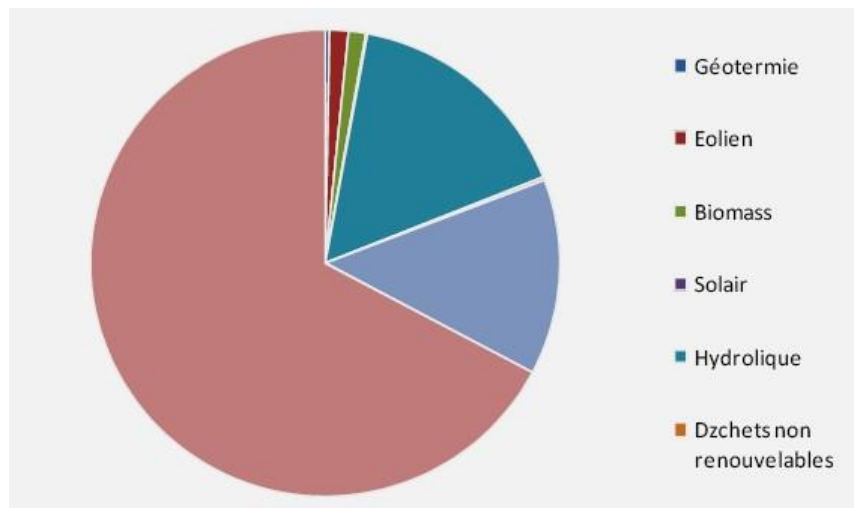


Figure I-3: Structure de la production d'électricité 2009. [05]

Les différents types d'énergies renouvelables

L'énergie solaire

Transformation de l'énergie solaire en électricité ou en chaleur à partir de panneaux ou de capteurs solaires. Le soleil, principale source des différentes formes d'énergies renouvelables disponibles sur terre.

Il existe deux types

a. L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque convertit directement le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en électricité. Elle utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules solaires ou de photopiles qui réalisent cette transformation d'énergie.



Figure I-3: Module photovoltaïque

b. L'énergie solaire thermique

Elle est radicalement différente de l'énergie solaire photovoltaïque, elle, produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge afin de chauffer de l'eau ou de l'air. On utilise dans ce cas des capteurs thermiques qui relèvent d'une toute autre technologie.

Dans le langage courant, ce sont des « chauffe eau solaires » ou des « capteurs à air chaud ».

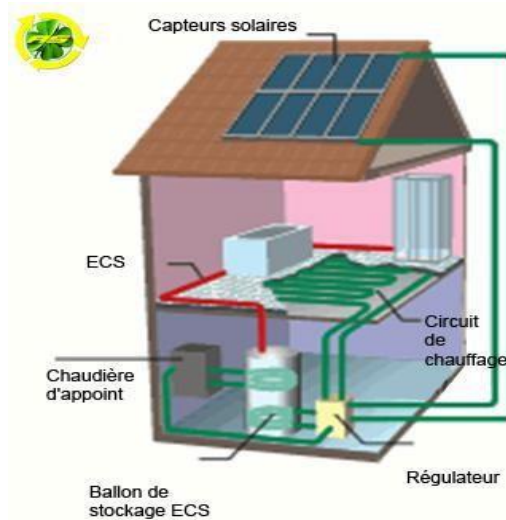


Figure I-4: Chauffe eau solaire

c. L'énergie solaire thermodynamique

Il y a aussi ce qu'on appelle l'énergie solaire thermodynamique, qui fonctionne sur le principe de concentration des rayons solaires au moyen des miroirs galbés, en un foyer placé sur une tour qui emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme mécanique à l'aide d'une turbine à vapeur par exemple.



Figure I-5: Tour solaire

L'énergie éolienne:

C'est une énergie produite par le vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur ou un moulin à vent.



Figure I-6: éolienne

L'énergie hydraulique

Utilisant des cours d'eau pour produire d'électricité.



La géothermie

Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol. La plus grande partie de la chaleur de la terre est produite par la radioactivité naturelle des roches qui constituent la croûte terrestre.

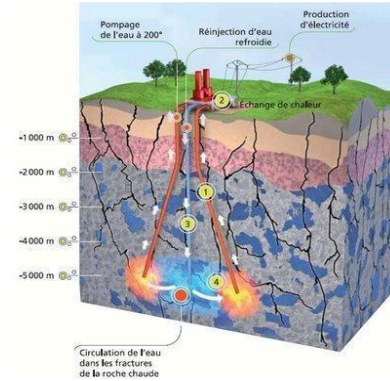


Figure I-8: Centrale géothermique de Nesjavellir en Islande.

Le biogaz

Utilisation de l'énergie générée par la combustion du gaz méthane collecté et produit par les déchets organiques parvenant de l'agriculture et des décharges industrielles.

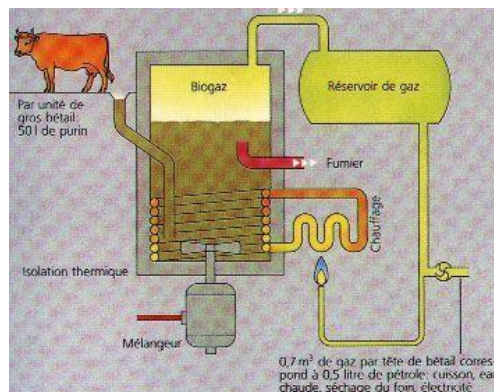


Figure I-9: Le principe du biogaz

La biomasse

Il s'agit d'énergie stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse, et exploitée par combustion (bois et autre biocarburants). Elle est considérée comme renouvelable si on admet que les quantités brûlées n'excèdent pas les quantités produites.

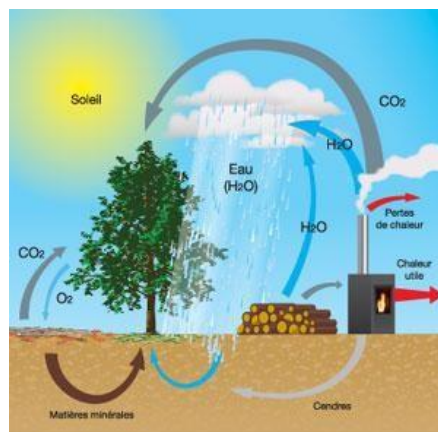


Figure I-40: Le principe de La biomasse

L'énergie marémotrice

L'énergie des vagues (marée haute, marée basse), transformée en énergie électrique.



Figure I-51: Le principe de la marémotrice

Les énergies renouvelables en Algérie [06]

Ces dernières années, l'Algérie a amorcé une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables. Cette vision s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

Potentiel d'énergie solaire en Algérie [06]

De par sa situation géographique l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les **2000 heures** annuellement et peut atteindre les **3900 heures** (hauts plateaux et Sahara) L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national soit près de **1700KWh/m/an** au Nord et **2263 kWh/m/an** au Sud du pays.

Tableau 1-1: Potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh /m ² /an)	1700	19000	2650

La distribution de l'énergie reçue en Algérie, en moyenne annuelle, est donnée par la figure ci-dessous. Elle présente les différents niveaux énergétiques qui donnent ainsi un découpage du pays en régions isoénergétiques.

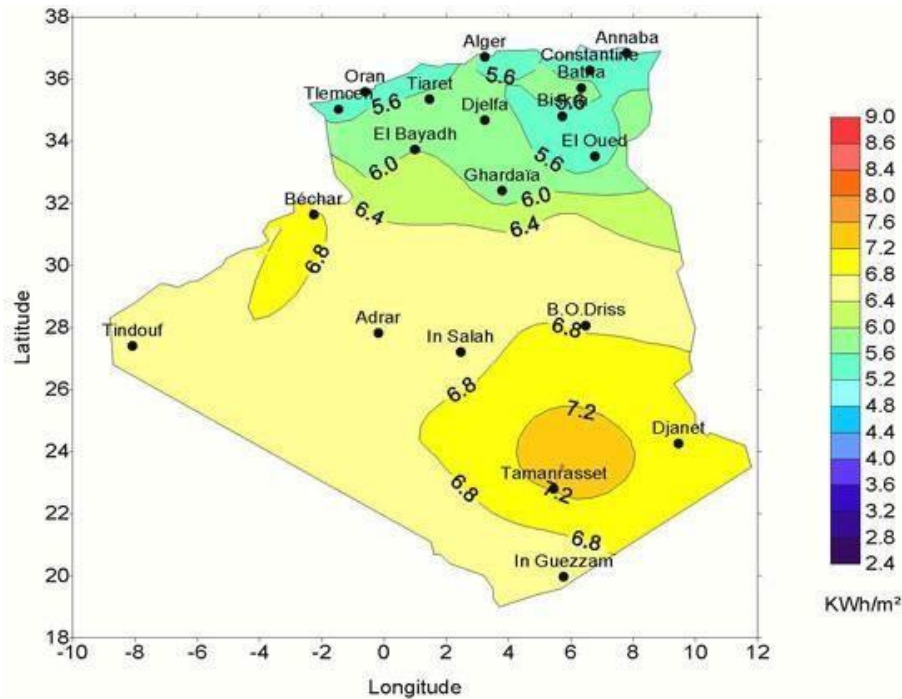


Figure I-62: Moyenne annuelle de l'énergie reçue en Algérie

Le programme national de développement des énergies renouvelables (EnR), adopté en 2011 puis révisé en 2015, ambitionne d'atteindre, à l'horizon 2030, une puissance totale de 22000 Mégawatts (MW) dédiés à la seule consommation locale. Il prévoit, pour cela, de mettre en œuvre un large éventail de filières technologiques où le photovoltaïque (PV) et l'éolien se taillent la part du lion avec respectivement 13575 MW et 5010 MW, le reste étant réparti entre le thermo-solaire (CSP), la biomasse, la cogénération et la géothermie.

Le nombre de ces filières répond au souci de ne ménager aucun moyen ni effort pour produire le maximum d'électricité renouvelable en vue de compenser au mieux le déficit en énergie fossile qui s'annonce. L'électricité étant l'unique produit que chacune d'elles génère, elles peuvent par conséquent se trouver en compétition l'une contre l'autre au lieu de se compléter. Surtout lorsque deux ou plusieurs d'entre-elles sont respectivement alimentées par deux ou plusieurs champs énergétiques superposés dans la même zone. Dans ce cas, elles ne pourront pas normalement coexister car un choix économique s'imposera pour sélectionner la plus rentable.

C'est ce qui peut se produire avec les deux principales filières du programme national de développement des EnR en gardant à l'esprit que le même raisonnement peut s'étendre aux autres filières.

Potentiel L'énergie éolienne en Algérie [06]

Suite à la révision du programme national en 2015, la part de l'énergie éolienne a été rehaussée de 2000 MW à 5010 MW et occupe désormais la seconde place derrière le photovoltaïque, loin devant les autres filières. L'importance accordée à l'éolien est certainement due à l'amélioration considérable des coûts moyens du kilowatt/heure (kWh) qui sont, après ceux de la géothermie, les plus bas du renouvelable. L'Energy Information Administration (EIA), organisme du Département US de l'Energie, prévoit qu'en 2022 les coûts moyens (en \$ de 2015) seront comme suit :

- kWh conventionnel : \$0,0726
- kWh géothermique \$0,0423
- kWh éolien : \$0,0736
- kWh photovoltaïque : \$0,1253
- -kWh thermo-solaire CSP : \$0,239

Ceci dit, il ne faut pas perdre de vue que ces coûts ont été obtenus à l'étranger dans des pays qui maîtrisent parfaitement la technologie et où les vents atteignent de grandes vitesses avec des moyennes annuelles dépassant souvent les 9 mètres/seconde (m/s). Le coût de l'éolien sera donc autrement plus élevé en Algérie où les vents sont plutôt modérés avec un maximum annuel moyen ne dépassant pas environ 6 m/s sur l'essentiel du territoire national. Sans compter le manque d'expérience malgré la réalisation récente d'un pilote éolien de 10 MW dans la région d'Adrar.

Pour bien comprendre l'importance de la vitesse des vents, il faut savoir que le rendement électrique des éoliennes varie en fonction du cube de la vitesse. Ainsi, lorsque la vitesse double, par exemple de 5 m/s à 10 m/s, la quantité d'électricité produite est multipliée par 8 et non pas par deux. Les coûts du kWh présentés plus haut correspondant à des vents d'environ 9 m/s, il faudrait les multiplier par environ 3,8 pour avoir une idée approximative de ce qu'ils pourraient devenir si les vitesses baissaient au niveau des 6 m/s prévalent dans certaines zones du Sud. A cela pourraient s'ajouter des investissements et des coûts opératoires plus élevés ainsi qu'une durée de vie plus courte dans l'environnement agressif du Sahara. Il faut donc s'attendre, dans cette région, à des coûts du kWh éolien bien plus élevés que ceux du photovoltaïque.

Le potentiel éolien du grand Sud algérien est non seulement modéré mais il se situe à l'intérieur d'un des plus importants, sinon le plus important, gisement solaire de la planète. L'énergie solaire et l'énergie éolienne générant le même produit, en l'occurrence de l'électricité, elles vont se retrouver en compétition et l'une d'entre-elles seulement pourra survivre : celle qui produira le kWh au moindre coût. Le Sud étant le domaine de prédilection du solaire et non pas de l'éolien, celui-ci ne pourra pas normalement s'y implanter. Le seul argument pouvant être avancé en faveur de l'éolien est que les vents peuvent souffler également la nuit mais il s'agit là d'un phénomène trop aléatoire pour être pris en considération.

Bien sûr, d'aucuns émettrons des objections en arguant que dans de nombreux pays l'éolien et le solaire coexistent en parfaite harmonie comme en Allemagne par exemple. Effectivement, dans ce pays pionnier qui produit près de 33% de son électricité à partir des énergies renouvelables, l'éolien et le solaire coexistent parfaitement avec respectivement 13,9% et 8,7% du total en 2014. Et pour cause, les domaines de prédilection de ces deux sources d'énergie ne se superposent pas. Celui de l'éolien se situe dans la partie nord bien plus venté mais bien moins ensoleillé que le Sud. C'est donc au nord que se trouve concentrée la quasi-totalité des éoliennes. Par contre, celui du solaire (photovoltaïque) se situe dans le sud du pays beaucoup plus ensoleillé mais beaucoup moins venté. Il s'agit donc de deux activités qui se complètent au lieu d'entrer en compétition car elles couvrent des régions à vocations différentes. C'est ainsi que l'électricité éolienne produite au nord est acheminée vers le sud industriel et gros consommateur pour s'ajouter à la production solaire locale.

En Algérie, la situation est tout autre car les deux domaines se superposent pratiquement partout, ce qui signifie que l'une des deux filières, l'éolien sans doute, y est de trop.

Actuellement il existe, depuis juin 2014, un pilote éolien de 10 MW dans la région d'Adrar et un pilote photovoltaïque de 1.1 MW à Ghardaïa ainsi que plusieurs centrales PV plus récentes dans la région d'Adrar et ailleurs.. L'évaluation de leurs performances ne manquera pas d'apporter une confirmation définitive à ce sujet.

Il n'est pas exclu, toutefois, que des poches très ventées et de moindre ensoleillement existent dans certains massifs montagneux ou dans des vallées étroites du Nord avec des rendements proches de ceux du PV. Dans ce cas, l'énergie éolienne pourrait s'y imposer comme complément à l'énergie solaire ne serait-ce que pour réduire le problème d'intermittence.

Impact de l'éolien sur les performances du programme national de développement des EnR.

Dans une précédente contribution intitulée „Le programme national de développement des énergies renouvelables : un éléphant qui accouche d’une souris ?” publiée dans le supplément économique du journal Liberté le 18 septembre 2016, nous étions parvenus, entre autres conclusions, aux suivantes.

- Le programme a pris trop de retard et avance trop lentement pour atteindre, en 2030, l’objectif de 22000 MW dont il ne pourra probablement pas dépasser les 50% à cette date.
- La part du renouvelable dans la future consommation électrique du pays en 2030 sera bien, en accord avec le programme révisé, d’environ 27% et permettra d’économiser environ 300 milliards de m³ de gaz (mais sans tenir compte d’un éolien surestimé).
- Si la réalisation du programme atteint les 50% de l’objectif, sa contribution au futur mix énergétique global ne dépassera pas les 2%.

Dans cette contribution, la quantité d’électricité générée par l’éolien avait été estimée à 16,19 TWh/an par analogie avec les centrales éoliennes de Tarfaya au Maroc et d’El Ayoune au Sahara occidental mais sans tenir compte de la différence de vitesse des vents qui dépassent les 8 m/s dans ces deux localités comparés à un maximum généralement inférieur à 6 m/s en Algérie.

Il est donc nécessaire de corriger à la baisse les valeurs surestimées de la partie éolienne du programme. Sachant que le rendement électrique varie principalement en fonction du cube de la vitesse du vent, le passage de 8 m/s à 6 m/s réduit le rendement à 42% de la valeur précédemment calculée. Dans ces conditions, le rendement des 5010 MW du programme ne sera plus que de 6,83 TWh/an environ et non pas de 16,19 TWh/an. Cela se répercute sur le rendement électrique total des 220000 MW du programme qui diminue de 46,84 TWh/an à 34,47 TWh/an.

Cette quantité réduite d’électricité ne représentera plus alors que 20,3% de la consommation nationale d’électricité et non pas 27% comme calculé précédemment. Il en résulte que la quantité totale de gaz pouvant être économisée par le projet pendant une durée la vie de 25 ans se réduit de 300 à 210 milliards de m³ environ, soit à peine 3% du futur mix énergétique algérien au lieu de 4%. S’il n’est réalisé qu’à 50%, ce pourcentage ne sera plus que d’environ 1,5% c’est-à-dire un appoint dérisoire. Il serait donc plus correct de parler de transition électrique plutôt que de transition énergétique. Sachant que le projet est prévu dépasser les 100 milliards de \$ et que les 210 milliards de m³ de gaz économisés ne

rapporteront pas plus de 40 à 50 milliards de \$ au prix actuel du million de BTU, de quelle rentabilité parle-t-on ?

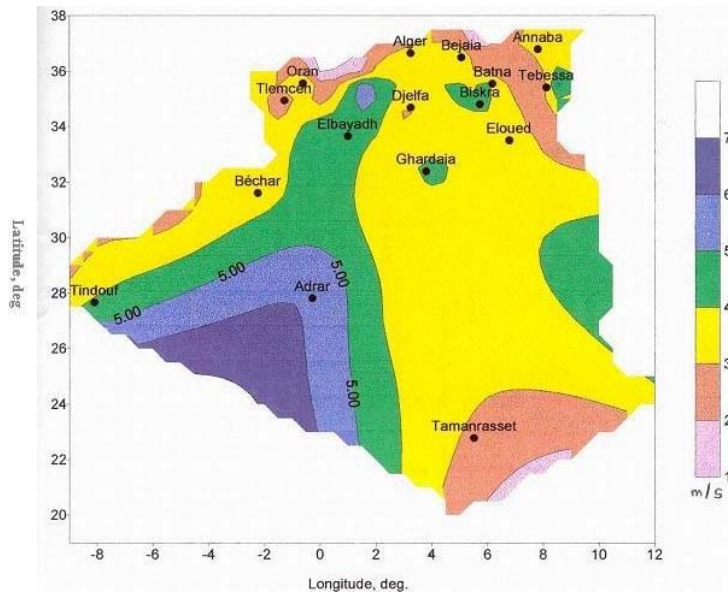


Figure I.6 : Carte des vents en Algérie.

Potentiel de l'énergie géothermique (07)

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis de tracer une carte géothermique préliminaire (figure (I.7)). Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118 °C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5 °C/100 m :

- Zone de Relizane et Mascara ;
- Zone d'Aïne Boucif et Sidi Aïssa ;
- Zone de Guelma et Djebel El Onk.

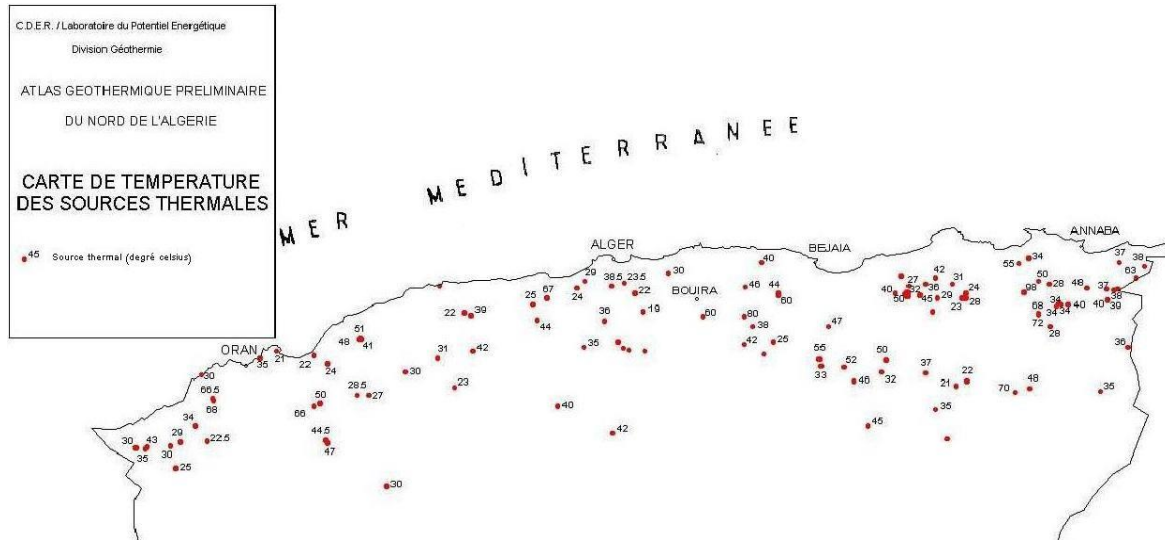


Figure I.7 : Carte des sources thermales en Algérie.

Potentiel de l'hydroélectricité [08]

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation (voir tableau (I.2)).

Centrale	Puissance installée en MW
Darguina	71.5
Ighil Emda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
Souk Eljemaa	8.085
Tizi Meden	4.458
Ighzernchebel	2.712
Ghrib	7.000
Gouriet	6.425
Bouhanifa	5.700
Oued Fodda	15.600
Beni Behde	3.500
Tessala	4.228

Tableau I.2 : Parc de production hydroélectrique en Algérie.

Le Potentiel de la Biomasse

a. Potentiel de la forêt

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

b. Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles

Cinq millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1,33 millions de TEP/an.

Chapitre II : énergie solaire

II. Énergie Solaire

Introduction

L'énergie solaire atteignant une surface donnée dépend directement de l'orientation de celle-ci et de la position du soleil. Pour récupérer un maximum d'énergie en provenance du soleil il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est donc fondamentale.

Généralités sur l'énergie solaire [09], [10]

- Densité de flux solaire au niveau du sol : 1000 W/m²
- Température d'équilibre de corps noir : 100 °C, possibilité de monter à 120 - 150 °C avec isolation, effet de serre et tubes sous vide
- L'industrie a des besoins en température plus élevées (cycles thermodynamiques pour la production d'électricité, source d'énergie pour des réactions chimiques, déthermolyse...)
- Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie E_{ph} , qui répond elle-même à la relation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad (2.1)$$

Dans laquelle λ représente la longueur d'onde, h la constante de Planck et c la vitesse de la lumière. D'après (2.1), l'énergie transportée par un photon est inversement proportionnelle à sa longueur d'onde. Le flux d'énergie solaire est transmis sous forme de rayonnements électromagnétiques, dont l'ensemble des longueurs d'ondes est assez proche de celui émis par les corps noirs présents dans l'espace. Il est à remarquer que le spectre de l'énergie solaire en atmosphère terrestre est décalé vers le rouge et l'infrarouge par rapport au spectre hors atmosphère.

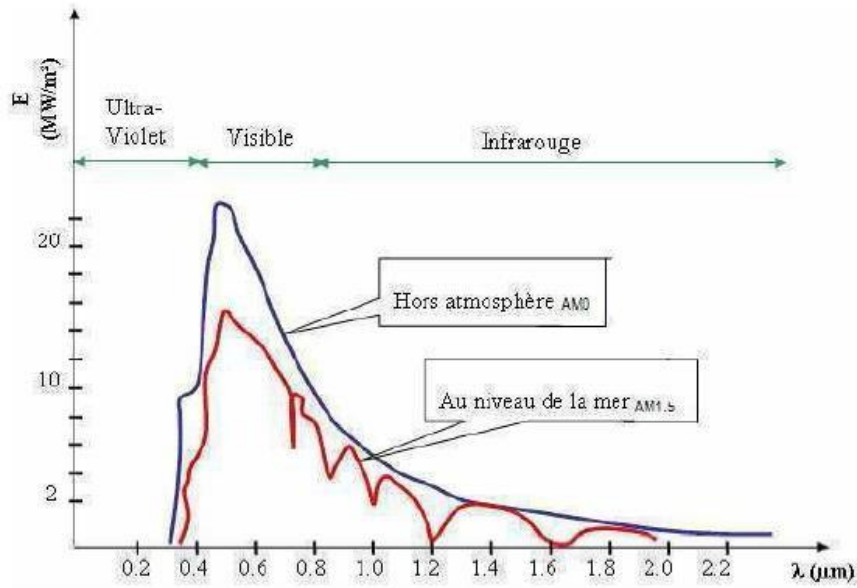


Figure II-1: Exemples de spectre solaire.

AM0 : conditions d'éclairement hors atmosphère ou en haute altitude.

AM1.5 : conditions d'atmosphère terrestre, le soleil étant à 30° sur l'horizon.

Les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre 0,2μm (*ultra-violet*) et 4μm (*infra-rouge*) avec un maximum d'énergie pour 0,5μm. 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre 0,2μm et 2,5μm. De 0,4μm à 0,78μm, le spectre correspond au domaine du visible. Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons. Le tableau (I.1) donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

λ (μm)	E _{ph} (ev)	Zone
0.2	6.2	Ultra-violet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infrarouge
2	0.62	Infrarouge
4	0.31	Infrarouge

Tableau II-1: Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donne, faisant alors office de capteur, il faut que les photons soient tout d'abord absorbés par un ou plusieurs matériaux sensibles à la longueur d'onde des photons. Puis, l'énergie des photons excite des électrons, qui sont ensuite collectés afin de constituer un courant électrique global.

Unités utilisées

L'éclairement ou irradiance : est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m^2 (watt par mètre carré). Le S.I. (système international d'unités) recommande d'utiliser le symbole G.

L'irradiation ou rayonnement : est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en Wh/m^2 (watt-heure par mètre carré). L'ISES (International Solar Energy Society) recommande le symbole H.

L'énergie solaire dans l'espace (hors atmosphère)

Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace. Une moyenne de 1367 watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre c'est ce que l'on appelle la constante solaire égale à $1367W/m^2$.

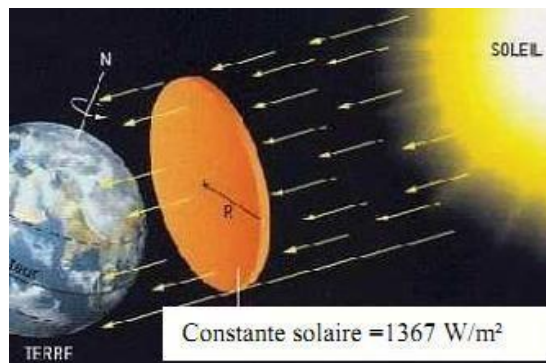


Figure II-2: L'énergie solaire dans l'espace

Gisement solaire disponible à la surface de la terre

La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM.

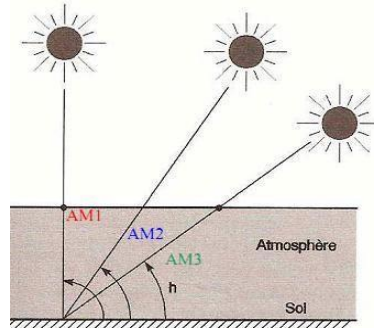


Figure II-3: Définition de la masse d'air

Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de 1000 W/m^2 et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1).

- Composants du rayonnement :** En traversant l'atmosphère le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :
- Rayonnement direct :** Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.
- Rayonnement diffus :** Le rayonnement diffus est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols).
- Albédo :** L'albédo est la partie réfléchie par le sol.

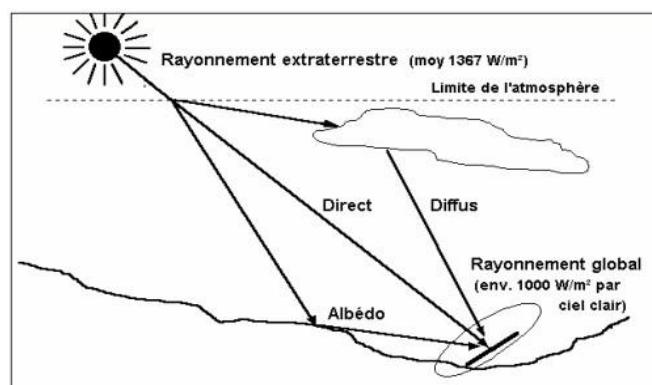


Figure II-4 : Composantes du rayonnement solaire au sol : Global = direct + diffus + albédo

Notons enfin que le rayonnement direct sur un plan horizontal est toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au soleil. Par contre, le rayonnement diffus peut être supérieur car le plan horizontal "voit" une plus grande part de la voûte céleste.

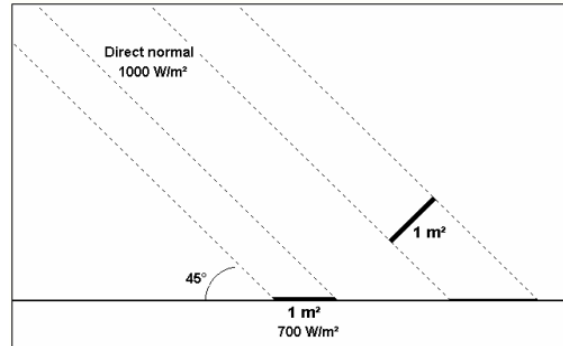


Figure II-5: L'effet « cosinus »

Paramètres de position [11]

L'équateur est une ligne fictive de séparation entre l'hémisphère nord et l'hémisphère sud, définie par un plan perpendiculaire à l'axe des pôles. Le méridien est le plan du lieu passant par l'axe des pôles.

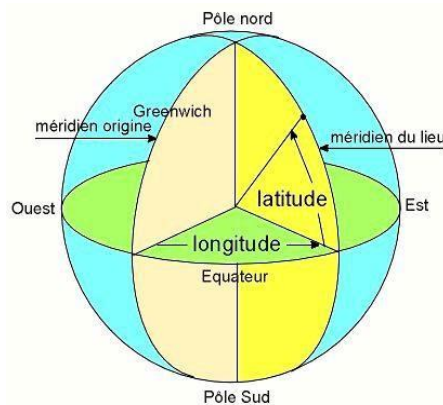


Figure II-6: Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné

Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par deux coordonnées, appelées coordonnées terrestres, à savoir : sa latitude « Φ » qui est positive dans l'hémisphère nord elle est négative dans l'hémisphère sud et sa longitude « L » positive à l'ouest négative à l'est. L'altitude correspond à la distance verticale entre le point repéré et une surface référence qui est le niveau de la mer.

Trajectoire du soleil

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre, caractérisé par sa latitude et sa longitude.

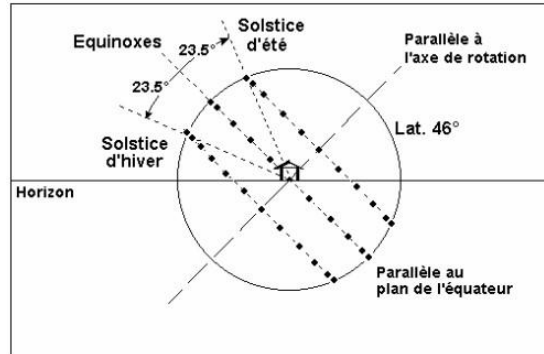


Figure II-7: Trajectoires apparentes du soleil vues par un observateur terrestre

Les journées estivales allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur et le Soleil est plus bas au midi solaire. Les journées d'hiver sont également plus courtes et le Soleil encore plus bas qu'à l'équateur.

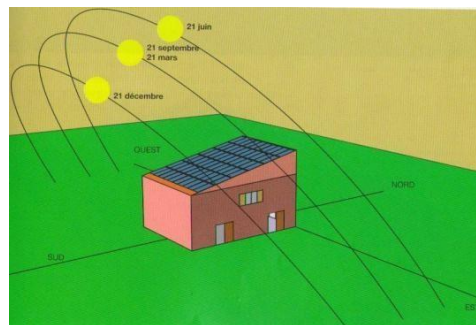


Figure II-8: Trajectoire du Soleil selon les saisons pour une latitude nord

Choix de l'orientation des modules

L'orientation idéale d'un module photovoltaïque obéit à une règle vers l'équateur

Orientation vers le sud dans l'hémisphère Nord

Orientation vers le nord dans l'hémisphère Sud

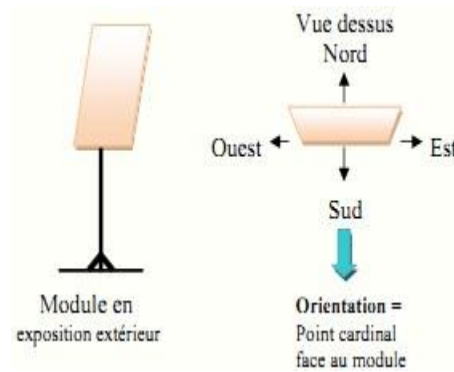


Figure II-9: Définition de l'orientation d'un panneau pour les sites de l'hémisphère Nord

L'utilisation d'une boussole est fortement recommandée pour éviter toute approximation qui risquerait d'introduire une perte de puissance consécutive à une mauvaise orientation.

Choix de l'inclinaison des modules

Pour que les modules produisent un maximum d'énergie il faut que leur surface soit perpendiculaire aux rayons solaires. On doit donc incliner les modules pour qu'ils soient face au soleil. La valeur d'inclinaison correspond à l'angle que font les modules avec l'horizontale. Comme il est difficile de modifier plusieurs fois dans l'année l'inclinaison des modules on choisit généralement une valeur moyenne sur l'année.

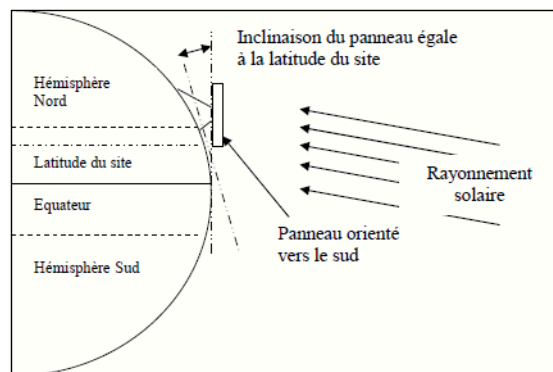


Figure II-10: Comment incliner le panneau solaire.

L'inclinaison optimale (par rapport à l'horizontale) peut se résumer sur le tableau suivant :

Pour une utilisation durant toute l'année	
Latitude φ	Inclinaison α
$\varphi < 10$	$\alpha = 10$
$10 < \varphi < 30$	$\alpha = \varphi$
$30 < \varphi < 40$	$\alpha = \varphi + 10^0$
$\varphi > 40$	$\alpha = \varphi + 15^0$

Tableau II-2: L'inclinaison optimale par rapport à l'horizontale

L'Énergie Solaire Photovoltaïque [12], [13]

L'électricité est une des formes d'énergie les plus versatiles et qui s'adapte au mieux à chaque nécessité. Son utilisation est si étendue, qu'aujourd'hui on pourrait difficilement concevoir une société techniquement avancée qui n'en fasse pas usage.

Des milliers d'appareils sont dessinés pour fonctionner grâce à l'énergie électrique, soit sous forme de courant continu de faible tension, soit à partir d'un courant alternatif de tension plus élevée. Il est très intéressant de produire de l'électricité avec une source d'énergie sûre et pas polluante, comme l'énergie solaire.

Il existe deux méthodes pour pouvoir convertir l'énergie solaire en électricité, selon ce qu'on utilise l'énergie cinétique comme forme intermédiaire du procès de conversion :

- Systèmes de conversion thermodynamique.
- Systèmes directs, fondés sur les interactions physiques entre les photons de la radiation incidente et les électrons du matériau, l'effet photovoltaïque.

Evolution de l'électricité photovoltaïque [12], [13], [10]

Bien que les bases théoriques de l'effet photovoltaïque fussent connues depuis le début du siècle, ce n'est qu'à partir de 1954, dans les laboratoires de la Bell Téléphone à New Jersey, que la première cellule ayant un rendement raisonnable a été mise au point. Depuis la deuxième moitié du siècle précédent, le processus de purification de monocristaux de silicium a émergé.

En 1956 Loferski publiait différentes tables de conversion de rendement photovoltaïque pour tous les matériaux semi-conducteurs. Puis, c'est au début des années 70 que l'on a pu obtenir en laboratoire un rendement de 20 % en travaillant sur des cellules de monocristal d'arsenic de gallium (GaAs). Le rendement est sensiblement inférieur lorsque ces cellules se font à l'échelle industrielle.

Aussi, des expériences ont été faites avec des cellules composées de deux couches : une de sulfure de cadmium (SCd) et une autre de sulfure de cuivre (SCu₂).

Ces cellules présentent l'avantage d'utiliser très peu de matière active et permettent un processus de fabrication plus simple. Cependant, leur faible rendement ne permet pas de les utiliser à l'échelle industrielle.

La commercialisation de cellules solaires photovoltaïques a commencé dès l'apparition du silicium monocristallin et elles occupent encore la première place du marché. Plus tard, apparurent les matériaux polycristallins, de fabrication plus économique, mais présentant encore de faibles rendements.

Récemment des cellules de silicium amorphe se sont commercialisées et utilisées pour des dispositifs de très faible puissance : calculettes, montres, radio portable, etc....

Synthèse des cellules photovoltaïques [09], [10]

Pour les applications terrestres, le silicium est devenu le matériau le plus utilisé pour fabriquer des cellules PV en raison essentiellement de sa disponibilité et de la connaissance acquise sur son comportement électrique. Il est utilisé, pour cela, sous de nombreuses formes (monocristallin, polycristallin, amorphe, en couche mince,...), en fonction des performances recherchées.

a. Les cellules monocristallines :



Figure II-11: Cellules monocristallines.

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal, figure II.3. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est

cependant plus efficace que le silicium polycristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau, et lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche anti-reflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule.

Les cellules sont rondes ou carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 18%, et la méthode de leur production est laborieuse.

b. Les cellules polycristallines :



Figure 2-12: Cellules polycristallines

Les panneaux PV avec des cellules polycristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations (figure II.4) différentes des cristaux (tonalités différentes).

Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui largement imposées.

L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent de 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication.

c. Couche mince (Amorphe) :



Figure II-13: Cellules Couche mince (Amorphe).

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que de 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Bien que le rendement de ces panneaux soit moins bon que celui des technologies polycristallines ou monocristallines, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première.

d. Autres types de cellules :

De par le monde, un certain nombre de recherches sont encore effectuées pour créer de nouvelles cellules de rendement plus élevée, possédant une grande stabilité de leurs caractéristiques dans le temps et présentant de faibles coûts de fabrication. Si ce type d'énergie doit être développé à très grande échelle comme « Générateur électrique », il faut résoudre le problème du prix des capteurs. Aussi, depuis plusieurs années, on parle de matériaux organiques et de polymères qui présentent, sous certaines conditions, des propriétés photovoltaïques. Ceci suscite actuellement un regain de recherches dans divers laboratoires dans le monde, renouvelant d'autant les efforts portés sur la synthèse des matériaux. Ces cellules, dites de troisième génération, bien qu'actuellement présentent de faibles rendements par rapport aux capteurs inorganiques [record mondial de 3,5% établi en 2001], sont intéressantes par leur très faible coût et sont donc prometteuses pour l'avenir.

Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque [14]

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type **n** et dopée de type **p**. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau **n** diffusent dans le matériau **p**. La zone initialement dopée **n** devient chargée positivement, et la zone initialement dopée **p** chargée négativement.

Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone **n** et les trous vers la zone **p**. Une jonction (dite **p-n**) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones **n** et **p**, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi une paire électron-trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone **n** rejoignent les trous de la zone **p** via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel : le courant électrique circule (figure 2.14).

L'effet repose donc à la base sur les propriétés semi-conductrices du matériau et son dopage afin d'en améliorer la conductivité. Le silicium employé aujourd'hui dans la plupart des cellules a été choisi pour la présence de quatre électrons de valence sur sa couche périphérique (colonne (IV) du tableau de Mendeleïev). Dans le silicium solide, chaque atome – dit tétravalent – est lié à quatre voisins, et tous les électrons de la couche périphérique participent aux liaisons. Si un atome de silicium est remplacé par un atome de la colonne (V) (phosphore par exemple), un de ses cinq électrons de valence ne participe pas aux liaisons; par agitation thermique, il va très vite passer dans la bande de conduction et ainsi devenir libre de se déplacer dans le cristal, laissant derrière lui un trou fixe lié à l'atome de dopant. Il y a conduction par un électron, et le semi-conducteur dit dope de type **n**. Si au contraire un atome de silicium est remplacé par un atome de la colonne (III) (bore par exemple) a trois électrons de valence, il en manque un pour réaliser toutes les liaisons, et un électron peu rapidement venir combler ce manque et occuper l'orbitale vacante par agitation thermique. Il en résulte un trou dans la bande de valence, qui va contribuer à la conduction, et le semi-conducteur est

dit dope de type p. Les atomes tels que le bore ou le phosphore sont donc des dopants du silicium. Les cellules photovoltaïques sont assemblées pour former des modules.

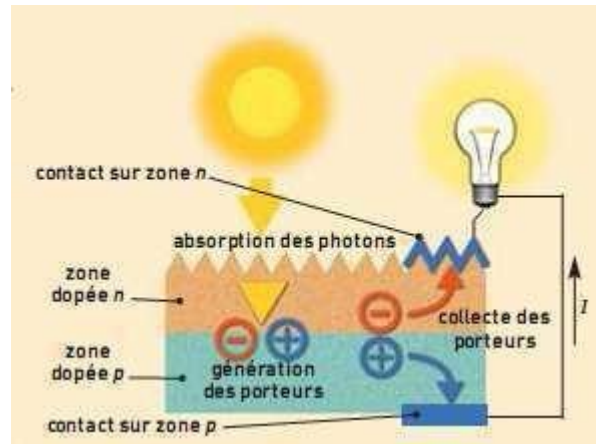


Figure II-14: Représentation schématique d'une pile solaire à jonction PN standard.

Les caractéristiques

a. La tension

Une cellule photovoltaïque produit une tension quasi constante de 0.5V. Cela correspond en effet à la tension de coupure d'une diode puisqu'une cellule solaire est, comme nous le verrons par la suite, assimilable à une jonction PN. Pour obtenir une tension supérieure, il sera donc nécessaire de mettre ces cellules en série, et former ainsi un "module". Cependant, il faut tenir compte du fait qu'une température trop élevée peut diminuer la tension fournie par une cellule.

b. L'intensité

L'intensité fournie par une cellule dépend de la luminosité environnante, et de la taille du panneau solaire qui lui est rattaché. Plus le panneau sera grand, plus l'intensité fournie sera grande.

La Jonction PN utilisée comme un Capteur [12], [13], [10]

a. Comportement :

En polarisant électriquement une jonction PN classique à base de Si et en la soumettant à un éclairage solaire, on obtient les caractéristiques statiques d'une diode. La particularité du Si est que lorsque la jonction PN est éclairée, un courant proportionnel à

l'éclairement apparaît. C'est cette particularité qui est employée dans les générateurs solaires photovoltaïques (figure 2.15).

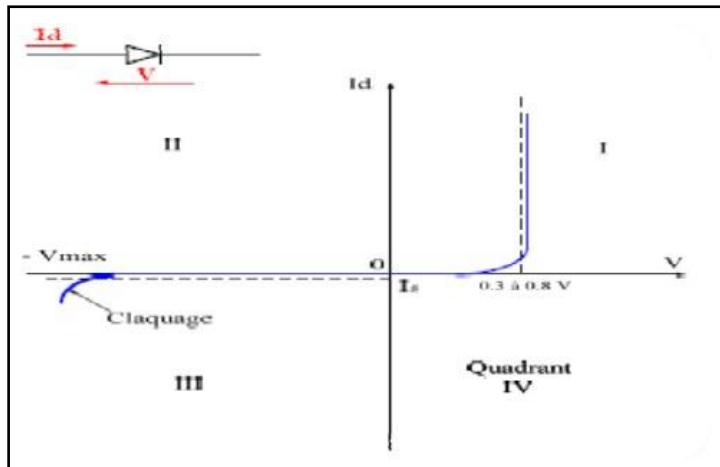


Figure 2-15: Caractéristiques d'une jonction PN polarisée. Jonction PN sous éclairage

Si l'on soumet une jonction PN de faible épaisseur à un flux lumineux, il en résulte une augmentation du courant inverse de saturation proportionnelle au flux lumineux. Physiquement, cet effet se traduit de deux manières :

- Dans le quadrant (III), le système fonctionne en récepteur, c'est la photorésistance;
 - Dans le quadrant (IV), le système fonctionne en générateur; c'est la cellule photovoltaïque à jonction PN.
- Le réseau de caractéristiques est alors donné par la figure (2.16). On s'intéresse uniquement au quadrant IV pour la réalisation de générateurs photovoltaïques à partir de cellules photovoltaïques. Pour cela, les caractéristiques sont représentées dans un nouveau repère $L_p = f V_p$ donné par la figure (2.17) ou le courant de saturation inverse est compté positivement.

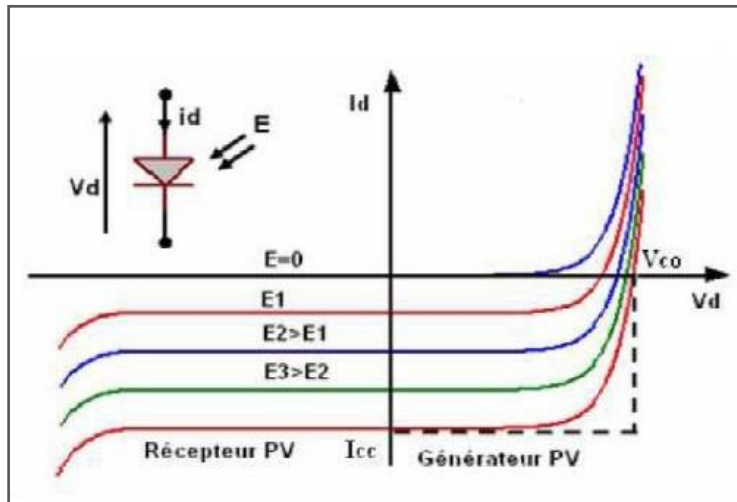


Figure II-16: Caractéristique d'une jonction PN sous éclairage.

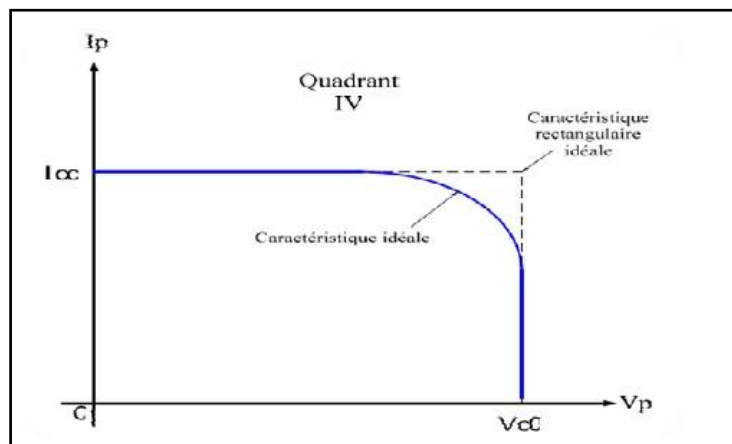


Figure 2-17: Caractéristique $L_p = f(V_p)$ d'une cellule photovoltaïque idéale

b. Modèle mathématique d'une cellule solaire [16], [17]

Il existe plusieurs modèles de cellules solaires, dont le but est l'obtention de la caractéristique courant-tension pour l'analyse et l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques. La différence entre ces modèles réside dans la procédure et le nombre des paramètres intervenants dans le calcul de la paire courant-tension. Pour notre étude nous élaborant le modèle a une diode.

c. Modèle équivalent à une diode [18]

C'est le modèle le plus cité dans la littérature, la cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma électrique (Figure 2.18) qui se compose de :

- Source de courant : Modélise la conversion de flux lumineux en courant électrique.
- Une diode : Modélise la jonction PN.

- Une résistance série R_s : Modélise les diverses résistances des différentes couches de la cellule.
- Une résistance parallèle R_{sh} : Caractérise le courant de fuite dans la diode et effets de bord de la jonction.

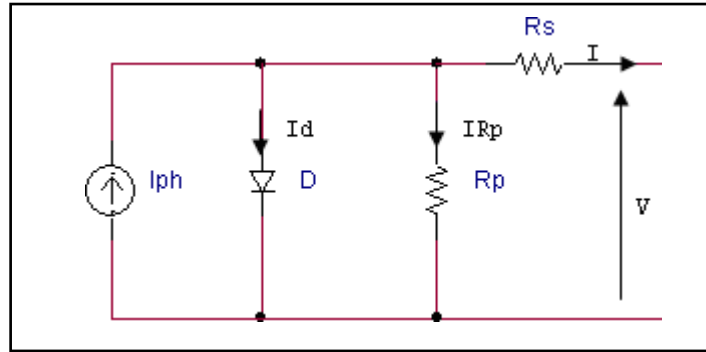


Figure 2-1: Schéma du modèle équivalent à une diode de la cellule PV réelle.

L'expression de la caractéristique courant-tension est décrite par l'expression ci-dessous :

$$I = I_p - I_d - I_s \quad (2.2)$$

$$I = I_p - I_o \exp\left(\frac{q(V + R_s I)}{nKT} - 1\right) - \frac{V + R_s I}{R_s} \quad (2.3)$$

Comme $R_s \approx 0 \Omega$, alors :

$$I_o \left(\exp\left(\frac{q I_{s0} R_s}{nKT} - 1\right) \cong 0 \Rightarrow I_p - I_o = I_o \left(1 + \frac{R_s}{R_s}\right) \right) \quad (2.4)$$

Avec :

$$I_o = I_{oref} \cdot \left(\frac{T}{T_o}\right)^2 \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{KT}\right) \quad (2.5)$$

On calcule I_{oref} par l'équation de circuit ouvert :

$$0 = I_p - I_{oref} \exp\left(\frac{q(V_{oo} - 1)}{nKT} - \frac{V_{oo}}{R_s}\right) \quad (2.6)$$

$$\Rightarrow I_{oref} = \frac{I_p - \frac{V_{oo}}{R_s}}{\exp\left(\frac{q(V_{oo} - 1)}{nKT} - 1\right)} \quad (2.7)$$

La tension de circuit ouvert V_{oo} s'écrit :

$$V_{oo} = V_{osc} + \Delta V_{oo}(T - T_o) \quad (2.8)$$

Pour une photopile en silicium la tension de circuit ouvert V_{co} est de 0.55 à 0.6V

d. Simulation de la caractéristique I(V) et P(V) d'une cellule PV

Les figures ci-dessous représentent, respectivement, les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule photovoltaïque élémentaire, pour une température $T=25^{\circ}\text{C}$ et un éclairement $E=1000 \text{ w/ m}^2$.

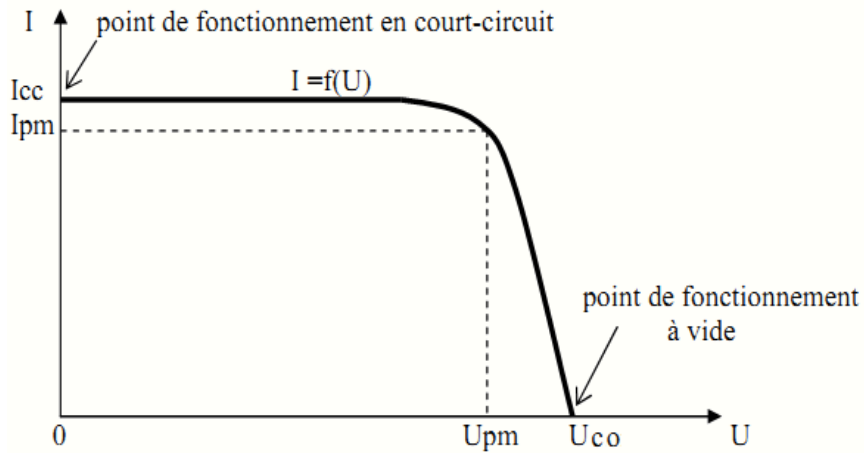


Figure II-19: Caractéristique courant tension d'une cellule PV

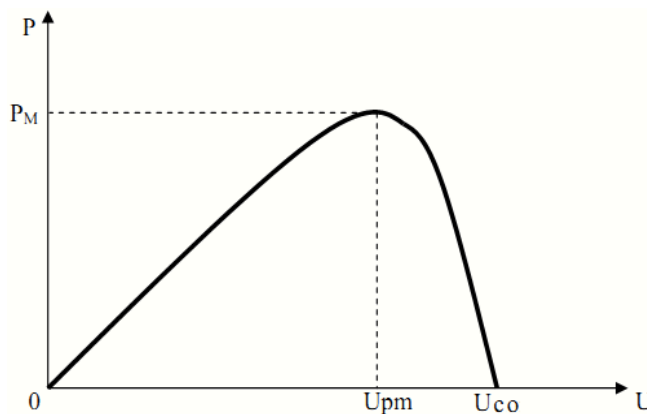


Figure II-20: Caractéristique puissance-tension d'une cellule PV

e. Puissance optimale et facteur de forme

La puissance utile maximale, $P_m = V_m \cdot I_m$ s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{I_m}{V_m} = -\left(\frac{dI}{dV}\right) \tag{2.9}$$

Quant au facteur de forme FF, dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, ou fill factor, il est définie par :

$$FF = \left(\frac{V_m \cdot I_m}{V_{co} \cdot I_{co}} \right) \quad (2.10)$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe I(V) par rapport à un rectangle (de longueur V_{co} et largeur I_{co}) qui correspond à la photopile idéale. Les valeurs de I_m et V_m s'obtiennent à partir des équations précédentes. Pour cela, on distingue deux cas :

- Si R_{sh} est infinie la dérivation mène à la résolution de l'équation non linéaire en **I_m** par une méthode numérique, et permet donc le calcul de V_m .
- Si R_{sh} est considérée finie, la dérivation mène à la résolution d'une équation non linéaire en **UM** par une méthode numérique.

La puissance des modules photovoltaïques s'exprime en Watts-crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est ferme sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairage de 1000 W/m^2 et a une température de 25°C .

f. Le rendement

Le rendement η de la cellule ; c'est le rapport de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, qui est égal au rapport de la puissance maximale de sortie sur la puissance des radiations lumineuses.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_o} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{P_o} = \frac{V_{co} \cdot I_{co} \cdot FF}{P_o} \quad (2.11)$$

P_o est la puissance incidente. Elle est égale au produit de l'éclairage et de la surface totale des photopiles. Pour le silicium le rendement est inférieur à 14%. La droite passant par l'origine et le point de puissance maximale à une pente qui correspond à la charge optimale de la photopile.

Le générateur photovoltaïque

a. Modélisation d'un générateur photovoltaïque

Dans le but d'augmenter la puissance en faisant associer plusieurs cellules PV dans différentes montages. On peut constituer des GPV qui fournissent la puissance demandée selon les besoins de l'application visée.

Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes (N_p) en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par

$$P_{pv} = N_s \cdot V_{pv} \cdot N_p \cdot I_{pv}. \quad (2.12)$$

Si on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les ($N_s \cdot N_p$) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (*éclairage, température, vieillissement et inclinaison*).

La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique $P(V)$ du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée V_{opt} et d'un courant optimal noté I_{opt} . Pour réduire les dysfonctionnements, les fabricants choisissent de ne pas commercialiser des cellules PV seules. Ainsi, les générateurs PV se trouvent souvent sous forme de modules pré-câblés, constitués de plusieurs cellules, aussi appelés par abus de langage panneaux PV. Chaque référence de module a ses propres caractéristiques électriques garanties à 10 % selon le lot de fabrication.

b. Propriétés [19], [10]

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairage et, de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe le comportement du générateur soumis à diverses contraintes. Ces notions sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement.

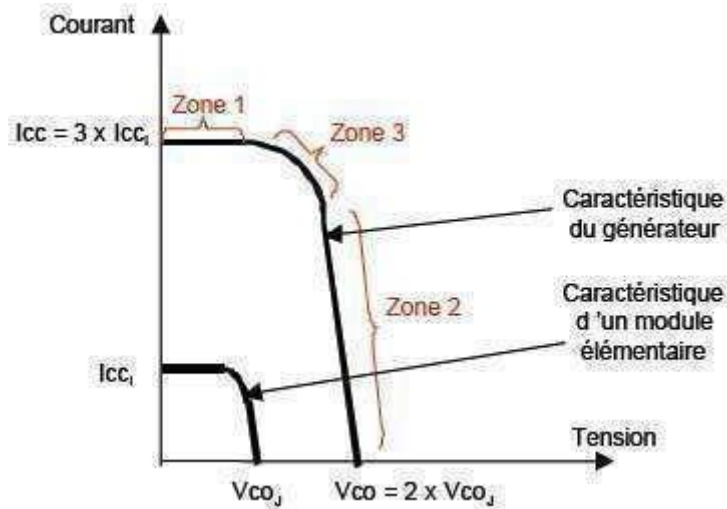


Figure II-2: Caractéristiques I(V) d'une cellule et d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2 cellules en série.

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit ICC et de la tension à vide VCO sont plus ou moins importantes (figure 2.21). La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules à une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (*irradiation et température uniformes*). Nous pouvons décomposer la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque en 3 zones :

Une zone assimilable à un générateur de courant ICC proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par $(1/R_{sh})$ (**Zone 1**),

Une zone assimilable à un générateur de tension VCO d'impédances interne équivalente à R_s (**Zone 2**),

Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de R_s à R_{sh} (**Zone 3**).

C'est dans la **Zone 3** que se situe le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. Ce point est appelé point de puissance optimale, caractérisé par le couple (I_{OPT} , V_{OPT}), et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées. En associant en parallèle np range, ou chaque rangé est constituée de ns cellules élémentaires, les caractéristiques électriques du générateur résultant seront données par :

$$\begin{aligned} I_{scG} &= np \cdot I_{sc} \\ V_{ocG} &= ns \cdot V_{oc} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Le modèle électrique du GPV est donné par la figure suivante :

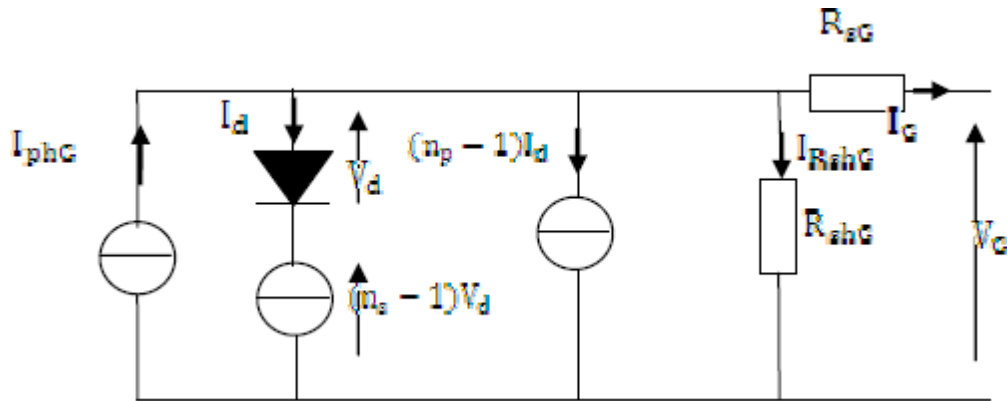


Figure II-3: Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque.

L'équation donnant la caractéristique ($I-V$) du générateur photovoltaïque peut s'écrire comme suit :

$$I_G = I_{pG} - I_{dG} - I_{sG} \quad (2.14)$$

Avec:

$$\begin{aligned} V_G &= n_s \cdot V \\ I_G &= n_p \cdot I \\ I_{pG} &= n_p \cdot I_{pg} \\ I_{dG} &= n_p \cdot I_d \\ I_{RshG} &= n_p \cdot I_{Rs} \\ V_{dG} &= n_s \cdot V_d \\ R_{sG} &= \frac{n_s}{n_p} \cdot R_s \\ R_{sG} &= \frac{n_s}{n_p} \cdot R_{eG} \end{aligned} \quad (2.15)$$

L'équation (I.12) devient :

$$I_G = n_p I_{pG} - n_p I_o \exp \left(\frac{q \left(\frac{V}{n_s} + \frac{I n_p R_s}{n_p n_s} \right)}{nKT} \right) - 1 - \eta \frac{\frac{V}{n_s} + \frac{I n_p R_s}{n_p n_s}}{\frac{n_p}{n_s} R_{sG}} \quad (2.16)$$

Soit en simplifiant :

$$I_G = n_p \cdot I_{pG} - n_p \cdot I_o \exp \left(\frac{q(V + I R_s)}{n_s \cdot nKT} \right) - \frac{(V + I R_s)}{R_{sG}} \quad (2.17)$$

c. Simulation de la caractéristique I(V) et P(V) d'un générateur photovoltaïque

La simulation d'un GPV en utilisant MATLAB/Simulink est donnée par la figure suivante :

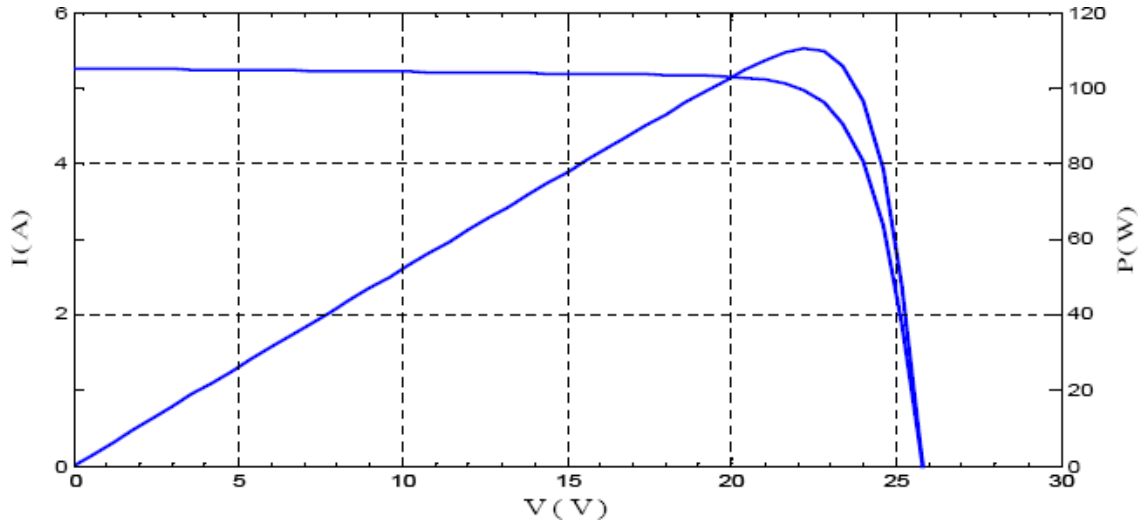


Figure II-4: Caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur photovoltaïque.

Le générateur est composé de 36 cellules connectées en série pour produire une puissance maximale de 83W. Les différentes caractéristiques sont obtenues en utilisant la condition standard ($T=25^{\circ}\text{C}$ et $E=1000\text{w/m}^2$) pour $R_s=0.099\ \Omega$ et $R_{sh}=200\Omega$.

d. Influence des paramètres internes de la cellule PV sur le fonctionnement de GPV

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible. Cependant, il est possible, sous certaines hypothèses, de dégager des valeurs limites acceptables (**Rsl**, **Rshl**). En effet, si on suppose que : la cellule est en régime optimal, et si les pertes sont attribuées a la résistance série, le rapport de la Puissance dissipée dans celle-ci à la puissance délivrée par la cellule est donne par :

$$QR_s = \frac{R_s \cdot I_m^2}{I_m \cdot V_m} = \frac{R_s \cdot I_{cc}}{V_{oo}} \quad (2.18)$$

De même, si on attribue toutes les pertes à la résistance shunt, et en supposant qu'on est au point de fonctionnement optimal, on aura :

$$QR = \frac{V_m^2}{R_s \square} \cong \frac{V_{co}}{I_{cc}} \quad (2.19)$$

e. Influence de la résistance série

D'après la simulation, la résistance série influe directement sur la puissance du point de fonctionnement optimal. En effet, l'augmentation de la résistance sériée fait chuter le point de puissance maximale.

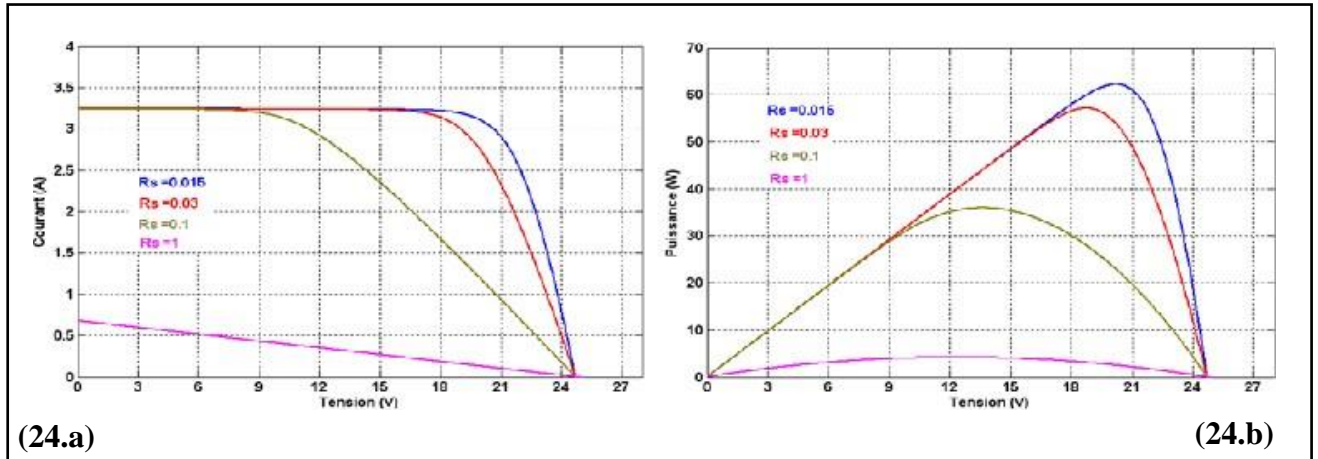


Figure 2-5: (24.a) Influence de la résistance série sur la caractéristique $I=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque.

(24.b) : Influence de la résistance série sur la caractéristique $P=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque.

f. Influence de la résistance shunt

Quant à la résistance shunt, elle est liée directement au processus de fabrication, son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant.

On constate que la puissance au point de fonctionnement optimal diminue lorsque la résistance R_{sh} diminue.

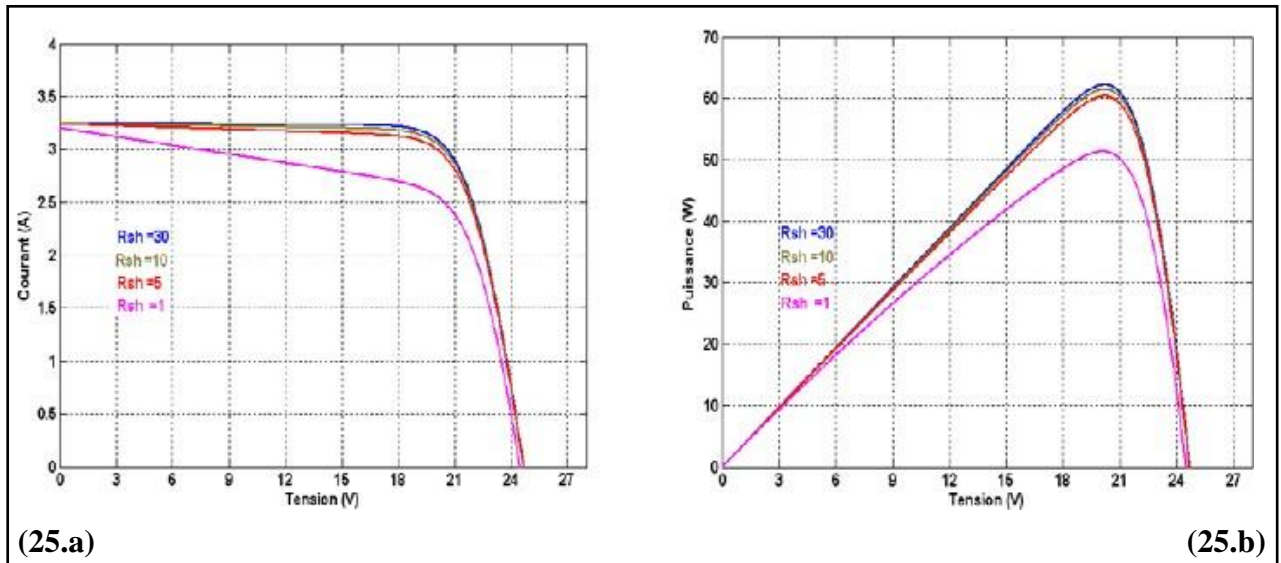


Figure II-6: (25.a) : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique $I=f(V)$ d'un générateur

(25.b): Influence de la résistance shunt sur la caractéristique $P=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque.

g. Influence des paramètres météorologiques sur le fonctionnement du GPV

- Influence de l'éclairement

L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques ($I-V$) et ($P-V$) est indiquée sur les figures suivantes, pour une température constante $T=25^{\circ}C$ et différentes valeurs de l'éclairement.

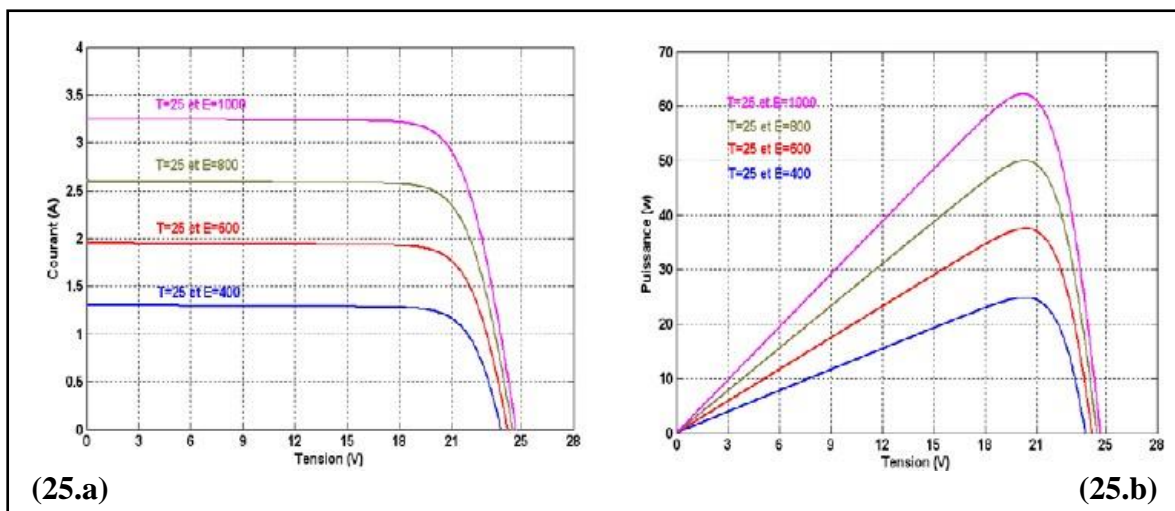


Figure 2-7: (26.a): Caractéristique courant tension d'un module PV pour différentes valeurs d'éclairement et une température constante

(26.b): Caractéristique puissance tension d'un module PV pour différentes valeurs d'éclairement et une température constante

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m² et une température de 25 °C.

- Influence de la température

De même, l'influence de la température du caractéristiques (I-V) et (P-V) est indiquée sur les figures suivantes, pour un éclairement constant $E=1000\text{w/m}^2$ et différentes valeurs de températures.

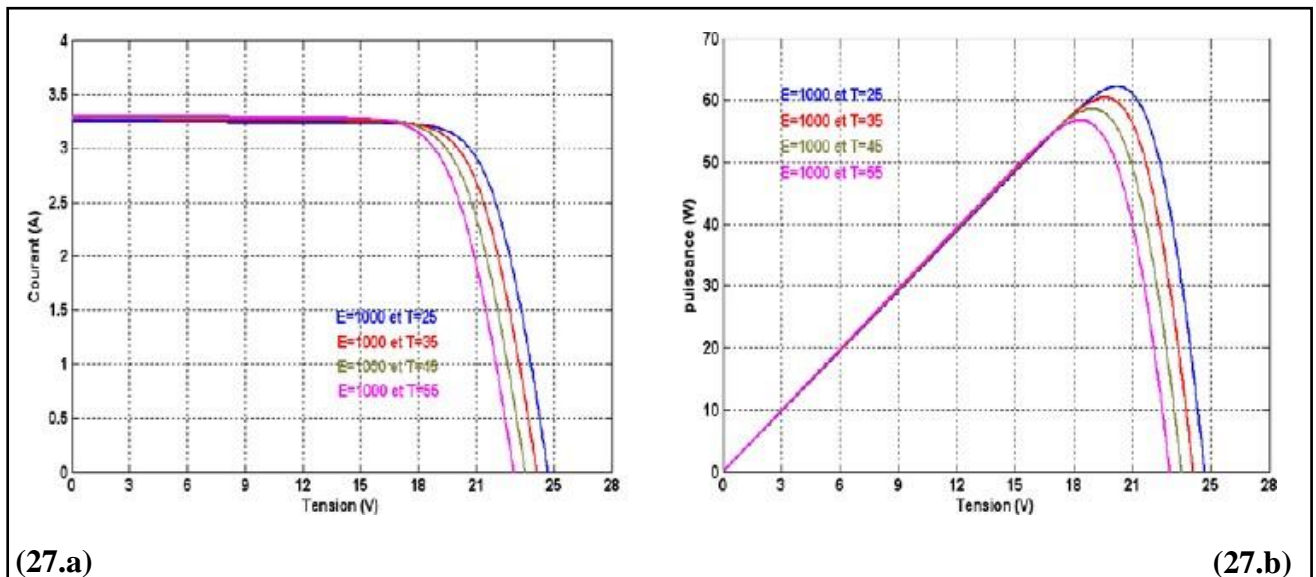


Figure2-8: (27.a): Caractéristique courant tension d'un module PV pour différentes valeurs de température et un éclairement constant

(27.b): Caractéristique puissance tension d'un module PV Pour différentes valeurs de température et un éclairement constant

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0,5% par chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au dessus de 25 °C.

Modélisation d'un champ PV [18]

L'interconnexion de modules entre eux en série ou en parallèle pour obtenir une puissance encore plus grande définit la notation de champ PV. Donc le générateur PV se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules en fonction des contraintes de la charge à alimenter.

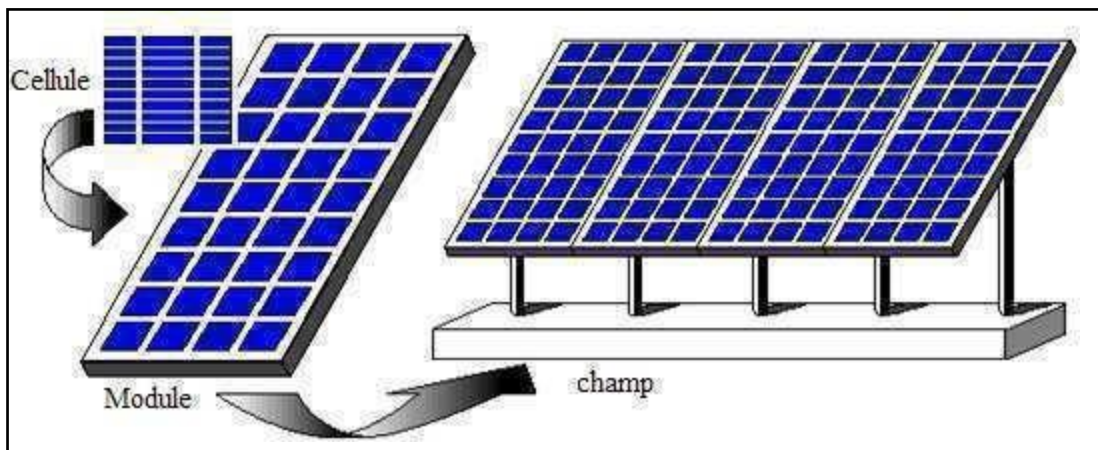


Figure II-9: Composantes d'un champ de modules photovoltaïques.

Le courant et la tension en sortie du champ de modules photovoltaïques utilisant le modèle à une diode sont liés par la relation suivante :

$$I = np \cdot Np \cdot I_0 \exp \left[\frac{q \left(\frac{V}{N_s} + \frac{I}{N_p} \right) R_s}{n_s \cdot n \cdot K T} \right] - 1 - np \cdot Np \cdot \frac{\frac{V}{N_s} + \frac{I}{N_p} R_s}{R_s} \quad (2.20)$$

Où :

$$IG = np \cdot Np \cdot I_p - np \cdot Np \cdot I_0 \exp \left[\frac{q (V + IR_s)}{n_s \cdot N_s \cdot n \cdot K T} \right] - 1 - np \cdot Np \cdot \frac{(V + IR_s)}{R_s} \quad (2.21)$$

Association des cellules PV [20]

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance qui est insuffisante pour la plupart des applications, il est donc nécessaire de faire augmenter cette puissance en faisant associer plusieurs cellules PV dans différents montages. En effet, en associant ces cellules en série et en parallèle, on peut constituer des modules PV qui fournissent la puissance demandée selon les besoins de l'application visée.

b. Association en sérié

Dans un groupement en sérié, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en sérié est obtenue par addition des tensions à courant donné.

La figure (2.29) montre la caractéristique résultante (I_{sc} , V_{sco}) obtenue lors de l'association deux générateurs en sérié.

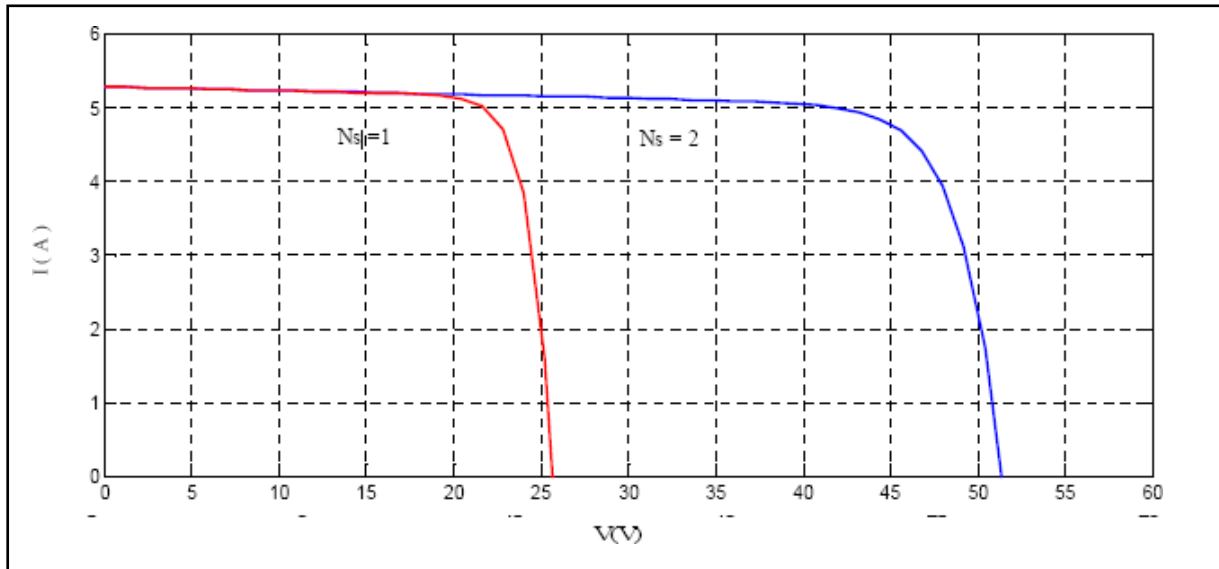


Figure2-10: Caractéristique $I(V)$ d'un champ de deux générateurs associés en sérié.

Cependant, si une cellule est occultée (si elle ne reçoit plus qu'une faible partie de l'énergie solaire reçue par les cellules voisines), elle ne peut délivrer qu'un courant limité. Elle fonctionne donc en inverse (comme un récepteur soumis à une tension inverse de celle produite en direct) par rapport aux autres cellules du module qui délivrent un courant supérieur à ce courant limité. En fonctionnement, un échauffement de la cellule apparait et peut provoquer son claquage.

c. Association en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en sérié. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure (2.30) montre la caractéristique résultante (I_{pcc} , V_{pco}) obtenue lors de l'association deux générateurs en parallèle.

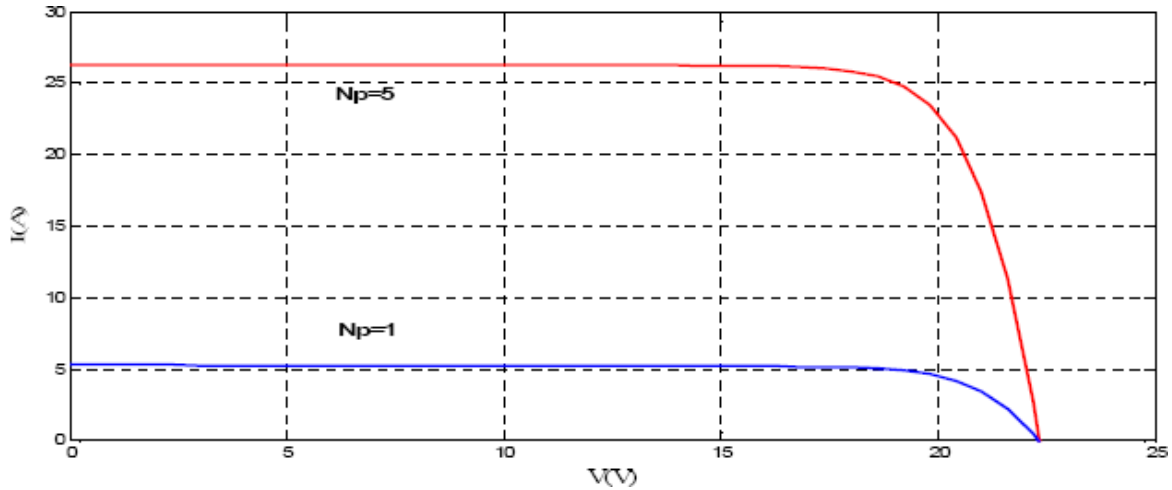


Figure II-11: Caractéristique I(V) d'un champ de cinq générateurs associés en parallèle.

Cependant, si une ou plusieurs cellules sont occultées, les autres deviennent réceptrices car la tension de fonctionnement est supérieure à la tension de circuit ouvert. En revanche, dès que des déséquilibres importants apparaissent, l'action de certaines diodes de protection en série ou parallèle modifie notablement l'allure de la caractéristique électrique du générateur photovoltaïque, laissant apparaître des cassures comme l'indique la figure (2.28).

d. Association mixte

Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer les cellules PV en sérié et en parallèle. La figure (2.31) représente un tel groupement de N_{ms} modules en sérié dans une branche et N_{mp} branche parallèle. La puissance disponible aux bornes de ce panneau PV est : $N_{ms}.N_{mp}.P_m$ avec P_m la puissance crête disponible sur un module.

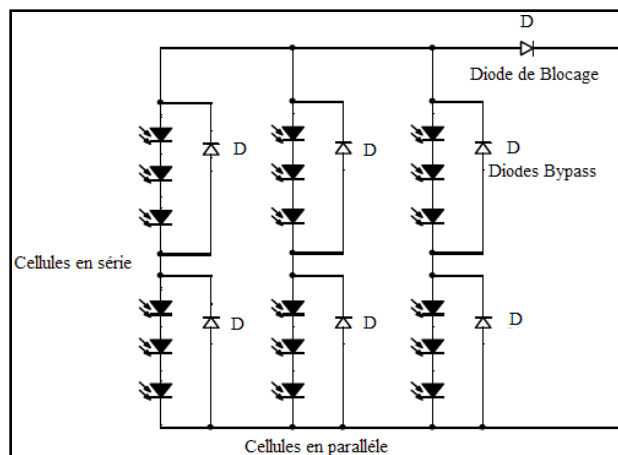


Figure2-12: groupement mixte des modules

La figure suivante représente la caractéristique courant-tension résultante d'un groupement en série et en parallèle des modules PV identiques.

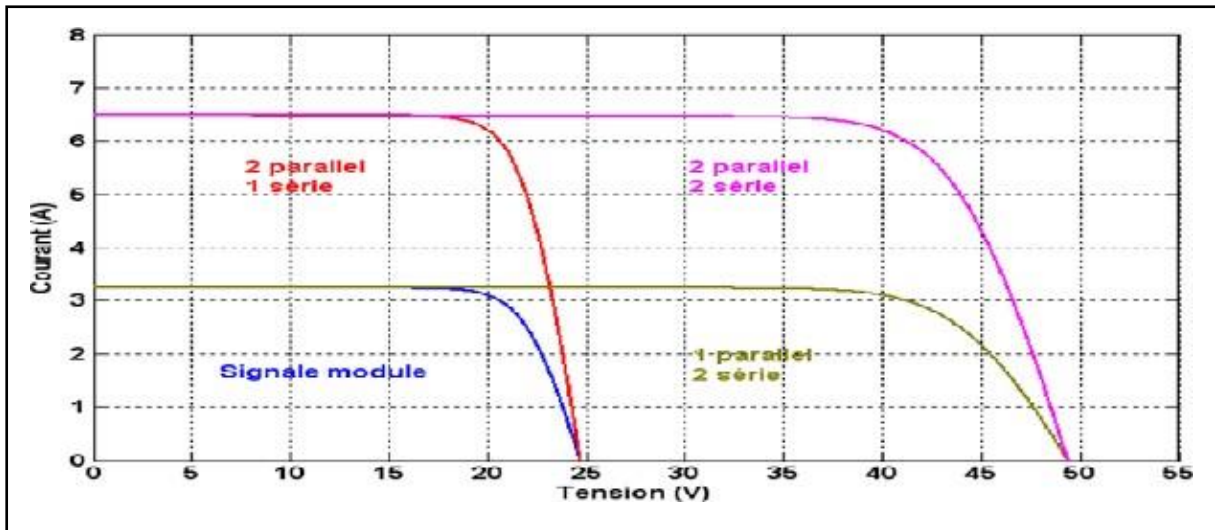


Figure 2-13: Caractéristique $I(V)$ d'une association mixte.

La caractéristique $I(V)$ garde la même allure pour les différentes combinaisons d'association, le changement est au niveau de la translation des deux axes.

Protections classiques d'un GPV [13], [19]

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisées dans les installations actuelles (figure 2.33) :

La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit

Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées.

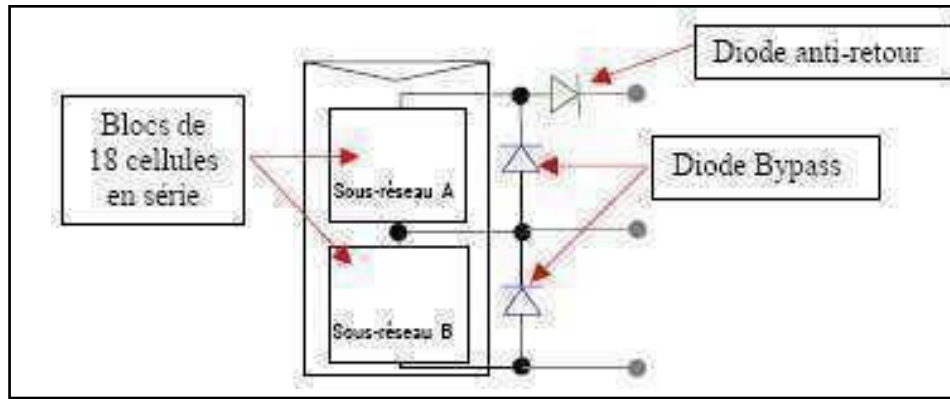


Figure II-14: Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti retour [13].

La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, comme illustré sur la figure (2.34), par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance.

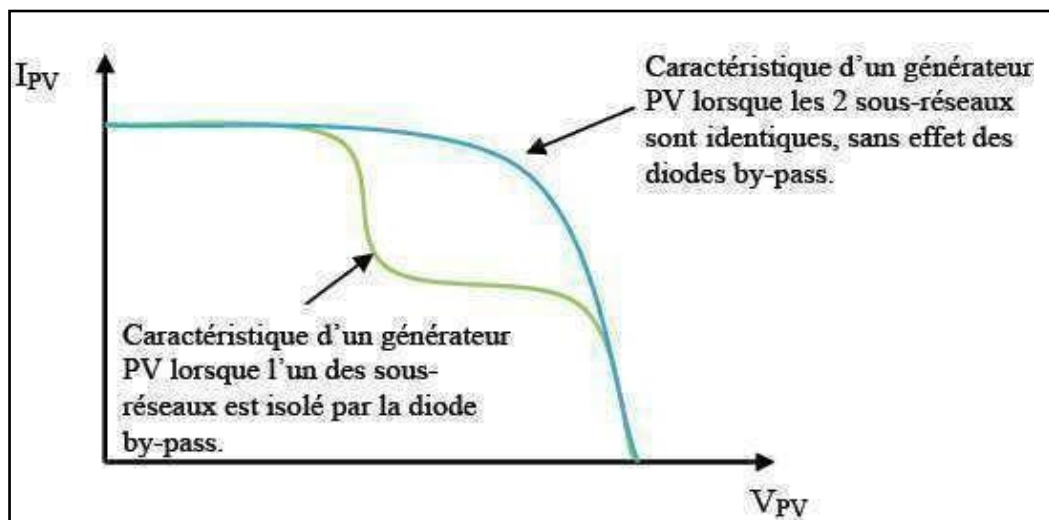


Figure II-15: Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque. [19]

Processus de fabrication des modules photovoltaïques au silicium

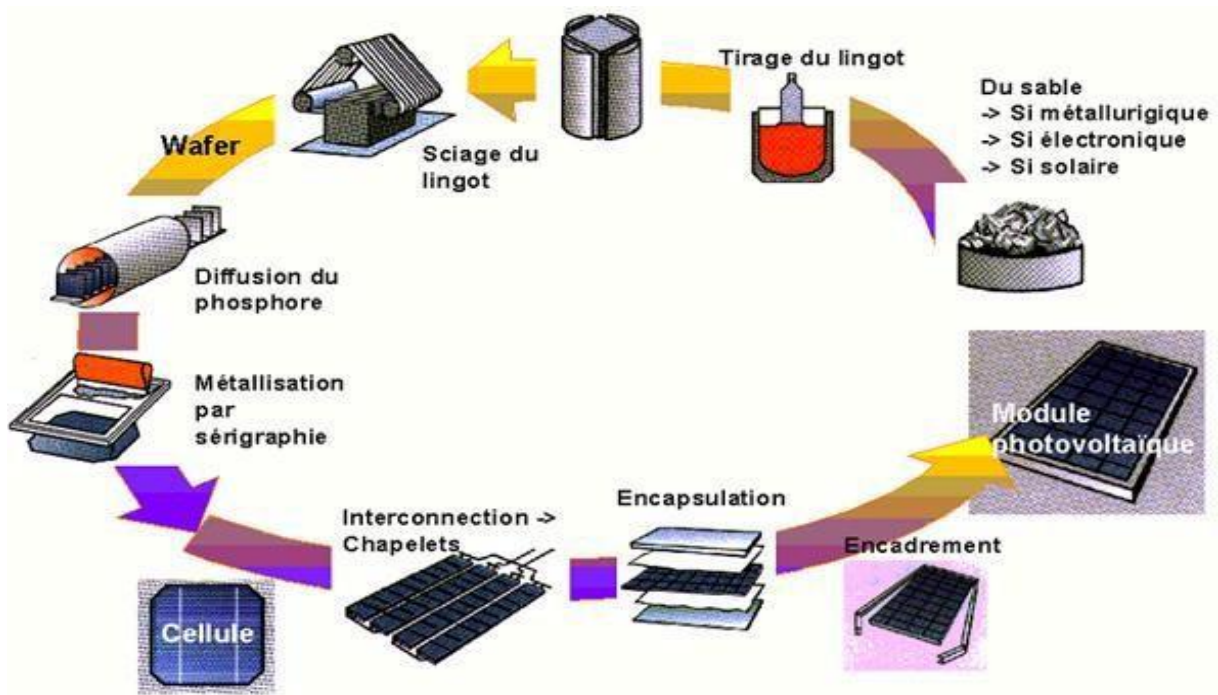


Figure II-16: Processus de fabrication des modules photovoltaïques au silicium

Les systèmes PV

Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque.

Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le champ de modules PV. L'énergie fournie par le champ peut être utilisée pour charger des batteries qui fourniront l'électricité au moment voulu.

Elle peut aussi être utilisée en reliant directement les modules à la charge sans les batteries (ex. : pour une pompe solaire l'eau sert de stockage) ou en les branchant sur un réseau électrique. Il est également possible de combiner la sortie du champ PV avec d'autres sources d'énergie telles une génératrice ou une éolienne qui serviront d'appoint si l'ensoleillement n'est pas suffisant.

a. Systèmes autonomes au fil du soleil « couplage direct »

Ce sont les systèmes les plus simples puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux. On peut les trouver dans les deux cas suivants :

- **Alimentation directe**

Dans ce cas, les fonctions du système autonome se réduisent à produire et utiliser de l'énergie.

L'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence d'un rayonnement lumineux et dès que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée. S'il y a de la lumière cela fonctionne sinon cela s'arrête.

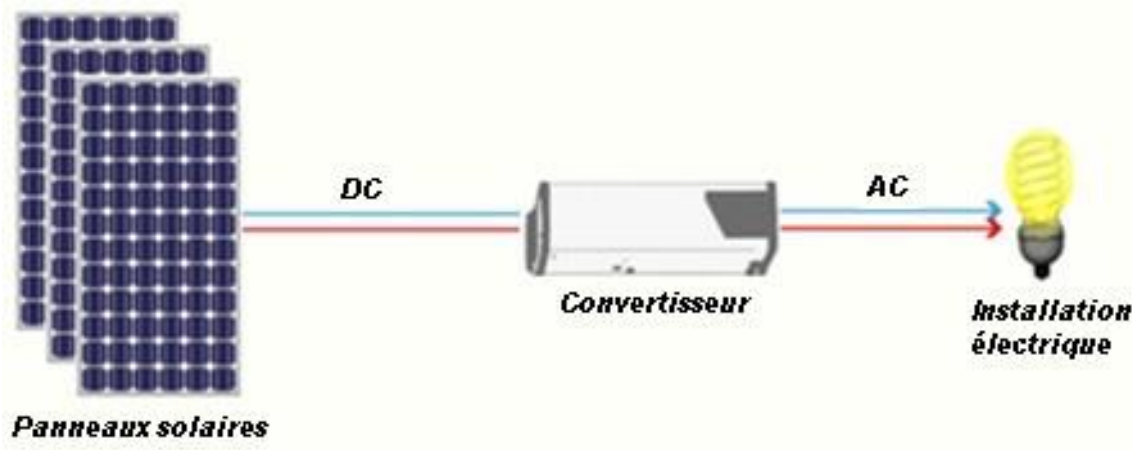


Figure II-17: Système photovoltaïque au fil du soleil

- **Le pompage au fil du soleil**

Il s'agit de stocker de l'eau dans un réservoir. La pompe solaire est branchée directement sur les panneaux solaires par l'intermédiaire d'un régulateur ou d'un convertisseur. Le débit d'arrivée de l'eau dans le réservoir est donc variable directement en fonction du rayonnement solaire d'où l'expression au fil du soleil.

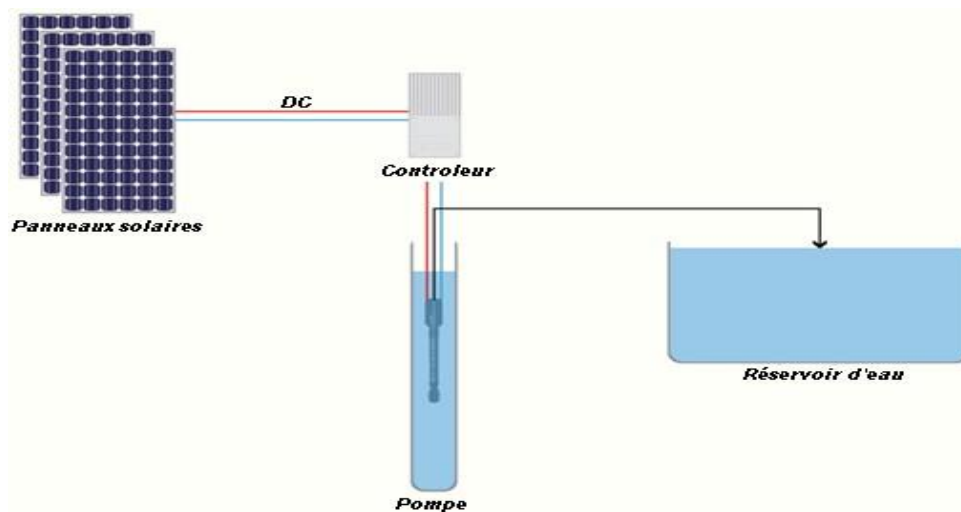


Figure II-18: Système de pompage de l'eau au fil du soleil

b. Systèmes autonomes avec stockage « couplage indirect »

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes que les anglophones appellent Stand- lone Systems L'ensemble est le plus souvent en courant continu (DC). Ce qui est préférable car plus simple Mais dès que l'on touche à l'habitat il y a presque toujours des appareils en courant alternatif (C) à alimenter parce qu'ils n'existent pas en continu.

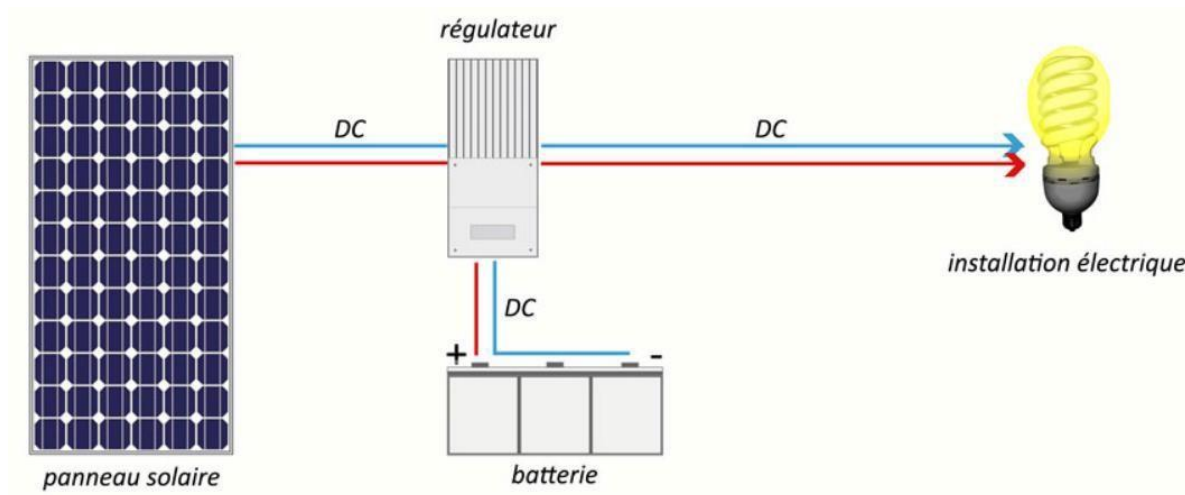


Figure II-19: Système photovoltaïque avec stockage (sans convertisseur)

La batterie d'un tel système se charge le jour et sert de réservoir d'énergie en permanence tout comme la citerne d'eau du système de pompage solaire décrit précédemment. Elle peut sans problème, à un instant donné, recevoir un courant de charge et débité un courant de décharge de valeur différente. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie au travers du régulateur de charge. Lorsque la batterie est pleine, ce dernier, coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge, ceci a pour conséquence la perte d'une part de l'énergie produite en été notamment sous nos climats

Quand un récepteur doit nécessairement fonctionner en courant alternatif

– noté AC – on recourt à une conversion DC/AC (de courant continu en alternatif) en sortie de batterie.

- Cela n'est pas sans conséquence notamment augmentation du coût et de l'encombrement de l'installation

- Réduction du rendement énergétique (aucun convertisseur ne restitue 100% de l'énergie)
- Risque de panne complète en cas de problème sur le convertisseur si toute l'installation électrique est alimentée par son intermédiaire

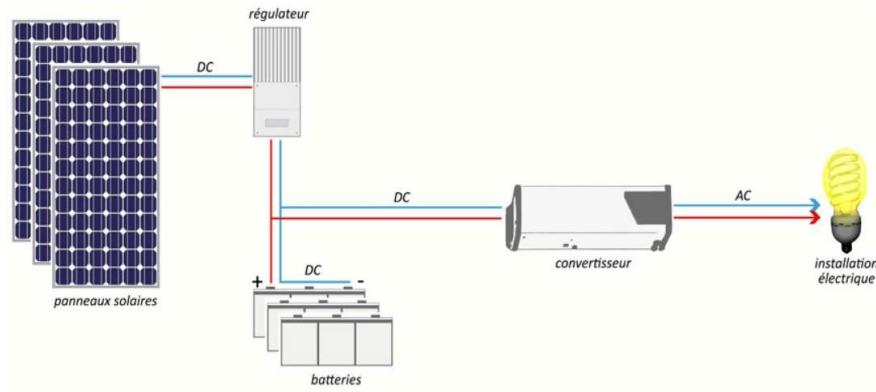


Figure II-20: Système photovoltaïque avec stockage (Avec convertisseur)

c. Systèmes autonomes hybrides

Une des limites d'un système autonome purement photovoltaïque, comme on vient de le décrire est qu'il fournit une puissance donnée variable selon la saison mais que l'on ne peut pas dépasser au risque de détruire la batterie par décharge profonde. Or, les consommateurs que nous sommes ne sont pas des machines et ont des besoins qui évoluent, et pas forcément en phase avec les saisons.

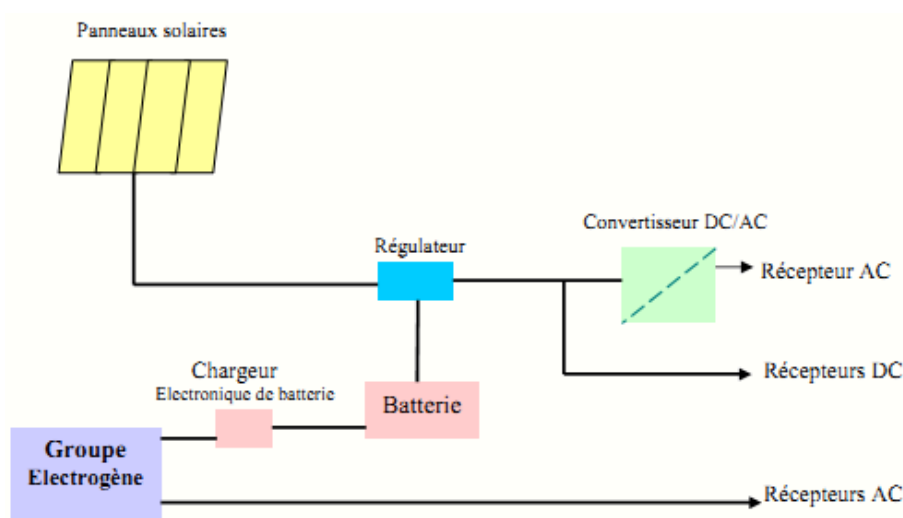


Figure II-40: Système d'alimentation autonome hybride

Photovoltaïque/groupe électrogène voir un système hybride c'est disposer d'une autre source d'électricité autonome qui vient compléter l'apport photovoltaïque Cette autre source peut être un groupe électrogène (appelé aussi « génératrice ») ou une éolienne.

On retiendra l'éolienne si le site est bien venté de préférence au cours des saisons où l'ensoleillement est plus bas.

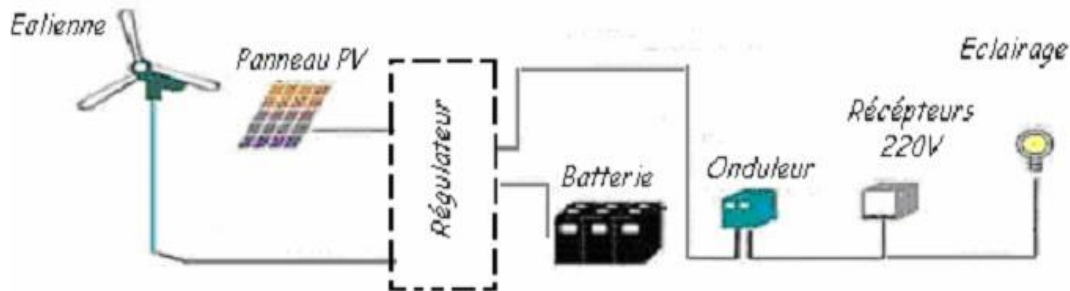


Figure II-41: Systèmes d'alimentation autonome hybride Photovoltaïque / éolien.

d. Systèmes raccordés au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau Généralement sur des habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie On ne stocke plus l'énergie on l'injecte directement dans le réseau Et ceci sans limite quantitative donc toute l'énergie est récupérée. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation et un autre dans l'autre sens pour la production.

Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif au travers d'un onduleur et celui-ci doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant car il doit respecter des normes sur sa qualité « sinusoïdale ».

Ces systèmes ne sont pas des alimentations de secours en cas de coupure du réseau car ils ne comportent aucune réserve d'énergie Dans certains cas on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée.

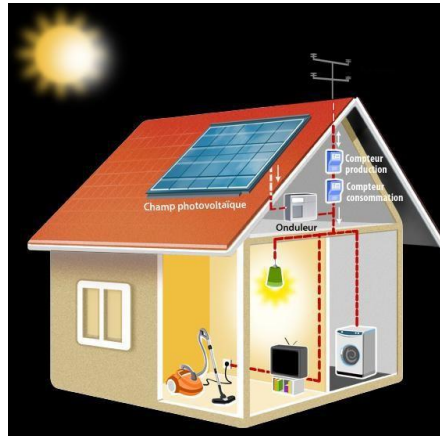


Figure II-42: Système photovoltaïque raccordé au réseau

Ces systèmes ne sont pas des alimentations de secours en cas de coupure du réseau car ils ne comportent aucune réserve d'énergie. Dans certains cas on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée.

Energies solaire thermique

Qu'est-ce qu'un capteur solaire?

Toutes surfaces éclairées par les rayonnements solaires en absorbent une partie et se réchauffent. Une surface peinte en noir absorbe davantage l'énergie. Placée dans une boîte fermée par une vitre et correctement isolée, cette surface dissipe moins de chaleur dans l'air ambiant. On peut alors utiliser la chaleur ainsi emmagasinée pour chauffer l'eau chaude.

Les capteurs solaires peuvent être des simples capteurs plans non vitrés, des coffres ou de type vitré ou des systèmes complexes des miroirs. [21]

On considère le capteur solaire comme le lien entre l'énergie solaire incidente et le consommateur. Le capteur transforme aussi efficacement que possible le rayonnement solaire en chaleur. Le cœur du capteur est l'absorbeur noir, qui s'échauffe sous l'effet du rayonnement solaire. Il est construit de manière à contenir un fluide dont la circulation permettra de transférer la chaleur captée vers l'utilisateur. [22]

Types et usage des capteurs solaires

Il existe sur le marché de nombreux types de capteurs.

Le choix s'effectuera selon :

- l'usage auquel ils sont destinés ;
- l'emplacement prévu.

Trois modèles de capteurs sont couramment utilisés.

- **Capteurs plans:**
Conseillés pour moyennes températures de service; 30-80°C.
- **Capteurs à tubes évacués:**
Conseillés pour hautes températures de service ; plus de 70°C.
- **Capteurs non vitrés:**
Conseillés pour basses températures de service ; moins de 40°C.

Le capteur plan

Un capteur plan vitré est généralement constitué de plaques de matériau absorbant et d'un vitrage plat. A l'intérieur de l'absorbeur, des tubes ou passages permettent la circulation du fluide qui emporte la chaleur hors de l'absorbeur.[21]

Ces capteurs sont recommandés pour une plage de températures de service de 30 à 80°C.

On peut obtenir les capteurs plans:

a. Capteurs plans monoblocs pré assemblés

L'assemblage préalable en usine des composants du capteur monobloc offre les avantages suivants :

- grand choix d'implantation des capteurs;
- chaque capteur fabriqué à un rendement équivalent au capteur testé officiellement, car on évite les aléas d'un assemblage sur le chantier ;
- fabrication en série, délais courts ;
- livraison et stockage simple: les capteurs sont livrés emballés;
- montage rapide sur le chantier, moins tributaire de mauvaises conditions atmosphériques;
- montage facile, même par un installateur débutant dans la technique solaire. [22]

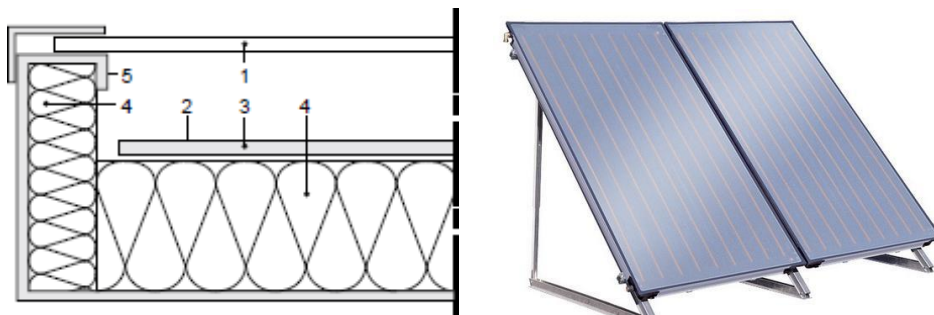


Figure 2-46 : Capteurs plans monoblocs

1. Couverture transparente (vitrage)
2. Absorbeur
3. Liquide caloporteur
4. Isolation latérale et inférieure
5. Cadre

b. Capteurs plans fournis en pièces détachées à assembler sur chantier

L'assemblage des différents éléments se fait sur place. Ce type offre les avantages suivants :

- Pas d'espace entre les éléments ce qui diminue la surface nécessaire, donc aussi les pertes thermiques.
- La surface à disposition est bien utilisée.
- Peut être une solution économique pour de grandes installations. [22]

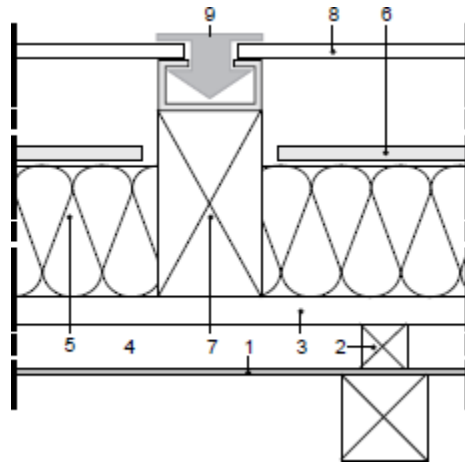


Figure 2-47 : Capteurs plans fournis en pièces détachées à assembler sur chantier

1. Sous-toiture étanche
2. Contre lattage
3. Lattage
4. Aération toiture
5. Isolation capteur
6. Absorbeur
7. Profilé
8. Vitrage
9. Profil d'étanchéité

c. Les composants du capteur plan

• L'absorbeur

La partie du capteur qui reçoit le rayonnement solaire s'appelle l'absorbeur. Il est de couleur sombre, le plus souvent noir. Des revêtements spéciaux dits sélectifs (appliqués en usine, formant une liaison chimique parfois bleu-noir à la surface du métal et sans épaisseur visible) à la surface de l'absorbeur améliorent le rendement du capteur en réduisant la réémission du rayonnement due à l'élévation de la température de l'absorbeur. [21]

Les absorbeurs des capteurs tant plans qu'à tubes évacués sont en cuivre, acier ou aluminium.

Revêtement	Absorption : α	Emission : ϵ
Peinture noire	0,9 - 0,95	> 0,85
Black chrome	0,95	0,12 à 0,18
Dépôt sous vide	> 0,95	< 0,05

Tableau II.1 : Résumé des différents traitements de surface

Coefficient d'absorption (0 à 1, optimum : 1)

Coefficient d'émission (0 à 1, optimum : 0)

- **La couverture transparente**

Pour cette couverture on utilise principalement du verre sécurisé résistant aux chocs et contraintes mécaniques (grêle, neige) et aux chocs thermiques (brusque refroidissement en cas d'orage). Ce verre est de préférence pauvre en oxyde de fer et de ce fait est très transparent à l'entrée du rayonnement solaire. Dans le cas de capteurs intégrés en toiture on utilise aussi parfois des matières synthétiques. [22]

- **L'isolation thermique**

Les matières isolantes utilisées dans la construction des capteurs sont soit des laines minérales, soit des matières synthétiques. L'isolation doit être imputrescible et résister aux hautes températures à l'intérieur du capteur. [22]

- **Le cadre**

Le cadre doit résister aux agressions des conditions extérieures, aux contraintes intérieures et aux chocs éventuels lors du transport et du montage. Il doit donc être solide, tout en étant le plus léger possible.

Le cadre du capteur est en aluminium ou en acier. [22]

Capteur à tubes évacués

Appelé aussi capteur à tubes sous vide, est un capteur vitré comportant des rangées de tubes en verre reliés à une tube collecteur. Chaque tube contient un absorbeur. Ce dernier est généralement constitué d'une mince bande de métal ou de verre recouverte d'un revêtement sélectif. [21]

Les caractéristiques de ses capteurs lui offre de bonnes performances à haute température (supérieures à 70°C), ainsi le destinent normalement à des applications où des températures de fonctionnement élevées sont requises: production d'eau chaude pour l'industrie etc.

- **Construction – Fonctionnement**

Ces capteurs sont composés de plusieurs tubes en verre dans lesquels sont placés les absorbeurs. Ils sont ensuite reliés en série. Le vide d'air dans les tubes réduit les pertes par convection et par conduction. [22]

Pour le reste, un tel capteur fonctionne comme un capteur plan.

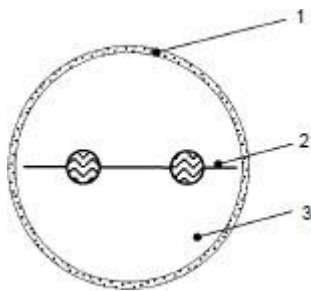


Figure 2-51 : Capteur à tubes évacués

1. Tube cylindrique en verre 2. Absorbeur 3. Vide d'air

Capteur non vitré

Les capteurs solaires non vitrés sont essentiellement des absorbeurs. Ils sont courants dans les applications basse température jusqu'à 30°C, comme le chauffage de l'eau de piscines. Les pertes thermiques sont importantes, notamment en cas de vents forts. Ces capteurs sont utilisés dans les régions subtropicales et les déserts. [21]

- **Construction - Fonctionnement**

Ces capteurs sont composés d'un absorbeur nu, non isolé et non vitré.

Les matériaux utilisés couramment sont des matières synthétiques comme le polyéthylène haute densité par exemple. Ces matières plastiques permettent une circulation directe de l'eau de la piscine dans les capteurs. Le capteur fonctionne à une température proche de la température ambiante.

Des absorbeurs en acier inoxydable avec revêtement sélectif sont aujourd'hui également utilisés pour le chauffage d'eau et le préchauffage d'eau chaude sanitaire. [22]

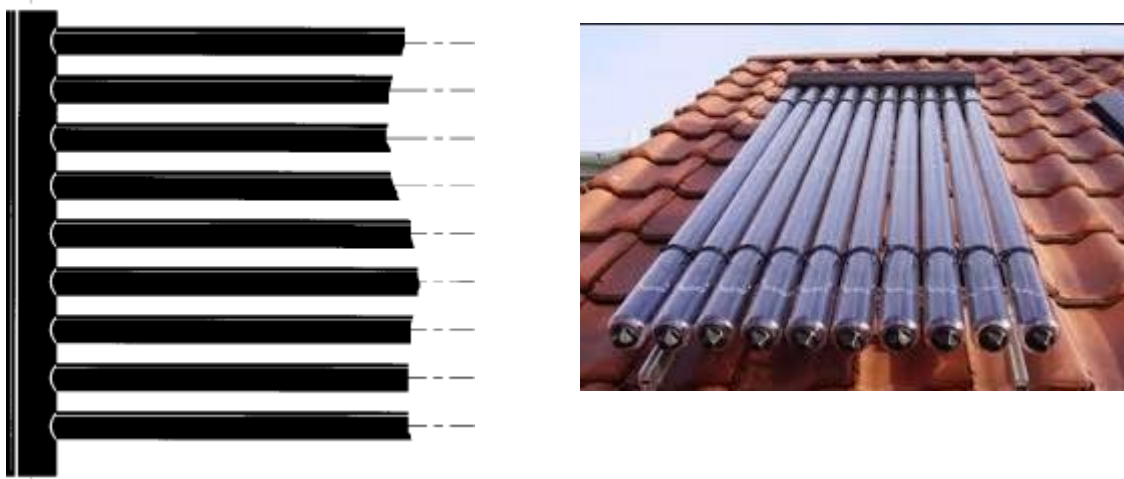


Figure 2-52 : Capteur non vitré

Fonctionnement d'une installation solaire

Résumé du fonctionnement des différents composants d'une installation solaire thermique :

Actions	Mode fonctionnement
Capte les rayons solaires	<ul style="list-style-type: none"> - Les rayons solaires sont captés par l'intermédiaire de capteurs solaires, généralement placés sur le toit - La vitre des capteurs laisse passer le rayonnement et, par un effet de serre, retient les infrarouges émis par l'absorbeur (plaque métallique noire)
Circulation du fluide caloporteur (qui chauffe l'eau)	<p>Le fluide caloporteur est composé d'eau et d'antigel circulant dans des tubes de cuivre : c'est ce liquide qui récupère les calories du capteur, il peut circuler naturellement (sans pompe) ou en mode forcé (avec pompe)</p> <p>Mode naturel :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Principe du chauffe-eau à thermosiphon, le liquide caloporteur circule en fonction de sa différence de densité avec l'eau : plus chaud, donc moins dense que l'eau du ballon, le fluide s'élève par thermocirculation. - Le ballon doit être placé plus haut que les capteurs <p>Mode forcé :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Par l'intermédiaire d'une pompe de circulation, le liquide transmet l'énergie à un échangeur thermique qui se trouve dans le bas du ballon. - L'échangeur transmet la chaleur à l'eau.
Régulation	<ul style="list-style-type: none"> - Le régulateur commande le circulateur (pompe) qui met en mouvement le fluide caloporteur. - Si la température de la sonde du ballon est plus chaude que les capteurs, le régulateur coupe la circulation. - Dans le cas contraire, le circulateur est remis en route et le liquide caloporteur réchauffe l'eau.
Appoint pour chauffer le ballon	<ul style="list-style-type: none"> - L'ensoleillement n'est pas toujours régulier, il faut prévoir un appoint pour chauffer l'eau du ballon. - Cela peut être une résistance placée dans le ballon ou bien un échangeur raccordé à une chaudière (bois, fioul ou gaz) située en aval du ballon. - Une pompe à chaleur est possible pour l'appoint.
Stockage de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> - L'eau est stockée dans un ballon solaire parfaitement isolé où se trouve une cuve métallique - L'eau chaude puisée est remplacée en même quantité par de l'eau froide et immédiatement chauffée par le fluide caloporteur par l'intermédiaire du circuit

a. Fonctionnement détaillé d'une installation standard

Les principales notions relatives à une installation solaire, ainsi que son fonctionnement, sont expliqués par l'exemple d'une installation standard simple.

La transformation du rayonnement solaire en chaleur se fait dans le **capteur**.

Cette chaleur est souvent produite à un moment où l'on en a pas besoin. C'est la raison pour laquelle il faut stocker l'énergie entre le capteur et le consommateur: c'est le rôle de l'**accumulateur**. Celui-ci est constitué d'une cuve bien isolée contenant de l'eau sanitaire ou de l'eau du circuit chauffage. Certains accumulateurs sont combinés chauffage et sanitaire.

La chaleur est transportée du capteur vers l'accumulateur à travers le circuit hydraulique : un **circulateur** véhicule le **liquide caloporteur** à travers deux **conduites** reliant les capteurs à l'accumulateur.

Ce circuit des capteurs est un circuit fermé ; il est donc nécessaire de prévoir un **vase d'expansion**, une **soupape de sécurité**, ainsi qu'une **combinaison d'alimentation** avec un robinet de remplissage, un robinet de purge et une vanne posée entre ces deux robinets.

Le caloporteur est un liquide antigel, mélange d'eau et de glycol. Comme le caloporteur ne sert pas de milieu stockeur, il faut prévoir un **échangeur de chaleur**. Celui-ci peut être intégré ou externe à l'accumulateur.

De nuit, le capteur est plus froid que le bas de l'accumulateur; pour éviter de décharger ce dernier par un effet thermosiphon dans les conduites solaires, il est nécessaire de monter une **soupape de retenue** dans le circuit des capteurs. [22]

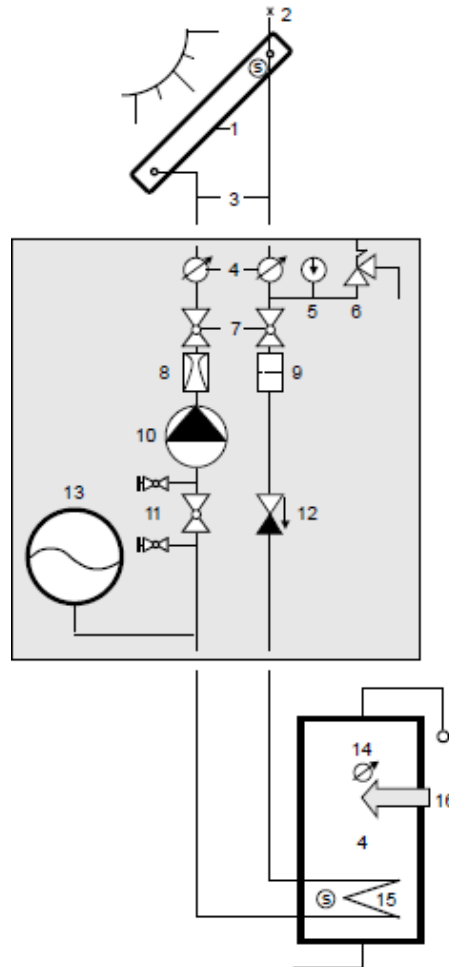


Figure 2-53 : Installation standard

Appareils:

1. Capteurs solaires
2. Purgeur
3. Conduites hydrauliques
4. Thermomètres
5. Manomètres
6. Soupape de sécurité
7. Vannes d'arrêt
8. Débitmètre
9. Filtre éventuel
10. Circulateur
11. Vannes de remplissage et de purge
12. Soupape de retenue
13. Vase d'expansion
14. Accumulateur
15. Echangeur de chaleur solaire
16. Appoint

Le circulateur ne doit être enclenché que lorsque le capteur est plus chaud que la partie inférieure de l'accumulateur. Ceci afin que la chaleur aille toujours du capteur vers l'accumulateur, et jamais de l'accumulateur vers le capteur. Pour assurer cette fonction on installe une **régulation** par températures différentielles et deux **sondes** de température (fig. 2-53).

La sonde de capteur mesure la température dans le haut de celui-ci (veiller à bien mesurer la température effective de l'absorbeur !). La sonde de l'accumulateur mesure la

température de ce dernier à la hauteur de l'échangeur de chaleur. Le circulateur est automatiquement enclenché lorsque les capteurs sont à une température supérieure à l'accumulateur.

Il est déclenché lorsqu'il n'y a plus de chaleur à transporter des capteurs vers l'accumulateur, c'est-à-dire lorsque l'insolation est insuffisante. [22]

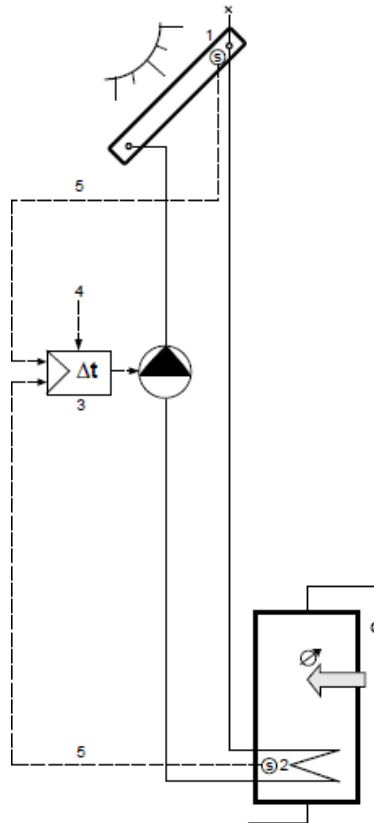


Figure 2-54 : Installation standard

- **Régulation:**

1. Sonde capteurs 2. Sonde accumulateur 3. Régulateur par températures différentielles
4. Alimentation électrique du régulateur 5. Raccordement électrique des sondes (basse tension)

b. Production d'eau chaude sanitaire

L'accumulateur, qui dans ce cas est un chauffe-eau, contient l'eau chaude sanitaire. Le circuit solaire est connecté au bas du chauffe eau.

Par l'effet de la stratification c'est toujours là que se trouve l'eau qui a la température la plus basse. De ce fait les capteurs et le circuit sont toujours à la température la plus basse possible, ce qui augmente le rendement des capteurs et de l'installation.

L'appoint, que ce soit un corps de chauffe électrique ou un échangeur de chaleur couplé à une chaudière, sera toujours placé plus haut que l'échangeur du circuit solaire.

Le volume chauffé par l'appoint doit être calculé pour couvrir les besoins lorsque l'énergie solaire stockée a été utilisée :

- **Appoint par une chaudière:**

Le volume chauffé par l'appoint doit permettre de couvrir les besoins de pointe.

Dans le calcul, veiller d'autre part au respect des directives prescrivant le nombre maximum d'enclenchement journaliers de la chaudière pour la préparation d'eau chaude sanitaire.

- **Appoint électrique nocturne:**

Le volume chauffé par l'appoint doit couvrir les besoins journaliers.

Le bas de l'accumulateur constitue toujours un réservoir tampon pour l'énergie solaire, puisqu'il ne peut être réchauffé que par le circuit des capteurs.

Si l'énergie solaire ne suffit pas pour chauffer l'eau au niveau de température souhaité, on parle de préchauffage solaire. L'appoint n'aura plus qu'à élever l'eau préchauffée au niveau de température voulu.

Pour que la stratification des températures soit bien marquée, la hauteur de l'accumulateur devra être suffisante. Le rapport entre la hauteur et le diamètre de l'accumulateur devrait être au minimum de 2:1.

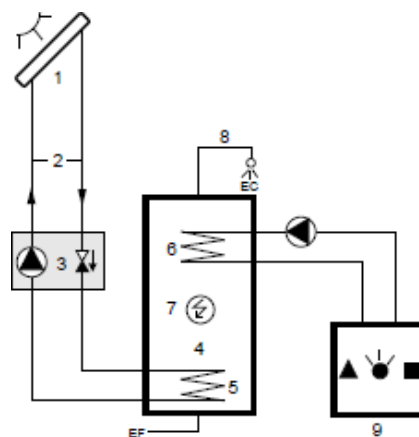


Figure 2-56 : Production d'eau chaude sanitaire

1. Capteurs solaires
2. Conduites hydrauliques circuit solaire
3. Groupe hydraulique solaire
4. Chauffe-eau sanitaire
5. Echangeur solaire
6. Appoint par chaudière
7. Appoint électrique
8. Circuit sanitaire
9. Chaudière d'appoint

Chapitre III : l'énergie éolienne

III. L'énergie éolienne

Introduction

Le vent est une source d'énergie renouvelable, économique, exploitable avec un bon niveau de sécurité et respectueuse de l'environnement. Dans le monde entier, les ressources d'énergie éolienne sont pratiquement illimitées. Les récents développements technologiques dans les domaines des turbines éoliennes à vitesse variable, en électronique de puissance et en commande de machines électriques tendent à rendre l'énergie éolienne aussi compétitive que l'énergie d'origine fossile [23, 24].

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [23]. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes [25].

Caractérisation des éoliennes

Histoire des éoliennes [25]

Les premières utilisations du vent en tant qu'énergie par l'homme remontent aux moulins à vent. Apparus à l'an 600 tout d'abord en Orient puis en Egypte, les moulins à vent produisaient une énergie mécanique qui servait à mouliner les grains mais aussi à pomper l'eau pour irriguer les cultures (figure (3.1)).

Les moulins à vent sont apparus en Europe un peu avant l'an 1000 en Grande-Bretagne et se sont généralisés ensuite au XII^{ème} siècle dans toute l'Europe. Ils étaient construits sur le modèle des éoliennes à axe vertical.

Les premières éoliennes ne font leur apparition véritablement qu'à la fin du XIX^{ème} siècle, sous forme expérimentale. C'est Charles F. Bush qui conçoit ce dispositif en premier

pour alimenter sa maison en électricité, en 1888. L'éolienne fonctionne avec des pales à axe vertical et plusieurs accumulateurs (batteries) pour stocker l'énergie produite.

Par la suite, le dispositif éolien de Charles F. Bush est repris par le Danois Poul La Cour qui dessine plusieurs éoliennes industrielles dont une qui sera vendue en 72 exemplaires au début du XX^{ème} siècle. Ces éoliennes visaient à produire de l'hydrogène en utilisant la force du vent pour la convertir en énergie chimique par un processus d'électrolyse.

Pendant tout le XX^{ème} siècle, de nombreux essais seront réalisés. En 1957, Johannes Juul crée une turbine qu'il appellera Gedser et qui sert encore aujourd'hui de modèle aux éoliennes modernes. Aux États-Unis, en Grande-Bretagne et en France seront réalisées des éoliennes dont la puissance pourra aller jusqu'à 1000 kW.



Figure 3.1 : *Eolienne de pompage d'eau ancienne.*

Descriptif d'une éolienne

L'**énergie éolienne** est l'énergie du vent et plus spécifiquement, l'énergie directement tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent. Elle tire son nom d'**Éole** (en grec ancien **Αἰόλος**, **Aiolos**), le maître des vents dans la Grèce antique [26].

L'énergie éolienne peut être utilisée de trois manières [26] :

- Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour irriguer ou abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin ;
- Transformation en force motrice (pompage de liquides, compression de fluides...);
- Production d'énergie électrique ; l'éolienne est alors couplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif. Le générateur est relié à un réseau électrique ou bien fonctionne au sein d'un système « autonome » avec un générateur

d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie.

Un aérogénérateur, plus communément appelé "éolienne", est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (figure (3.2)).

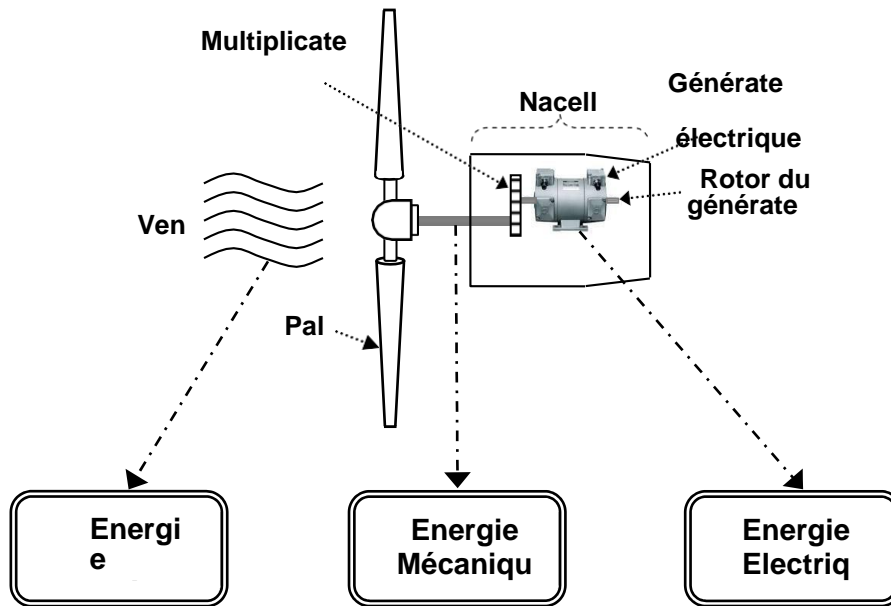


Figure 3.2 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.

Les différents types d'éoliennes

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. Deux grandes familles d'éoliennes existent : les éoliennes à axe vertical et celles à axe horizontal.

a. Turbines éoliennes à axe vertical (VAWT)

Ce type d'éolienne se distingue par un axe de rotation vertical par rapport au sol et perpendiculaire à la direction du vent. La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur et la génératrice directement au sol, ce qui rend la maintenance du système plus simple et donc économique [23], néanmoins cette solution impose que l'éolienne fonctionne avec un vent proche du sol, moins fort qu'en hauteur car freiné par le relief.

De par son axe vertical, il y a symétrie de révolution et le vent peut provenir de toutes les directions sans avoir à orienter le rotor. Par contre, ce type d'éolienne ne peut pas démarrer automatiquement, il faut la lancer dès l'apparition d'un vent suffisamment fort pour permettre la production. La figure (3.3) montre trois modèles d'éoliennes à axe vertical.

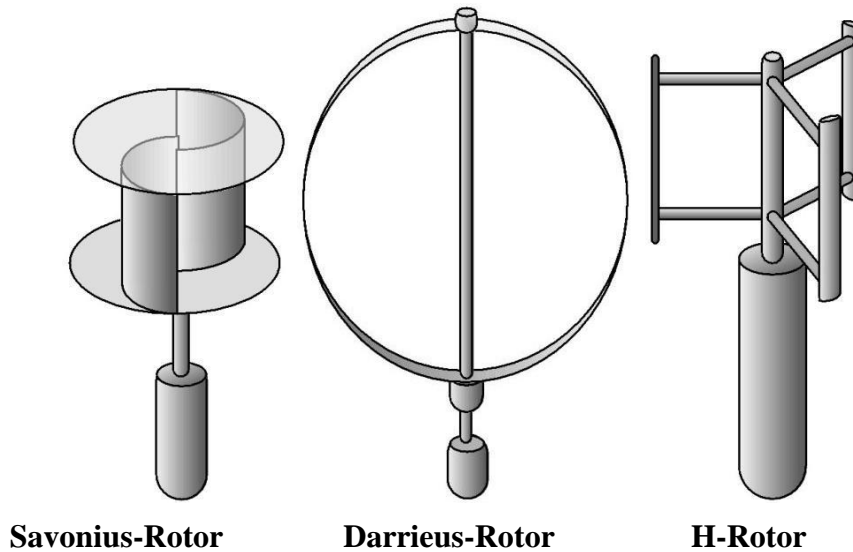


Figure 3.3 : Exemples de turbines éoliennes à axe vertical.

En ce qui concerne leur implantation, elles ont une emprise au sol plus importante que les éoliennes à tour car elles sont haubanées sur de grandes distances. En effet, les câbles des haubans doivent passer au dessus des pales. Cela représente un inconvénient majeur pour une implantation sur un site agricole par exemple.

Tous ces inconvénients alliés à la faible efficacité de la conversion d'énergie ont fortement limités le développement de ces éoliennes, laissant place aux aérogénérateurs à axe horizontal.

b. Turbines éoliennes à axe horizontal (HAWT)

C'est de loin la structure la plus répandue de par sa faible emprise au sol et son efficacité énergétique.

Ces éoliennes sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [27].

Ces éoliennes captent le vent en hauteur et loin du sol ; à cette hauteur le vent est beaucoup moins ralenti par le relief. A dimension d'hélice identique, on pourra produire plus de puissance par le biais de cette structure par rapport aux éoliennes à axe vertical.

Un autre avantage, et non des moindres, est l'emprise au sol qui est très faible par rapport aux éoliennes à axe vertical. Ici, seule la tour occupe de la place au sol et contient généralement tous les systèmes de raccordement. Ainsi il n'est pas nécessaire de rajouter un local électrique et l'emprise au sol est vraiment minimale. Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal.

Principaux composants d'une éolienne

Une éolienne se compose essentiellement des éléments ci-après (figure (3.4)).

➤ **La tour (mât)**

Permet de placer le rotor à une hauteur suffisante pour permettre son mouvement ou placer ce rotor à une hauteur lui permettant d'être entraîné par un vent plus fort et régulier qu'au niveau du sol. Le mât abrite généralement une partie des composants électriques et électroniques (modulateur, commande, multiplicateur, générateur, etc.). Il est de conception différente selon les dimensions de l'éolienne et selon l'impact souhaité sur le paysage. On rencontre les structures de mâts représentés dans la figure (3.5).

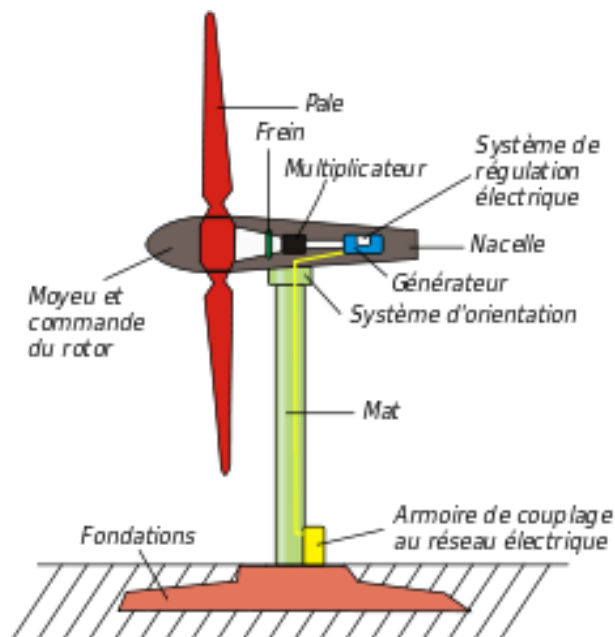


Figure 3.4 : Composants d'une turbine éolienne.

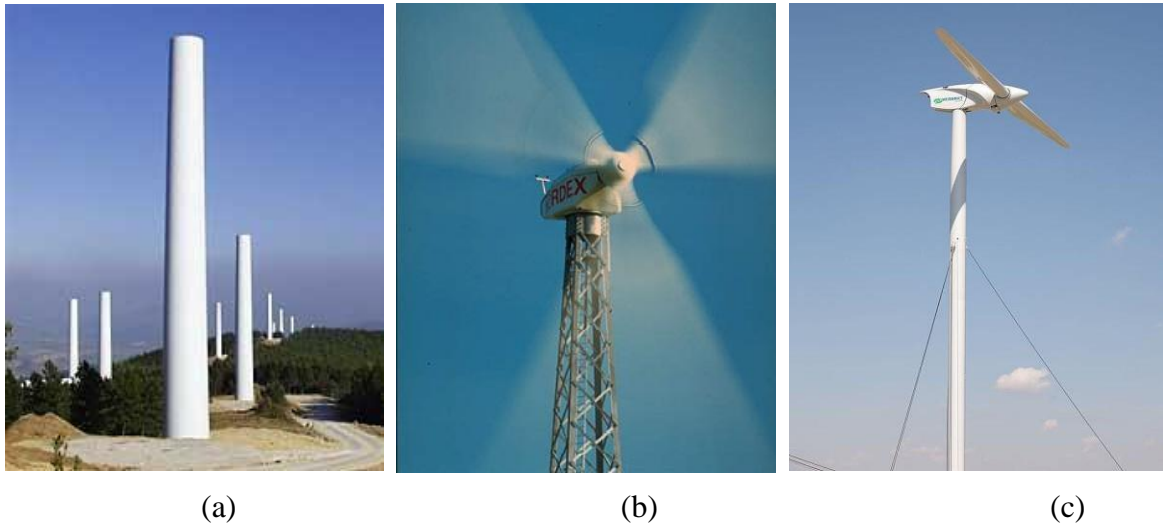


Figure 3.5 : Modèles de mâts d'éoliennes à axe horizontal ; a) Mât autoporteur, b) Mât en treillis, c) Mât haubané.

➤ **Le rotor**

Partie rotative de l'éolienne placée en hauteur afin de capter des vents forts et réguliers. Il est composé de plusieurs pales (en général trois) en matériau composite qui sont mises en mouvement par l'énergie cinétique du vent. Reliées par un moyeu, ces dernières peuvent en moyenne mesurer chacune 25 à 60 m de long et tourner à une vitesse de 5 à 25 tours par minute. Il est branché directement ou indirectement (via un multiplicateur de vitesse à engrenages) au système mécanique qui utilisera l'énergie recueillie (pompe, générateur électrique...).

➤ **La nacelle**

Montée au sommet de la tour : composée d'un carter ou bâti qui enveloppe, protège et relie entre elles l'ensemble des éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur.

➤ **Le moyeu**

Un moyeu qui supporte les pales. Lorsqu'elles sont à pas variable, il comporte un mécanisme permettant de faire varier l'angle d'attaque simultanément. On peut également devoir ajuster l'angle des pales fixes, aussi on prévoit toujours une façon de corriger l'installation des pales.

➤ **Le générateur électrique**

Un générateur électrique permettant de transformer l'énergie mécanique en énergie électrique qui peut être :

- directement couplé à l'aéromoteur : dans le cas le plus simple, l'hélice est montée directement sur l'axe du générateur électrique (génératrice synchrone) ;

- entraîné par un multiplicateur placé entre l'aéromoteur et le générateur électrique (génératrice asynchrone).

- ***Un système d'orientation***

C'est un moteur électrique dans le cas des grandes éoliennes. Il permet à la machine de présenter le rotor au vent quelle que soit sa direction. L'énergie électrique produite est transmise de la partie orientable à la partie fixe de l'aérogénérateur, solidaire du pylône support, par l'intermédiaire d'un dispositif à collecteur associé au pivot ou d'un câble souple qu'il faut dé-torsader périodiquement.

- ***Un arbre***

Dit arbre lent entre le rotor et la boîte de vitesse et arbre rapide entre le multiplicateur et la génératrice. C'est une pièce imposante car elle subit des efforts élevés. Pour les éoliennes sans boîte de vitesse (synchrones), il n'y a qu'un arbre unique.

- ***Un gouvernail***

Pour les petites machines, dans le cas où l'hélice de la machine fonctionne "au vent" ou des moteurs associés à une girouette et destinés à maintenir la machine face au vent.

- ***Un groupe hydraulique***

Qui permet l'orientation des pales et de la nacelle ainsi que le pilotage des freins aérodynamiques.

- ***Un frein à disque***

Placé sur l'arbre rapide permet l'immobilisation du rotor lors de la maintenance et palier à une défaillance éventuelle du frein aérodynamique.

- ***Armoire de couplage***

Qui transforme l'énergie produite par l'éolienne pour l'injecter dans le réseau de distribution ou charge.

- ***Une girouette et un anémomètre***

Situés sur la nacelle fournissent les informations nécessaires pour orienter correctement l'éolienne de façon automatique.

Système de régulation et de protection de l'éolienne

C'est un élément essentiel de la survie d'une éolienne, afin d'éviter la destruction de l'aéromoteur lorsque le vent est trop violent. Il est nécessaire d'équiper l'éolienne d'un système permettant de diminuer les contraintes mécaniques sur la machine en cas de survitesse du rotor. Ces systèmes peuvent être plus ou moins fins, et plus ou moins automatiques.

La plupart des accidents survenus sur un aérogénérateur sont la cause d'un sous-freinage de ces machines. On cherche donc à installer sur une éolienne au moins deux systèmes de freinage afin de protéger le générateur électrique contre la surproduction et la surchauffe et d'éviter une casse mécanique importante de l'éolienne elle-même.

On appelle « vitesse de régulation » la vitesse du vent à laquelle le mécanisme de régulation est pleinement activé.

Système de freinage manuel

C'est le moyen le plus simple pour éviter la destruction d'une machine, lorsque le vent atteint une certaine vitesse, un opérateur immobilise l'éolienne, cette immobilisation peut être effectuée de plusieurs manières :

- à l'aide d'un frein ;
- en changeant l'orientation de l'hélice : l'hélice est placée parallèlement au vent ;
- en modifiant le calage des pales afin d'obtenir un couple moteur nul.

Système de freinage automatique

a. Régulation et freinage par basculement de l'éolienne

Le basculement de l'éolienne entraîne une réduction de la surface effective balayée par le rotor. Pour réduire cette surface il faut augmenter l'angle formé par l'axe de rotation du rotor et la direction du vent dominant soit en faisant basculer l'hélice vers le haut soit en le faisant pivoter sur le côté. Lorsque le rotor est "effacé" vers le haut ou sur le côté, le rendement du rotor diminue considérablement et la puissance produite chute rapidement.

b. Régulation et freinage par gouvernail articulé

À partir d'un certain niveau de vent, jugé excessif pour la sécurité mécanique de l'éolienne, le gouvernail se replie progressivement et automatiquement en travers de l'axe du vent. Non seulement il freine l'écoulement, ralentissant la vitesse, mais il détourne l'éolienne de la perpendiculaire au vent. Celle-ci devient alors de moins en moins efficace et sa vitesse ne peut augmenter même si le vent force.

c. Système de régulation aérodynamique

➤ Le pas variable

Le pas variable, aussi appelé "*pitch control*", est un système de régulation aérodynamique actif.

Ce système permet :

- d'arrêter l'éolienne ou en limiter la puissance afin de la protéger des vents violents en plaçant les pales en drapeau et réduisant ainsi la prise au vent ;
- de maximiser l'énergie absorbée par l'éolienne pour la faire démarrer : généralement les pales pivotent de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent de manière à ce que les pales soient toujours positionnées avec un angle optimal par rapport à la direction du vent pour en extraire la puissance maximale.

C'est le système le plus efficace car il permet une régulation constante et presque parfaite de la rotation du générateur en bout de ligne.

➤ **Le pas fixe**

Le pas fixe, aussi appelé "*stall control*", est un système de régulation aérodynamique passif. Les pales de l'éolienne sont fixes par rapport au moyeu de l'éolienne. Ce système empêche les pales, qui sont conçues spécialement pour subir des décrochages, d'accélérer en utilisant l'effet Stall qui agit comme un frein par le décrochage aérodynamique au niveau de la pale du rotor. En effet grâce à sa forme, la pale ne peut plus accélérer même si le vent augmente.

➤ **Les volets**

Les volets (aérofrein ou flaps) s'ouvrent automatiquement, si la vitesse du vent devient excessive ou si un problème est décelé, et ralentissent les pales ou diminuent leur portance en provoquant un décrochage aérodynamique.

➤ **Les spoilers**

Les spoilers sont encastrés dans le bord d'attaque des pales (freinage aérodynamique). Chaque spoiler est maintenu dans son logement par un ressort de rappel et une masse tarés individuellement en fonction de la position du spoiler sur le bord d'attaque de la pale. À partir d'une certaine vitesse linéaire, la force centrifuge provoque l'éjection de tous les spoilers au même moment modifiant ainsi le profil aérodynamique de la pale.

d. Arrêt par frein à disque automatique

Un détecteur de vitesse déclenche, à un certain seuil prédéterminé, un mécanisme automatique d'arrêt complet de l'éolienne. Il ne s'agit plus d'un système de ralentissement, mais bien d'un stoppage complet. Lorsque le vent baisse d'intensité, le frein est relâché et

l'éolienne est de nouveau libérée. Ces arrêts peuvent aussi être déclenchés lorsque l'automate détecte un problème de réseau.

e. Régulation active par décrochage aérodynamique

Aussi appelé "active stall", ce système est utilisé pour les éoliennes de fortes puissances, il utilise les atouts de la régulation passive et de la régulation active afin de contrôler de manière plus précise la production d'électricité.

Les génératrices d'éoliennes à vitesse variable

La configuration électrique d'un aérogénérateur a une grande influence sur son fonctionnement. Le fait qu'une éolienne fonctionne à vitesse fixe ou à vitesse variable dépend par exemple de cette configuration [28]. Le contrôle au niveau de cette dernière permet d'optimiser le captage de l'énergie pour les vents faibles et moyens.

Eolienne à vitesse fixe

Dans le premier cas (figure (3.6)), le générateur tourne à vitesse fixe ou varie très légèrement en jouant sur le glissement de la machine asynchrone (seules les génératrices asynchrones sont utilisées dans ce cas). Deux génératrices asynchrones sont souvent utilisées dans ce type d'éoliennes. Un générateur dimensionné pour des faibles puissances correspondant à des vitesses de vent faibles et un générateur dimensionné pour des fortes puissances correspondant à des vitesses de vent plus élevés.

Eolienne à vitesse variable

Dans le deuxième cas (figure (3.7)), une interface de puissance adapte la fréquence des courants du générateur à celle réseau et permet ainsi de fonctionner à vitesse variable. Autrement dit, l'introduction de convertisseurs de puissance entre le générateur et le réseau donne lieu à un découplage entre la fréquence du réseau électrique et la vitesse de rotation de la machine électrique.

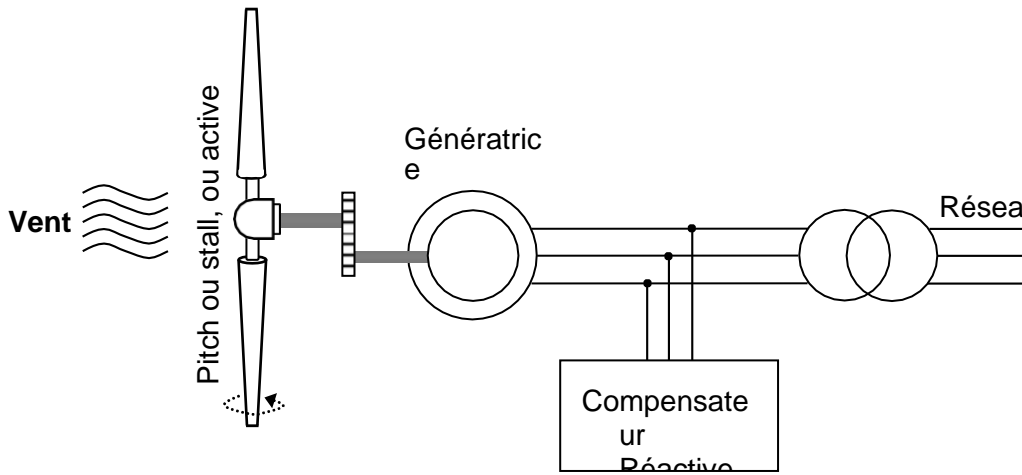


Figure 3.6 : Vitesse fixe.

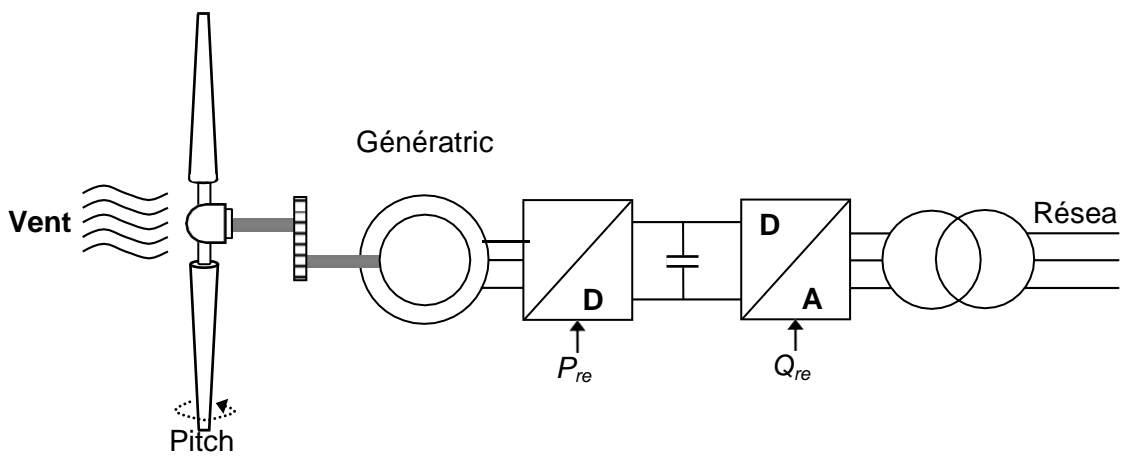


Figure 3.7 : Vitesse variable.

Le tableau (3.1) illustre un comparatif simple entre les deux types de fonctionnement.

Fonctionnement à vitesse fixe	Fonctionnement à vitesse variable
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Simplicité du système électrique ; ➤ Plus grande fiabilité ; ➤ Faible probabilité d'entrée en résonance des éléments de l'éolienne ; ➤ Moins cher ; ➤ Fonctionnement à vitesse variable ($\pm 30\%$ de la vitesse nominale). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Augmentation du rendement énergétique ; ➤ Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance ; ➤ Réduction des efforts subis par le train de puissance ; ➤ Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

Tableau 3.1 : Comparatif entre la vitesse fixe et la vitesse variable.

Système utilisant une génératrice synchrone

a. Exploitation dans l'éolien

Le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Autrement dit, si la génératrice est connectée au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement un sous-multiple de la pulsation des courants statoriques. L'adaptation de cette machine à un système éolien pose des problèmes pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau lors des phases de connexion. Pour ces raisons, on place systématiquement une interface électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation [29], [30].

b. Avantages et inconvénients

Le tableau (3.2) résume les principaux avantages et inconvénients des génératrices synchrones.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none">➤ Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens ;➤ Absence de boîte de vitesse ;➤ Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse.	<ul style="list-style-type: none">➤ Machine spécifique ;➤ Prix de l'électronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale ;➤ Grand diamètre de la machine.

Tableau 3.2 : Avantages et inconvénients des génératrices synchrones.

Système utilisant une génératrice asynchrone

a. Exploitation dans l'éolien

L'éolienne dans cette configuration entraîne une génératrice asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance situé sur le circuit statorique. Contrairement à une éolienne à vitesse fixe, les tensions et les fréquences à la sortie de la génératrice ne sont plus imposées par le réseau, ce qui permet de réguler la vitesse de l'éolienne. La commande de l'onduleur permet de garder constante la tension du bus continu.

b. Avantages et inconvénients

Le tableau (3.3) résume les principaux avantages et inconvénients des génératrices asynchrones.

Avantage	Inconvénient
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Electronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale.

Tableau 3.3 : Avantages et inconvénients des génératrices asynchrones.

Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation

a. Principe de la machine asynchrone à double alimentation

Dans cette configuration le stator de la machine asynchrone est connecté directement au réseau et le convertisseur de puissance se trouve sur le circuit rotorique (figure (II.8)). La commande du redresseur permet de contrôler le fonctionnement de la génératrice en imposant la tension des enroulements rotoriques. La commande de l'onduleur permet de maintenir constante la tension du bus continu.

b. Avantages et inconvénients

Cette configuration a l'avantage de réaliser des économies sur les convertisseurs de puissance car la puissance transitée par le circuit rotorique est faible par rapport à la puissance statorique dans la configuration classique. Le tableau (II.4) résume les principaux avantages et inconvénients de l'utilisation de cette génératrice.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens ; ➤ Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale ; ➤ Fonctionnement à vitesse variable ($\pm 30\%$ de vitesse nominale). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Maintenance du multiplicateur ; ➤ Commande complexe ; ➤ Oscillations mécaniques.

Tableau3.4 : Avantages et inconvénients de la génératrice asynchrone double alimentation.

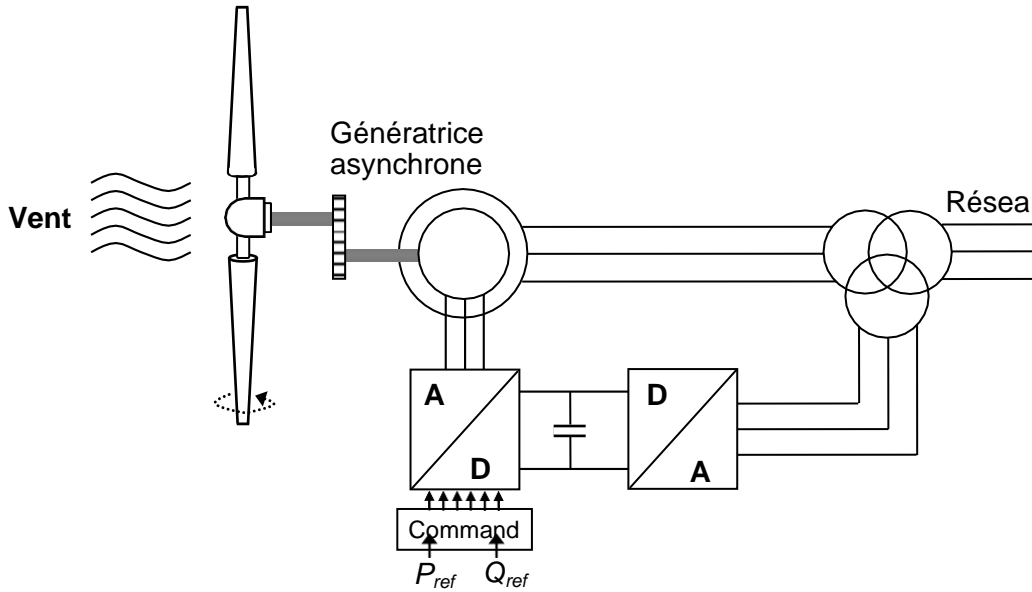


Figure 3.8 : Eolienne utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA).

Modélisation mathématique de la turbine éolienne

Le dispositif, qui est étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant trois pales de longueur R , fixées sur un arbre d'entraînement qui est relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (figure (3.9)).

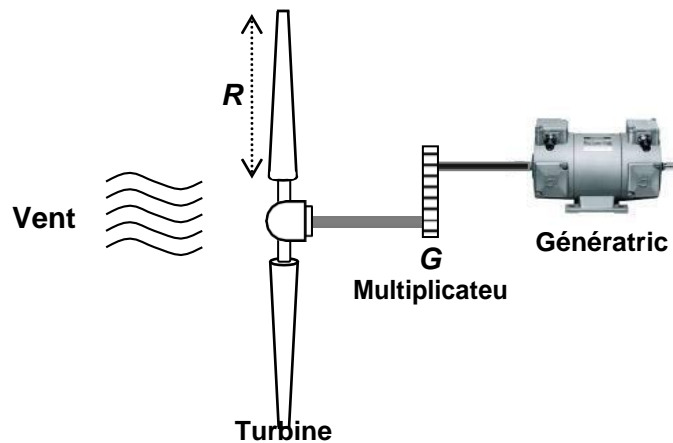


Figure 3.9 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.

Modèle aérodynamique

A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passant par la section de la surface active S de la voilure, la puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par [31]:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (3.1)$$

Où :

ρ est la densité de l'air (approx. $1,22 \text{ kg/m}^3$ à la pression atmosphérique à 15°C) ;

S est la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est déterminé par la longueur de la pale ;

V_v est la vitesse du vent.

Selon la loi de Betz (voir annexe A), cette puissance ne pourra jamais être extraire dans sa totalité [32]. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz :

$$P_{aer} = \frac{16}{27} \cdot P_v = 0,59 \cdot P_v \quad (3.2)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon, le coefficient de puissance maximal théorique est défini comme suit :

$$C_p^{opt} = \frac{P_{aer}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{aer}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} = 0,59 \quad (3.3)$$

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{eol}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad (3.4)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée dite vitesse relative λ , qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{V_v} \quad (3.5)$$

Où Ω_t est la vitesse de la turbine.

Nous utiliserons une expression approchée du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative λ et de l'angle de calage des pales β dont l'expression a pour origine les travaux d'El Aïmani [33] :

$$C_p = (0,5 - 0,167 \cdot (\beta - 2)) \cdot \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0,1)}{18,5 - 0,3 \cdot (\beta - 2)} \right] - 0,0018 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2) \quad (3.6)$$

Connaissant la vitesse de rotation de la turbine, le couple mécanique C_t disponible sur l'arbre lent de la turbine peut donc s'exprimer par :

$$C_t = \frac{P}{\Omega_t} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2 \cdot \Omega_t} \quad (3.7)$$

Modèle de la partie mécanique

Sur la base des hypothèses simplificatrices mentionnées dans la section (3.5.1), on obtient alors un modèle mécanique constitué de deux masses comme l'illustre la figure (3.10), [51].

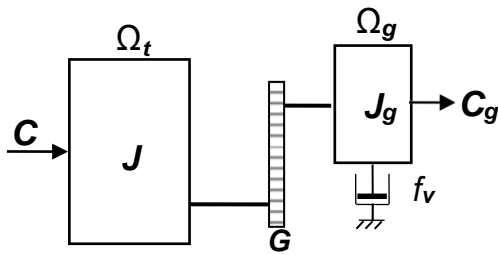


Figure 3.10 : Modèle mécanique de la turbine éolienne.

Avec :

J_t le moment d'inertie de la turbine équivalent aux inerties des 3 pales de l'éolienne ;

J_g le moment d'inertie de la génératrice ;

f_v le coefficient dû aux frottements visqueux de la génératrice ;

C_g le couple mécanique sur l'arbre de la génératrice ;

Ω_g la vitesse de rotation de la génératrice.

Le multiplicateur adapte la vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) à la vitesse de rotation de la génératrice (arbre rapide). Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les deux équations suivantes :

$$C_g = \frac{C_t}{G} \quad (3.8)$$

$$\Omega_t = \frac{\Omega_g}{G} \quad (3.9)$$

D'après la figure (II.10), nous pouvons écrire l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique de la génératrice par :

$$\left(\overline{J_t + J_g} \right) \frac{d\Omega_g}{dt} + f \cdot \Omega_g = C - C_{em} \quad (3.10)$$

Avec C_{em} le couple électromagnétique de la génératrice.

Le schéma bloc de la figure (3.11) correspond aux modélisations aérodynamique et mécanique de la turbine éolienne. Ce schéma bloc montre que la vitesse de rotation Ω_g de la génératrice, donc de la turbine, peut être contrôlée par action soit sur l'angle de calage des pales β , soit sur le couple électromagnétique C_{em} de la génératrice. La vitesse du vent V_v est considérée comme une entrée perturbatrice au système.

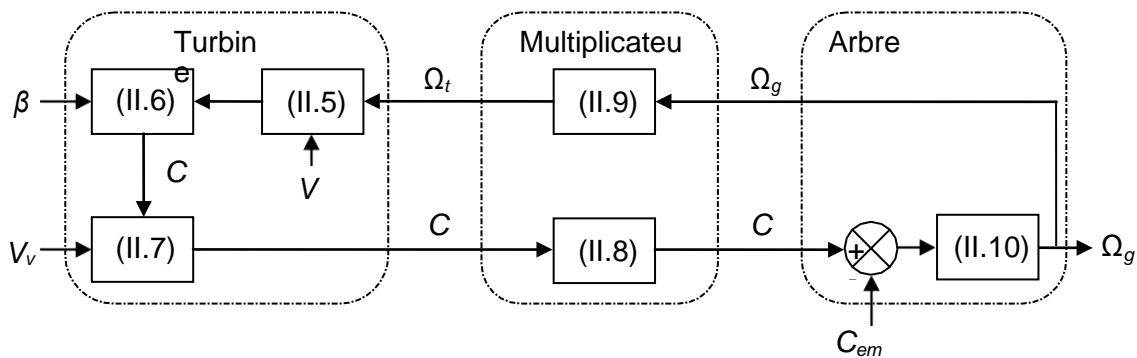


Figure 3. 11 : Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne.

Stratégie de commande de la turbine éolienne

Extraction du maximum de la puissance du vent

Le fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable est représenté sur la figure (3.12).

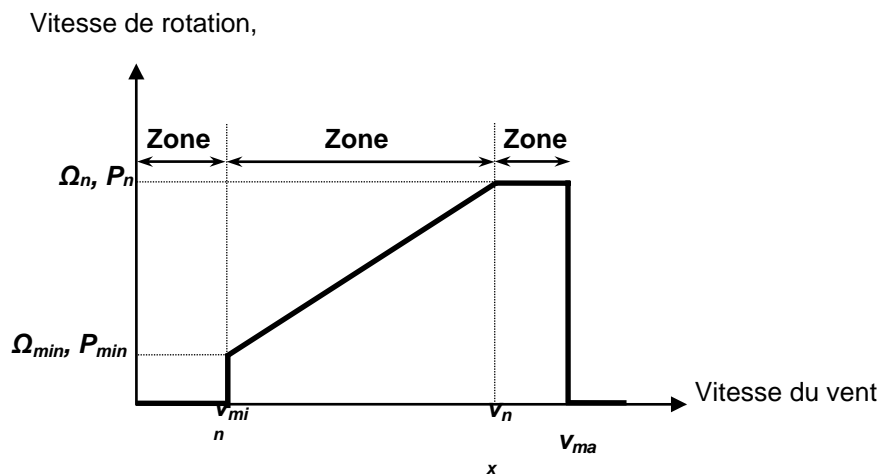


Figure 3. 12 : Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

Trois zones principales de fonctionnement peuvent être distinguées :

- Zone 1 : la vitesse du vent est faible, insuffisante pour permettre de démarrer l'éolienne ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro ;
- Zone 2 : le vent atteint une vitesse minimale v_{min} pour permettre le démarrage. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse nominale v_n correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique P_n et de la vitesse de rotation Ω_n ;
- Zone 3 : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leur valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne. Ces limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales β). Dès que le vent a atteint sa valeur maximale v_{max} , une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéresserons plus particulièrement à des points de fonctionnement de l'éolienne se situant dans la zone 2. En effet, dans cette zone, nous considérerons que l'angle de calage des pales β est constant. Un fonctionnement en zone 3 aurait uniquement pour conséquence une modification de cet angle afin de limiter la puissance mécanique pour éviter toute destruction de l'éolienne.

Dans la Zone 2, il existe différentes stratégies de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la GADA afin de régler la vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite. Ce principe est connu sous la terminologie MPPT. On peut distinguer deux modes de contrôle [33] :

- le contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation ;
- le contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation.

a. Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation

- Principe général

Le vent est une grandeur aléatoire, de nature très fluctuante. La figure (3.11) montre clairement que les fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance.

Pour cette étude, nous supposerons que la machine électrique et son variateur sont idéaux, quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé par la GADA est donc à tout instant égal à sa valeur de référence imposée par la commande.

$$C_{em} = C_{em}^* \quad (3.11)$$

Avec :

C_{em}^* le couple électromagnétique de référence de la GADA.

- Asservissement de la vitesse

Les techniques d'extraction du maximum de puissance consistent à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Plusieurs dispositifs de commande peuvent être imaginés. Comme expliqué dans la section (II.5.3), la vitesse est influencée par l'application de trois couples : un couple éolien, un couple électromagnétique et un couple résistant. En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples, le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} :

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = \frac{1}{J} (C_g - f_v \cdot \Omega_g - C_{em}) \quad (3.12)$$

Où J est l'inertie totale de l'ensemble « turbine + génératrice », donnée par $J = \left(\frac{J_t}{G^2} + J_g \right)$.

Finalement, nous pouvons déduire une structure adéquate de commande qui consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence.

Pour l'application de cette structure de commande nous devons asservir la vitesse. La relation montre que pour avoir un couple de référence il faut avoir une vitesse mécanique de référence, qui dépend de la vitesse de la turbine à fixer, donc nous devons prendre en compte le gain du multiplicateur.

Le couple électromagnétique de référence C_{em}^* permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence Ω_g^* est obtenu par une relation inverse indirecte :

$$C_{em}^* = R_{\Omega} \left(\Omega_g^* - \Omega_g \right) \quad (3.13)$$

Avec :

R_{Ω} le régulateur de vitesse ;

Ω_g^* la vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer Ω_t^* pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, nous avons donc :

$$\Omega_g^* = G \cdot \Omega_t^* \quad \text{Avec :}$$

(3.14)

Ω_t^* la vitesse de référence de la turbine.

Pour un point de fonctionnement donné (vitesse du vent fixe), on souhaite que la puissance mécanique soit maximale, ce qui correspond à la valeur maximale du coefficient C_p . Celle-ci est obtenue si la vitesse relative λ est égale à sa valeur optimale λ_{opt} (pour β constant et égal à 2°).

La vitesse de rotation de référence de la turbine Ω_t^* est obtenue à partir de l'équation (3.5) comme suit :

$$\Omega_t = \frac{\lambda_{opt} \cdot V_v}{R} \quad (3.15)$$

L'action du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches :

- Il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence ;
- Il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

Nous pouvons facilement déduire le schéma bloc qui présente l'asservissement de la vitesse pour la maximisation de puissance extraite :

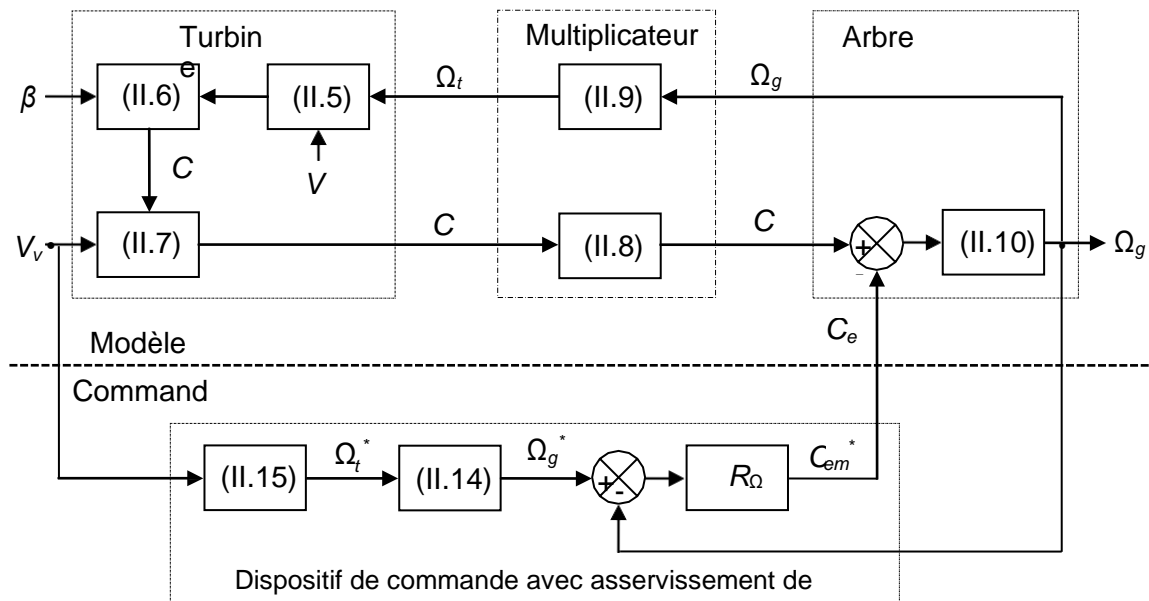


Figure 3. 13 : Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation.

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Afin de réaliser cette tâche, deux types de correcteurs ont été utilisés dans ce travail, à savoir ; un correcteur Proportionnel Intégral (PI) classique et un autre de type flou. La conception de ces derniers sera détaillée par la suite.

- **Réglage de vitesse par régulateur de type PI classique**

L'approche la plus classique utilisée dans notre travail consiste à contrôler la vitesse de rotation par un régulateur PI. Dans l'objectif d'annuler l'erreur statique et réduire le temps de réponse tout en conservant la stabilité du système, un correcteur proportionnel intégral est utilisé. Les performances obtenues (stabilité, précision, temps de réponse) sont satisfaisantes pour un tel système électromécanique. Cependant le couple peut présenter un dépassement important qui peut nuire au fonctionnement du système, pour palier à ce problème on utilise une limitation de la référence du couple à la sortie du correcteur, la vitesse à régler se définit à partir de l'équation mécanique, la structure du régulateur de vitesse est montrée sur la figure (3.14).

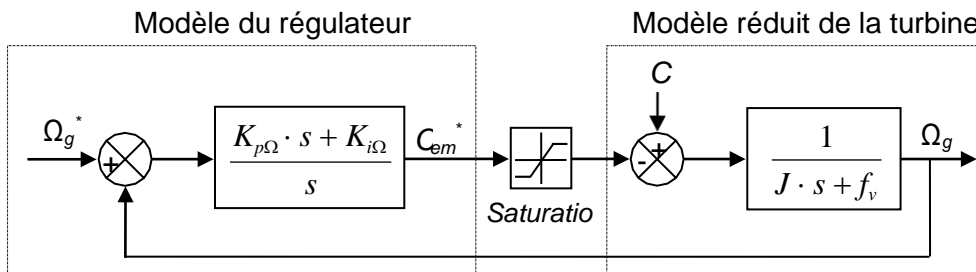


Figure 3. 14 : Schéma bloc de régulation de la vitesse de rotation.

Nous pouvons écrire la fonction de transfert en boucle fermée sous la forme mathématique suivante :

$$\Omega_g = F(s) \cdot \Omega_g^* + G(s) \cdot C_g \quad (3.16)$$

Où $F(s)$ est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse :

$$F(s) = \frac{K_{p\Omega} \cdot s + K_{i\Omega}}{J \cdot s^2 + (f_v + K_{p\Omega})s + K_{i\Omega}} \quad (3.17)$$

Et $G(s)$ est la fonction de la perturbation :

$$G(s) = \frac{s}{J \cdot s^2 + (f_v + K_{p\Omega})s + K_{i\Omega}} \quad (3.18)$$

Pour baisser l'effet de la perturbation (couple C_{em}), nous avons intérêt à choisir une valeur élevée pour le gain $K_{p\Omega}$. L'autre gain est choisi de manière à avoir une fonction de transfert du 2^{ème} ordre, ayant une pulsation naturelle et un coefficient d'amortissement, déterminés comme suit :

$$\begin{cases} \omega_{n,1} = \sqrt{\frac{K_{i\Omega}}{J}} \\ \xi = \frac{f_v + K_{p\Omega}}{J \cdot 2\omega_{n,1}} \end{cases} \quad (3.19)$$

Donc, pour imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement, nous trouvons :

$$\begin{cases} K_{i\Omega} = \omega_{n,1}^2 \cdot J \\ K_{p\Omega} = 2\xi_1 J \omega_{n,1} - f_v \end{cases} \quad (3.20)$$

b. Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation

Ce mode de contrôle repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent devant les constantes de temps électriques du système éolien, ce qui implique que le couple d'accélération de la turbine peut être considéré comme nul. Dans ce cas, à partir de l'équation (II.10), nous pouvons écrire :

$$\left(\overline{J_t + J} \right) \overline{d\Omega_g} + f_v \cdot \overline{\Omega_g} = \overline{C_g} - \overline{C_{em}} = 0 \quad (3.21)$$

De plus, si l'on néglige l'effet du couple dû aux frottements visqueux ($f_v \cdot \Omega_g = 0$) par rapport au couple mécanique C_g , on peut alors écrire :

$$C_g = C_{em} \quad (3.22)$$

Une estimation de la vitesse de rotation de la turbine, notée $\hat{\Omega}_t$, est obtenue à partir de la mesure de la vitesse de rotation de la GADA :

$$\hat{\Omega}_t = \frac{\Omega_g}{G} \quad (3.23)$$

Une mesure précise de la vitesse du vent étant difficile, une estimation de celle-ci, notée \hat{V}_v , est obtenue à partir de l'estimation de la vitesse rotation de la turbine :

$$\hat{V}_v = \frac{\hat{\Omega}_g \cdot R}{\lambda} \quad (3.24)$$

Le couple de la turbine éolienne peut ensuite être obtenu à partir des estimations de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de la turbine. Il peut s'exprimer par :

$$\hat{C}_t = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot \frac{1}{\hat{\Omega}_t} \cdot \hat{V}_v^3 \quad (3.25)$$

Le couple électromagnétique de référence est alors obtenu à partir de l'estimation du couple de la turbine éolienne :

$$C_{em}^* = \frac{\hat{C}_t}{G} \quad (3.26)$$

Afin d'extraire le maximum de puissance, il faut fixer la vitesse relative à sa valeur optimale λ_{opt} afin d'obtenir le coefficient de puissance maximum C_{pmax} . Le couple électromagnétique de référence s'exprime donc par :

$$C_{em}^* = \Gamma \cdot \Omega_g^2 \quad (3.27)$$

Où Γ est une constante définie par :

$$\Gamma = \frac{C_{pmax} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{2 \cdot G^3 \cdot \lambda_{opt}^3} \quad (3.28)$$

La figure (3.18) présente le principe du contrôle MPPT de la turbine éolienne sans asservissement de la vitesse de rotation.

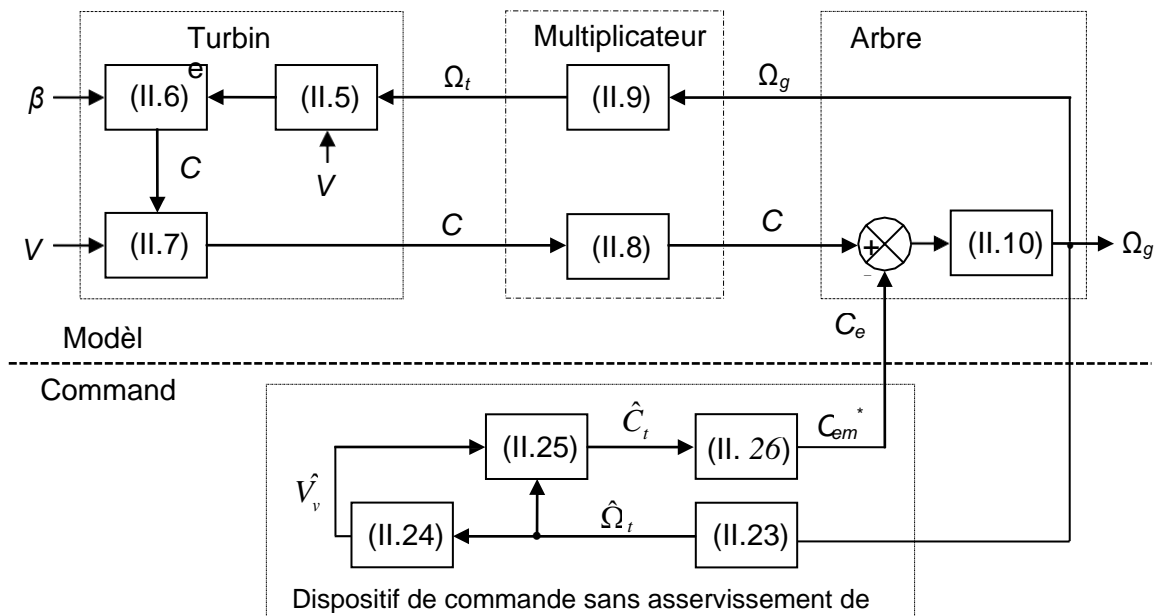


Figure 3. 18 : Contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation.

Configuration des pales [34]

L'étude portera sur une éolienne tripale. On définit l'angle azimutal \varnothing_i de la pale i comme étant l'angle entre l'axe principal de la pale avec l'axe horizontal passant par l'axe drotor.

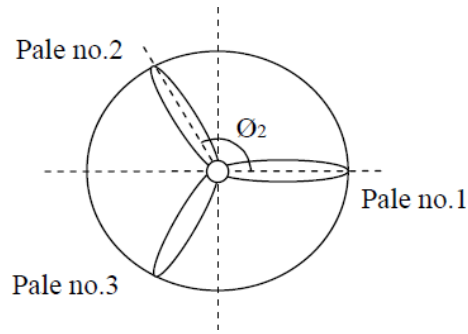


Figure 3-19 : Définition de l'angle azimutal

Cut-in Speed/Cut out speed [34]

Il semble avantageux du point de vue économique de limiter l'extraction de l'énergie éolienne à certaine vitesse de vent maximum. Au dessus de cette valeur, la taille de la colonne doit être plus importante pour résister à des sollicitations accrues. Cette vitesse maximum est appelée « cut off speed » et est définie dans la littérature comme étant la vitesse maximum à partir de laquelle l'éolienne arrête de produire de l'énergie.

Dans les applications rurales, comme pomper de l'eau par exemple, il est souvent désirable que la turbine commence à tourner pour des vitesses de vents incidents aussi faibles que possible. Du point de vue de la production annuelle d'énergie, une aussi basse « cut in speed » n'est pas nécessaire comme cela peut être aisément constaté en considérant à la fois une courbe traduisant la probabilité d'occurrence de chaque vitesse de vent et une courbe traduisant la puissance produite pour chaque vitesse de vent.

En considérant la figure 3-20, trois modes de fonctionnement peuvent être définis :

- Avant la « Cut in speed » et après la « cut off speed », les pales sont placées en position d'arrêt, parallèles au vent incident. De cette manière, elles ne sont que très peu soumises aux charges de vent, mais ne produisent aucune énergie.
- Entre la « cut in speed » et la « rated speed », le rotor tourne à faible vitesse et commence à extraire de l'énergie.
- Entre la « rated speed » et la « cut off speed », le rotor atteint sa vitesse de rotation maximum prévu lors de la conception. C'est le régime de fonctionnement optimal de l'éolienne. Elle est maintenue constante malgré l'augmentation de vitesse du vent incident grâce à l'utilisation d'une boîte de vitesse, ainsi que d'un système de régulation des charges.

En effet, certaines éoliennes ont la possibilité de faire tourner les pales sur leur axe, jouant ainsi sur l'angle d'attaque et donc le taux de production d'énergie. Sur cette plage de vitesse, l'énergie produite est considérée comme étant le maximum possible.

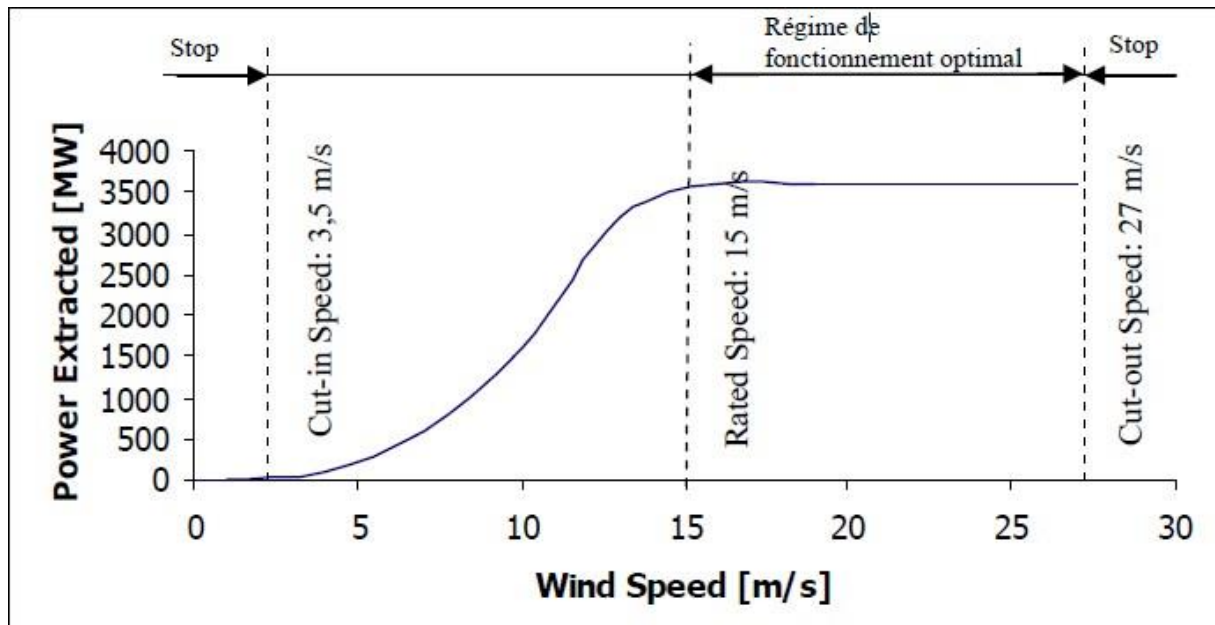


Figure 3-20: Courbe de puissance [34]

Etude préliminaire de mécanique des fluides

Le but des éoliennes est de transformer l'énergie contenue dans le vent en mouvement de rotation du rotor afin de produire de l'énergie.

Avant tout, de manière à avoir une bonne description des charges de vents agissant sur le rotor, il est important de bien cerner les concepts fondamentaux de la Mécanique des fluides à la base de la rotation des pales.

L'énergie dans un fluide est contenue sous quatre formes différentes: potentielle, thermodynamique, cinétique et thermique. Les deux premières formes ont un effet négligeable sur la problématique de notre procédé. A pression constante, seule l'énergie cinétique est extraite du vent. En supposant une vitesse constante le long de la ligne de courant lors du passage à travers les pales du rotor (principe de conservation de la masse), l'énergie est alors extraite par une baisse de pression à travers le rotor. L'air situé juste à l'arrière du rotor possède une pression inférieure à la pression atmosphérique. La surpression au devant du rotor dévie une part de l'air incident autour de la turbine.

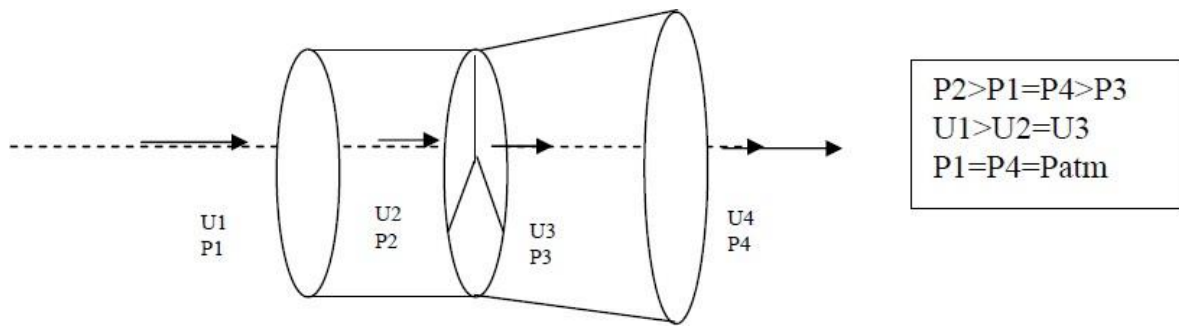


Figure 3-21 : principe

Partant du principe qu'une partie de l'air incident est déviée autour du rotor, ceci implique que toute l'énergie contenue dans le vent incident ne pourra être extraite.

Albert BETZ fut le premier à déterminer la limite théorique d'efficacité d'une éolienne. Cette limite est connue sous le nom de Limite de BETZ.

Toujours suivant le principe de conservation de la masse, l'apparition d'une surpression en amont du rotor entraîne une réduction de vitesse du vent incident. On peut alors définir le facteur axial d'induction a comme étant la proportion de la réduction de vitesse entre le vent incident et le vent passant à travers le rotor. Il est défini comme suit :

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (3.29)$$

Utilisant le principe de conservation de la masse et le théorème de Bernoulli, les relations suivantes peuvent être déduites:

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (3.30)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (3.31)$$

$$U_2 = 1/2(U_4 - U_1) \quad (3.32)$$

Introduisons maintenant le coefficient de puissance C_p . Il représente le rapport entre l'énergie extraite et l'énergie totale contenue dans le vent.

BETZ développa une expression de C_p en fonction du facteur axiale d'induction a :

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (3.33)$$

Le facteur optimal d'induction est $1/3$.

Il permet d'atteindre un coefficient de puissance maximale de $16/27$ ($\approx 0,59$)

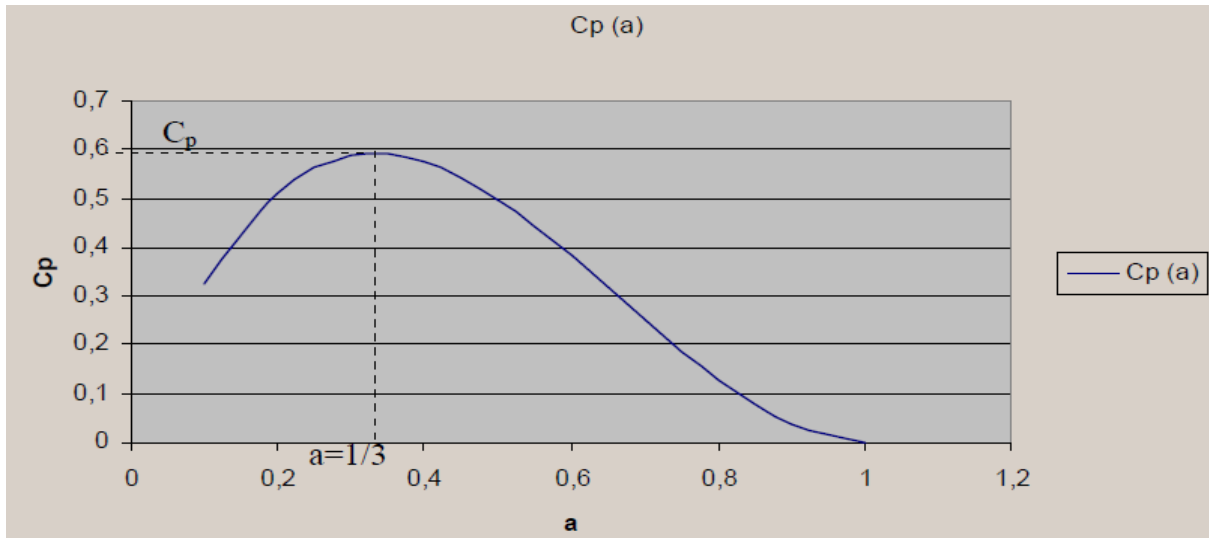


Figure 3-22: Evolution du coefficient de puissance

Un vent opérant à des poussées supérieures (a faible) implique qu'une plus grande quantité d'air est déviée et donc une baisse de l'énergie totale potentiellement exploitable. En revanche, lorsque le coefficient a augmente, la vitesse du vent passant à travers le rotor diminue et donc l'énergie exploitable fonction de la vitesse au cube aussi.

Cette étude aérodynamique sommaire pose les bases d'importants concepts que l'on doit garder en mémoire.

Elle ne prend cependant pas en compte d'autres facteurs tout aussi importants comme par exemple la forme de la pale de l'éolienne, la rotation du sillon, les choix techniques portant sur la boîte de vitesse, sur l'arbre de transmission.

Interaction Pale/Vent [34]

a. Terminologie

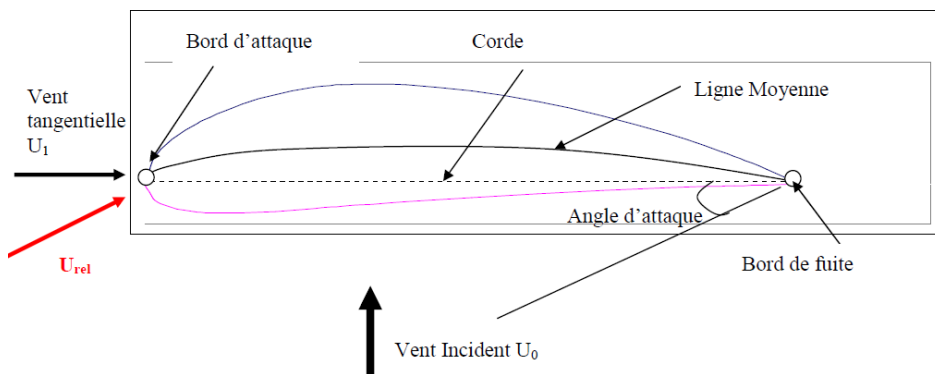


Figure 3-23 : Interaction Pale/Vent

b. Théorie des ailes

Quand un corps est plongé dans un fluide et possède un mouvement relatif par rapport au fluide dans lequel il est plongé, la traînée F_D est définie comme la composante de la force résultante, parallèle au mouvement relatif.

La composante normale F_L au mouvement relatif agissant sur le corps immergé est appelée portance.

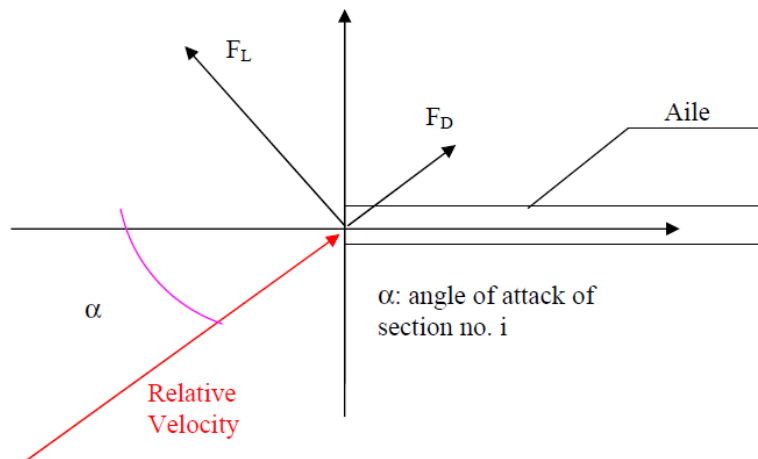


Figure 3-24: Forces agissant sur une aile

L'angle d'attaque α est défini comme étant l'angle entre la corde de l'aile et la direction de la vitesse relative.

Selon les théories classiques d'aéronautique, les forces de traînée et de portance sur une pale de géométrie donnée peuvent être décrites de la manière suivante:

$$F_L = \frac{1}{2} \rho \cdot C_L \cdot A \cdot U^2 \quad (3.34)$$

$$F_D = \frac{1}{2} \rho \cdot C_D \cdot A \cdot U^2 \quad (3.35)$$

A est l'aire projetée du corps immergé.

C_L et C_D sont respectivement les coefficients de portance et de traînée. Ils sont fonction de la nature et de la forme du corps immergé dans le fluide, de la valeur du nombre de Reynolds caractérisant la nature de l'écoulement et de l'angle d'attaque.

Considérons maintenant une section de pale d'éolienne:

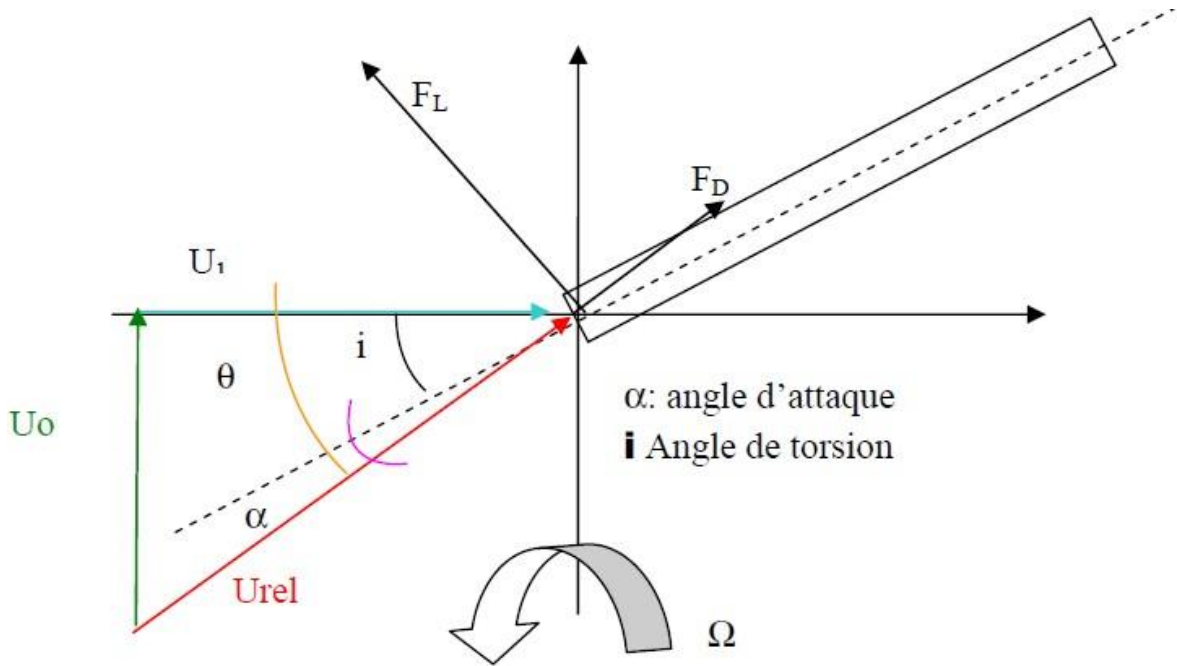


Figure 3-25: Force agissant sur une pale d'éolienne [34]

Le vent incident est caractérisé par sa vitesse U_0 . Sous l'effet de ce dernier, les pales commencent à tourner. Ceci induit la création d'un écoulement perpendiculaire au flux incident. Cet écoulement de vitesse U_1 possède une vitesse variant linéairement le long de la pale:

$$U_1 = \Omega \cdot r \quad (3.36)$$

Où Ω est la vitesse angulaire de l'aile et r l'abscisse de la section considérée.

Finalement, la vitesse relative totale du fluide agissant sur la pale est une combinaison entre

U_0 et U_1 :

$$U_{rel}^2 = \Omega^2 \cdot r^2 + U_0^2 \quad (3.37)$$

Les forces axiale et tangentielle peuvent être obtenues par projection dans le système de coordonnées globale cf. Figure 3-26 :

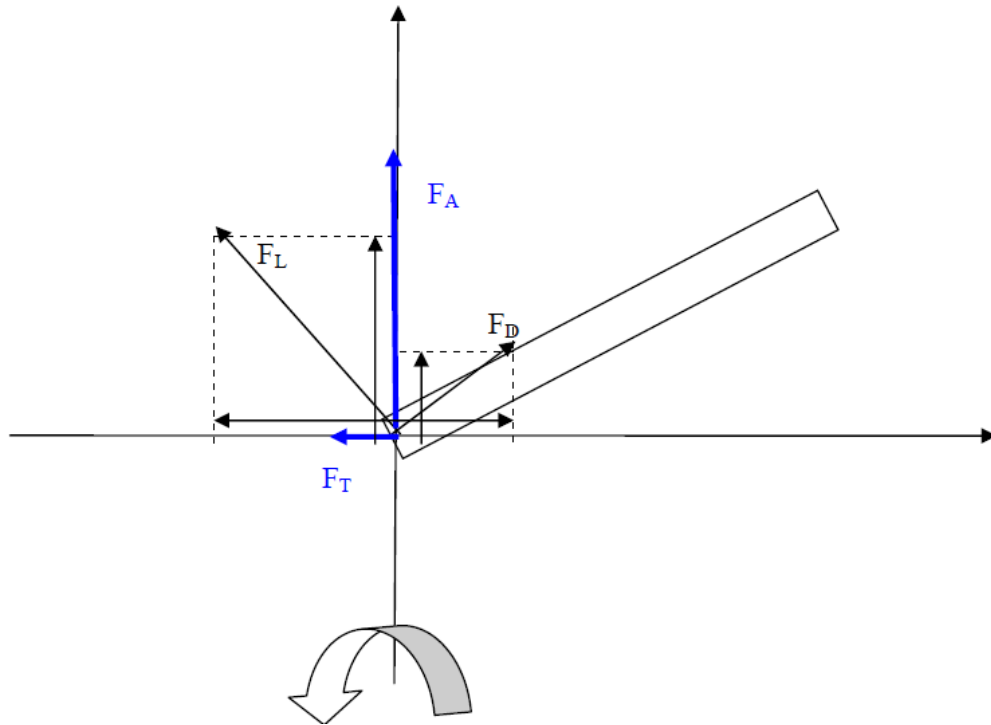


Figure 3-26: Forces axiale et tangentielle dans le repère générale

$$F_T = F_L \cdot \sin \theta - F_D \cdot \cos \theta \quad (3.38)$$

$$F_a = F_L \cdot \cos \theta + F_D \cdot \sin \theta \quad (3.39)$$

La force tangentielle fournit la poussée utile sur l'arbre. La force axiale ne fait que charger la structure.

On peut facilement comprendre que pour augmenter la poussée sur l'arbre et donc l'énergie que l'on peut extraire du vent, il nous faut augmenter les forces de portance et diminuer les forces de traînée.

Un angle d'attaque optimum peut être défini pour maximiser le ratio entre CL/CD et ainsi atteindre une force tangentielle maximum.

Du fait de la variation de U_1 , la direction du vecteur vitesse relative vu par la pale aura tendance à venir tangenter le vecteur U_1 en bout de pale. Ceci implique la variation de l'angle d'attaque le long de la pale. Un angle d'attaque trop petit implique des valeurs de coefficient de portance trop petites alors qu'un angle d'attaque trop important va entraîner un phénomène de palier, se traduisant aussi par une perte de portance pouvant aboutir au décrochage (local ou global) de la pale. Cette dernière ne servira donc plus à la production d'énergie.

En pratique, on cherche à assurer un coefficient de portance maximum et constant le long de la pale en introduisant un angle de torsion $i(r)$ dans la pale.

Chapitre IV : Le biogaz

IV. Le biogaz des déchets

Introduction

La technologie de biogaz est universelle car elle a pour principe de produire un combustible inépuisable tout en maintenant la qualité de l'environnement. Cette filière s'intègre donc harmonieusement dans le développement durable ; elle est d'ailleurs la seule à prendre actuellement en compte, de manière raisonnée et non empirique, les nécessités réelles des populations et assure l'équilibre environnemental, économique, biologique et énergétique.

Vers la fin des années 70, la récupération du biogaz devient un domaine de recherche actif. Les deux moteurs de ce regain d'activité sont d'une part le premier choc pétrolier, et les besoins exprimés d'explorer de nouvelles sources d'énergie, et d'autre part les contraintes environnementales imposées en traitement des eaux résiduaires industrielles. C'est surtout ce deuxième « moteur » qui fonctionnera jusqu'au tournant du millénaire, et l'émergence des problématiques énergétiques et du changement climatique.

✚ Evolution de la valorisation du biogaz :

Ancienne technique, la production du biogaz a été entreprise en 1682 par Boyle (Physicien et chimiste irlandais, 1627-1691). Plus tard, en 1776 VOLTA (Physicien italien, connu pour ses travaux en électricité, 1745-1827) met en évidence et isole le «gaz des marais», et composé inflammable. Dès la fin du XIXème siècle, le biogaz est utilisé comme source d'énergie en particulier en Angleterre (éclairage public à Exeter en 1895 à partir d'un biogaz de fosse septique). Par la suite, la digestion anaérobie a été surtout utilisée pour la stabilisation des boues.

Quand au premier digesteur, il a été mis en place à Bombay en 1852. Depuis, les pays asiatiques ont répandu et vulgarisé cette technique pour leur production énergétique utilisant pour cela des digesteurs de type chinois et indien. En Chine cette production atteignait vers les années quatre vingt plus d'un milliard de m³ par an.

Actuellement dans le continent africain, cette technique reste méconnue et très peu utilisée. Le Burundi et la Tanzanie détiennent les plus importantes installations estimées entre 20 et 500 unités. Les pays du Maghreb n'en comptaient que 50 installations vers les années quatre vingt.

Dans les pays industrialisés, le biogaz est récupéré puis valoriser à partir des procédés anaérobies de traitement des déchets organiques. Dans un souci grandissant de protection de l'environnement, la communauté européenne prévoit une plus grande utilisation de cette énergie l'intégrant à un taux de 22% pour la production de l'électricité.

Déchets

Définition

L'article 3 de la loi 01-19 du 12 décembre 2001 relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets, définit un déchet comme tout résidu d'un processus de production de transformation ou d'utilisation. Et plus généralement toute substance, ou produit et tout bien meuble dont le propriétaire ou le détenteur se défait, projette de se défaire, ou dont il a l'obligation de se défaire ou de l'éliminer.

Types de déchets

La même loi donne dans son article 5 la classification suivante :

- ✓ Les déchets spéciaux y compris les déchets spéciaux dangereux.
- ✓ Les déchets ménagers assimilés.
- ✓ Les déchets inertes.
- ✓ Les déchets industriels. (décret N°06-104 du 28 février 2006).[35]

Dans une décharge ces déchets interagissent selon leurs caractéristiques chimiques, physiques, hydriques, et biologiques comme suit :

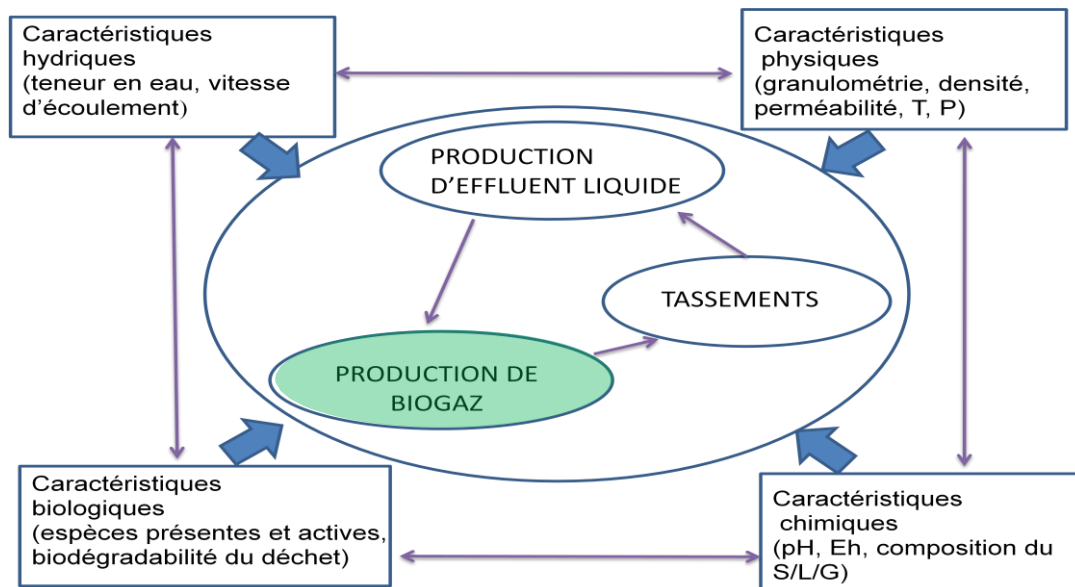


Figure 4. 21: Interactions entre les principaux phénomènes caractérisant l'évolution d'une décharge, les caractéristiques du milieu dont ils dépendent.[36]

BIOGAZ

Définition

Le biogaz est un gaz naturel obtenu par la fermentation anaérobie de matières organiques d'origine végétale ou animale. La dégradation des substances organiques se déroule en plusieurs étapes sous l'action de populations bactériennes. Le biogaz est un mélange contenant principalement :

CH ₄	50 à 70
CO ₂	25 à 30
H ₂ S.	0,5 à 5
N ₂	0,5 à 3
H ₂	0,1 à 1
CO.	< 0,1
Organo-halogénés (chlore, fluor) traces, [37]	

Les sources du biogaz :

Les ressources en mesure d'alimenter la production de biogaz sont issues de trois secteurs principaux:

- a. **L'agriculture** : résidus de récolte, effluents d'élevage.
- b. **Les collectivités (urbaines)** : une part des ordures ménagères et déchets verts, boues de STEP, etc.
- c. **L'industrie** : déchets de procédés de transformation, eaux de lavage, etc.

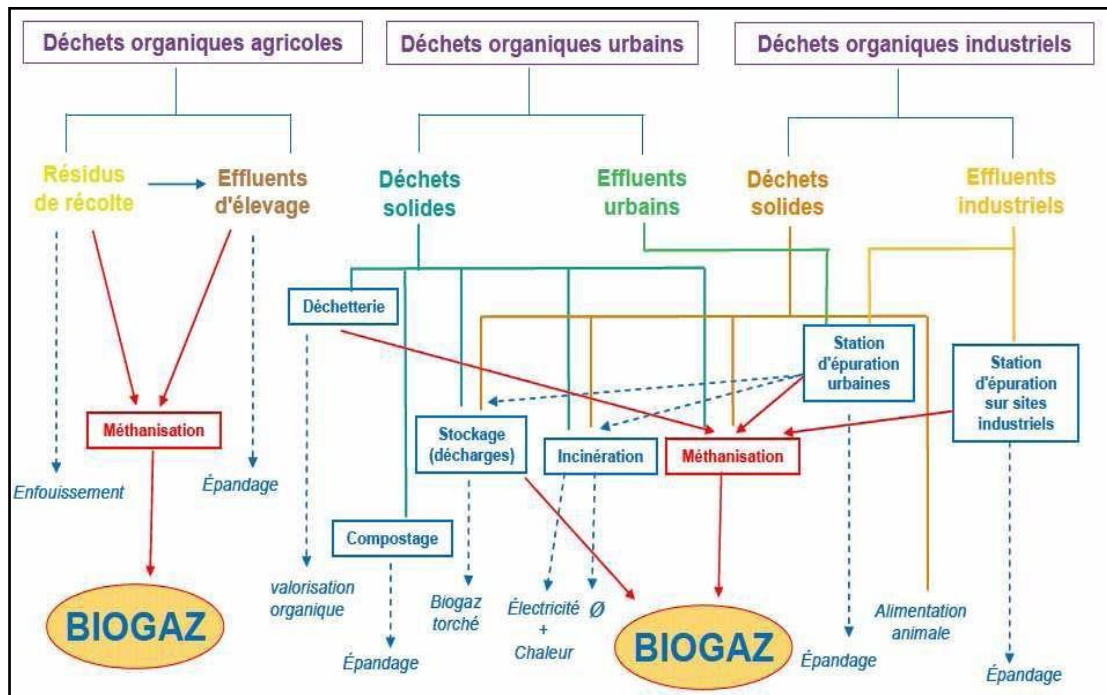


Figure 4. 22: Le graphique résumant les différentes filières de production de biogaz.[38]

Mécanisme de production du biogaz:

a. Processus chimique de formation du biogaz (méthanisation)

La production du biogaz, est un phénomène naturel et provient de la fermentation anaérobie de la matière organique. Cette représentation considère 4 étapes : l'hydrolyse, l'acidogenèse, l'acétogenèse et la méthanogenèse. Cependant, chacune de ces étapes peut potentiellement faire intervenir un nombre important de transformations biologiques ou biochimiques, et, par voie de conséquence, de microorganismes acteurs de ces transformations. Ces dernières passent par quatre phases, comme expliquer sur le schéma suivant :

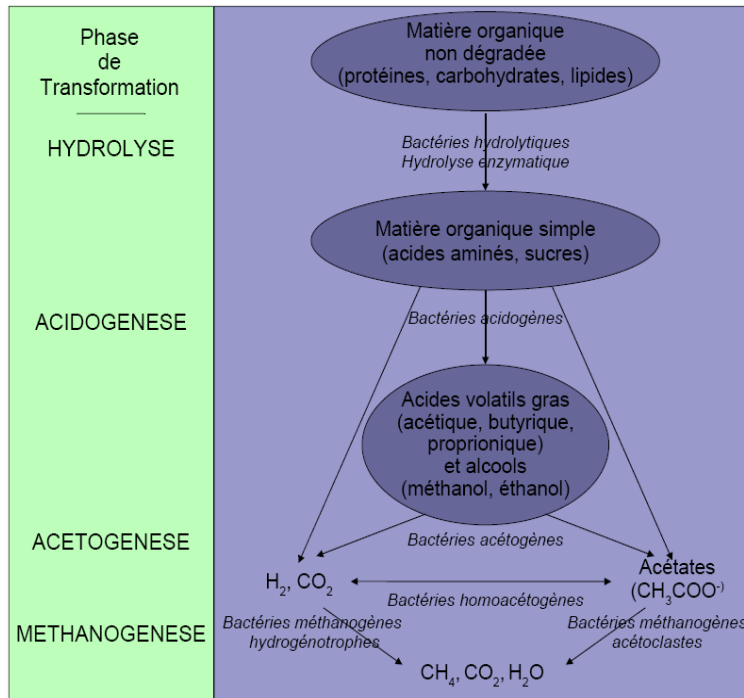


Figure 4.23: processus chimique de la méthanisation.[39]

b. Evolution de la composition gazeuse d'une décharge :

La production du biogaz atteint un maximum puis décroît et dure plusieurs dizaines années. Dès la production devient très faible, l'air pénètre à nouveau dans le casier et le reste des matériaux biodégradables, et les fermentations produiront du gaz carbonique.

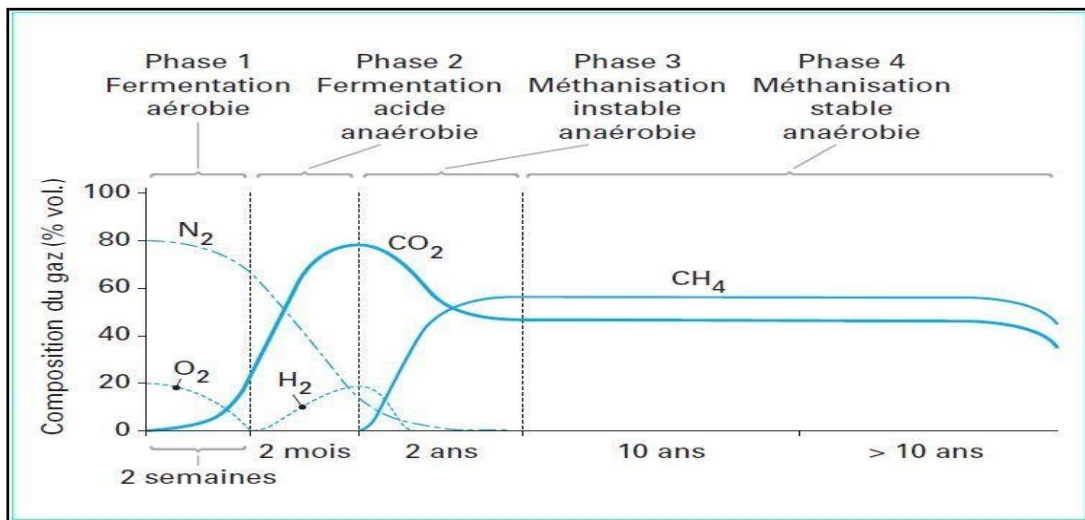


Figure 4.24: Evolution de la composition gazeuse d'une décharge.[40]

c. Rendement en biogaz selon les déchets ménagers assimilés et le type de matière organique

• **Déchets ménagers et assimilés**

déchets	Potentiel méthanogène m ³ CH ₄ /kg MV	Référence
Papier bureau	0,37	Owens et Chynoweth, 1993
Carton	0,34	Owens et Chynoweth, 1993
Déchets de cuisine	0,54	Chynoweth et coll., 1993
Ordures ménagères brutes	0,2 – 0,24	Chynoweth et coll., 1993
Ordures ménagères résiduelles	0,15 – 0,2	Buffière et coll., 2007
Bio-déchets (tri mécanique)	0,23 – 0,26	Macé et coll., 2003

• **Matière organique [41]**

Culture	Rendement brut (t/ha)	Rendement en gaz (m ³ /t)	Rendement en gaz (m ³ /ha)
Pommes de terre	45	110	4 950
Grain de blé	8	660	5 280
Epis de maïs	15	430	6 450
Blé, plante entière	13	500	6 500
Herbe	80	95	7 600
Betterave fourragère	100	100	10 000
Ensilage de maïs	50	205	10 250

• **Type de biogaz selon les sources [42]**

- La fermentation spontanée au sein d'une décharge équipée d'une aspiration du biogaz (Biogaz 1),
- Une installation de méthanisation d'ordures ménagères brutes, (Biogaz 2),
- Une installation de méthanisation d'effluents industriels, (Biogaz 3).

Composition	Biogaz1	Biogaz 2	Biogaz 3
CH₄	45%	60%	68%
CO₂	32%	33%	26%
N₂	17%	1%	1%
O₂	2%	0%	0%
H₂O	4%	6%	5%
H₂S₅	20 mg/m ³	100-900 mg/m ³	400 mg/m ³
AROMATIQUES	1mg/m ³	0-200 mg/m ³	0
ORGANO-HALOGENES	0-100 mg/m ³	100-800 mg/m ³	0
PCI (kWh/(n)m³)	4,5	6,0	6,8

NOTA : Comme on le voit, le biogaz est bien loin d'être du méthane pur. Mais après tout, le gaz naturel tel qu'il sort de la terre ne l'est pas non plus et doit être traité avant d'être injecté dans les gazoducs.

Mouvement et drainage du biogaz

a. Mouvement

Le biogaz s'écoule dans la masse de déchets principalement grâce à la différence de pression, dans la mesure où la formation du biogaz crée une pression plus élevée que la pression atmosphérique. Le gaz trouve donc le chemin qui lui offre le moins de résistance. [40]

b. Système de drainage

- *Système à puits verticaux*

Il est recommandé d'utiliser des tubes perforés en polyéthylène, en raison de leur résistance à la corrosion et résistance et de leur plasticité. Le diamètre usuel du puits est de 60 cm à 100 cm quand aux diamètres des drains sont de 100 à 250 mm. La distance entre les puits est de 50 à 70 m

Ces derniers doivent être équipés d'un dispositif télescopique autour duquel on met une couche d'argile pour empêcher la pénétration de l'air par le puits.

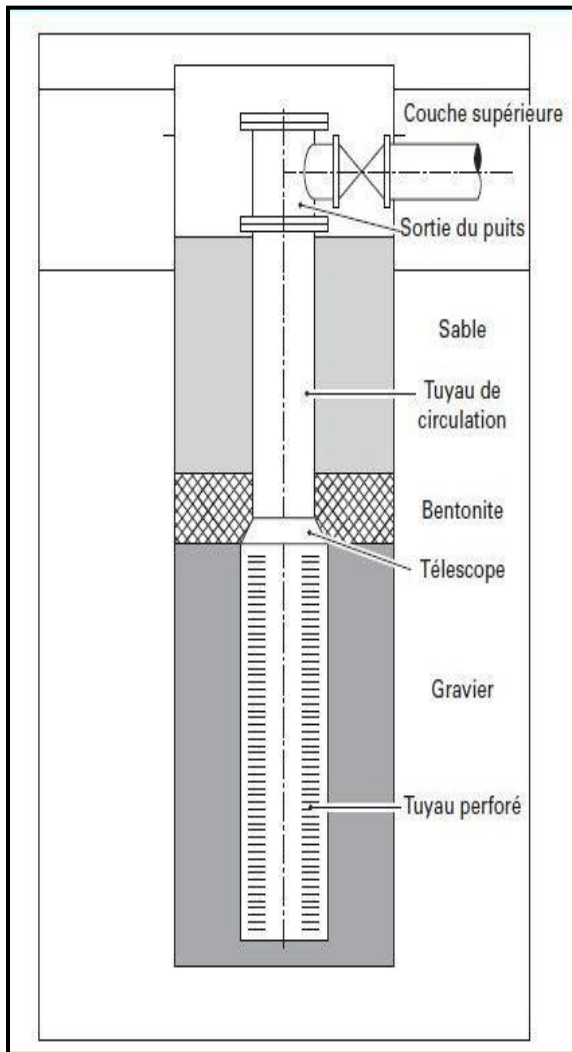


Figure 4.26: Coupe schématique sur puits vertical de collecteur du biogaz. [43]

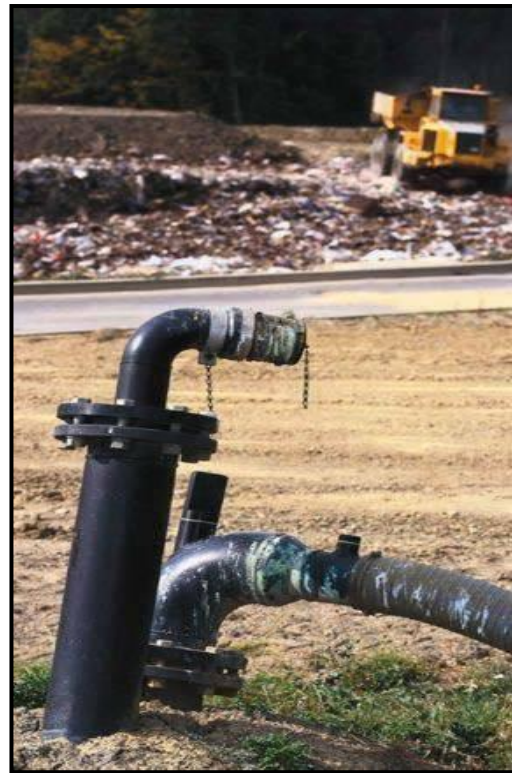


Figure 4.31: la sortie d'un puits vertical

b. Système à drains horizontaux : les drains horizontaux placés dans la masse de déchets peuvent remplir deux fonctions.

- ✓ Soit ils constituent le système principal de collecte du gaz, à la place des systèmes verticaux, dans les centres peu profonds.
- ✓ Soit ils constituent des auxiliaires des drains verticaux auxquels sont connectés et vers lesquels ils canalisent le gaz capté.

Les drains horizontaux sont plus que les drains verticaux, sensibles aux risques de colmatage dus à la présence de lixiviats, condensant, et aux tassements différentiels. Diamètre du drain est de 160 à 200 mm. [43]

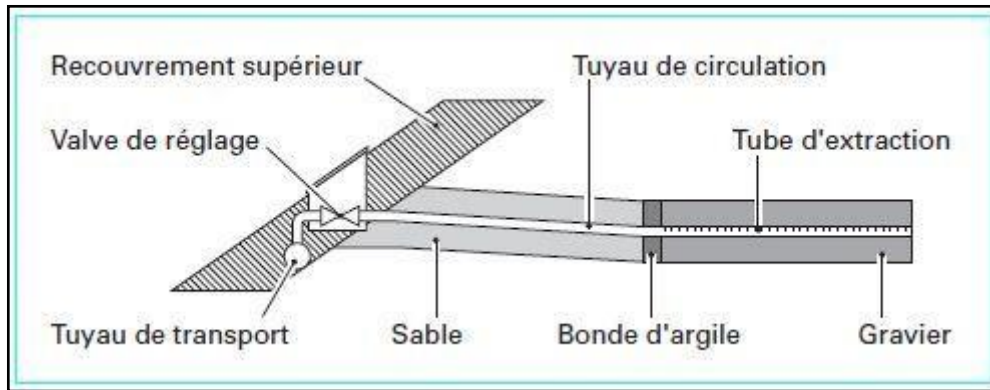


Figure 4.27: coupe schématique sur un puits horizontal. [43]

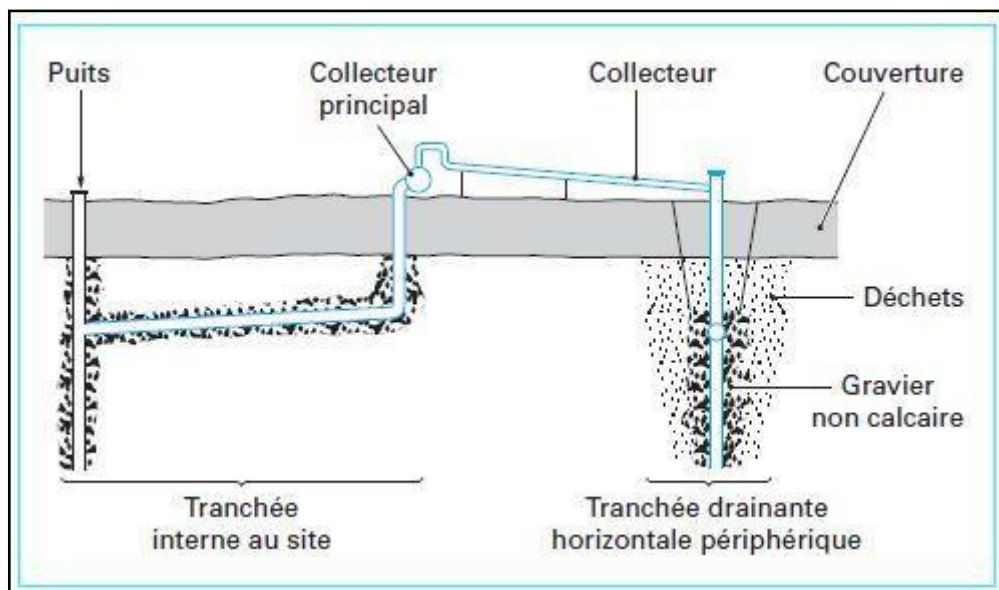


Figure 4.28: principe de captage du biogaz. [43]

Pourquoi s'occuper du biogaz de décharge ?

c. Impacts environnementaux du biogaz :

- ✓ Difficulté de la gestion de la sûreté du site d'enfouissement.
- ✓ Le méthane, est un gaz à effet de serre très important, son **effet thermique est 13 à 21 fois** plus élevé que celui du dioxyde de carbone. Pour une même quantité, le méthane contribuera **13 à 21 fois plus à l'effet de serre que le CO₂**.
- ✓ Le méthane est aussi hautement **explosif** dans certaines conditions, est responsable des explosions et incendies sur les décharges.
- ✓ Du point de vue de la **sécurité publique**, la possibilité que le biogaz de décharge puisse se déplacer vers les zones avoisinantes est le risque le plus important.

- ✓ Le CO₂ le second composé du biogaz, entraîne un **risque d'asphyxie**.
- ✓ Le CO₂ est plus dense que l'air et a donc tendance à s'accumuler dans les parties basses des milieux clos.
- ✓ Dans ces conditions, des concentrations en CO₂ de 1,5% en volume peuvent **affecter la respiration humaine** et être létales.

d. Capacité énergétique :

Du fait d'une forte concentration en méthane, le biogaz est un bon fournisseur d'énergie :

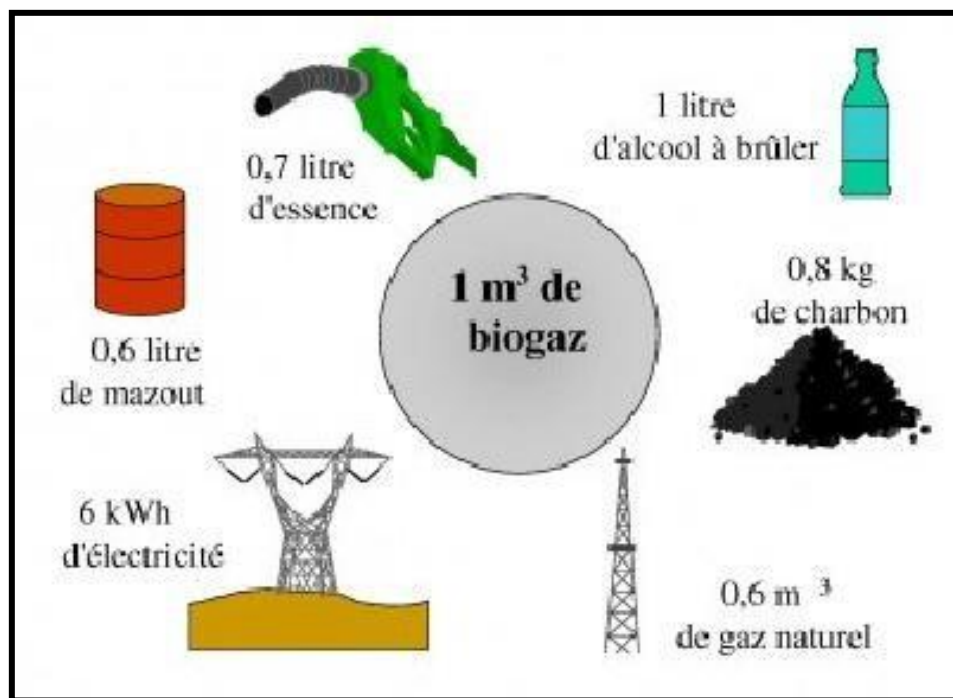


Figure 4.29: Energie produite par 1m³ de biogaz. [44]

BIOGAZ, UNE SOLUTION ENERGETIQUE :

Exploitation des déchets :

a. Au niveau des Centres d'Enfouissement Technique (Les déchets ménagers et assimilés et les déchets organiques solides des industries) :

Dès la fin de comblement d'un casier, une **couverture multicouche** finale est mise en place pour limiter l'infiltration de l'air et de l'eau dans les déchets et à l'intérieur de centre de stockage. Cette couverture multicouche comprend :

- ✓ Une première couche de remblai de 30cm, géomembrane
- ✓ Une seconde couche de terre organique afin de favoriser l'apparition de la végétation disponible sur site. [40]

Ensuite on procède à l'installation d'un réseau de drains de captage du biogaz, (le choix de système de drains se fait selon la profondeur du centre de stockage). Puis raccorder ce réseau au centre de traitement du biogaz, de valorisation et de production d'énergie.

Des visites de contrôle sur site sont exigés pour détecter un éventuel dysfonctionnement durant l'activité du site.

Après la fermeture du centre, un programme de suivi est prévu pour une période d'au moins 30 ans, et 5ans après le démarrage de ce programme. Ce programme comprend un suivi des lixiviats, du biogaz, des eaux de ruissellements et des eaux souterraine et un suivi de l'air ambiant.

b. Au niveau des installations de méthanisation

(Les eaux résiduaires urbaines et industrielles, les boues de station d'épuration, les déchets des cultures et de l'élevage) :

Dans les stations d'épuration, la valorisation énergétique du biogaz est un procédé de traitement parmi d'autres, qui permet de réaliser des économies d'énergie, de réduire de moitié le flux de déchets à traiter ainsi que le potentiel de nuisances olfactives, et qui le plus souvent fait l'objet d'une valorisation énergétique. La méthanisation facilite le traitement des boues quelle que soit leur destination : valorisation agronomique, incinération, enfouissement en installation de stockage.

La méthanisation est optimisée grace aux performances des digesteurs et dépend de la nature du substrat fermenté (composition et teneur en eau), de la durée de fermentation et des conditions de fermentation. En règle générale, la durée totale de fermentation varie entre 60 et 80 jours (digesteur et post-digesteur). Un brassage régulier doit avoir lieu pour homogénéiser le substrat et favoriser la production de biogaz.

Enfin, l'activité bactérienne est optimale lorsque la température est de 38°C et le pH compris entre 7,5 et 8. [45]

Procédés de traitement du biogaz :

Traitements primaires : Les techniques de traitement primaire du biogaz consistent en de simples procédés physiques pour éliminer ou réduire l'humidité et les poussières.

- a. **Déshumidification** : La présence d'eau dans le réseau de biogaz perturbe la performance de la valorisation énergétique. L'accumulation d'eau liquide (points bas du réseau) réduit l'espace disponible au passage du gaz et entraîne des pertes de charges.
- b. **Élimination des particules solides** : Des particules solides (poussières, silice, ...) sont susceptibles de se trouver dans le biogaz. Si celles-ci atteignent un moteur de valorisation ou une turbine à gaz, elles peuvent y causer une usure.

Traitements secondaires : Les techniques de traitement secondaire visent principalement l'élimination de l'hydrogène sulfuré, des composés halogénés et des COVSi (composé organique volatil).

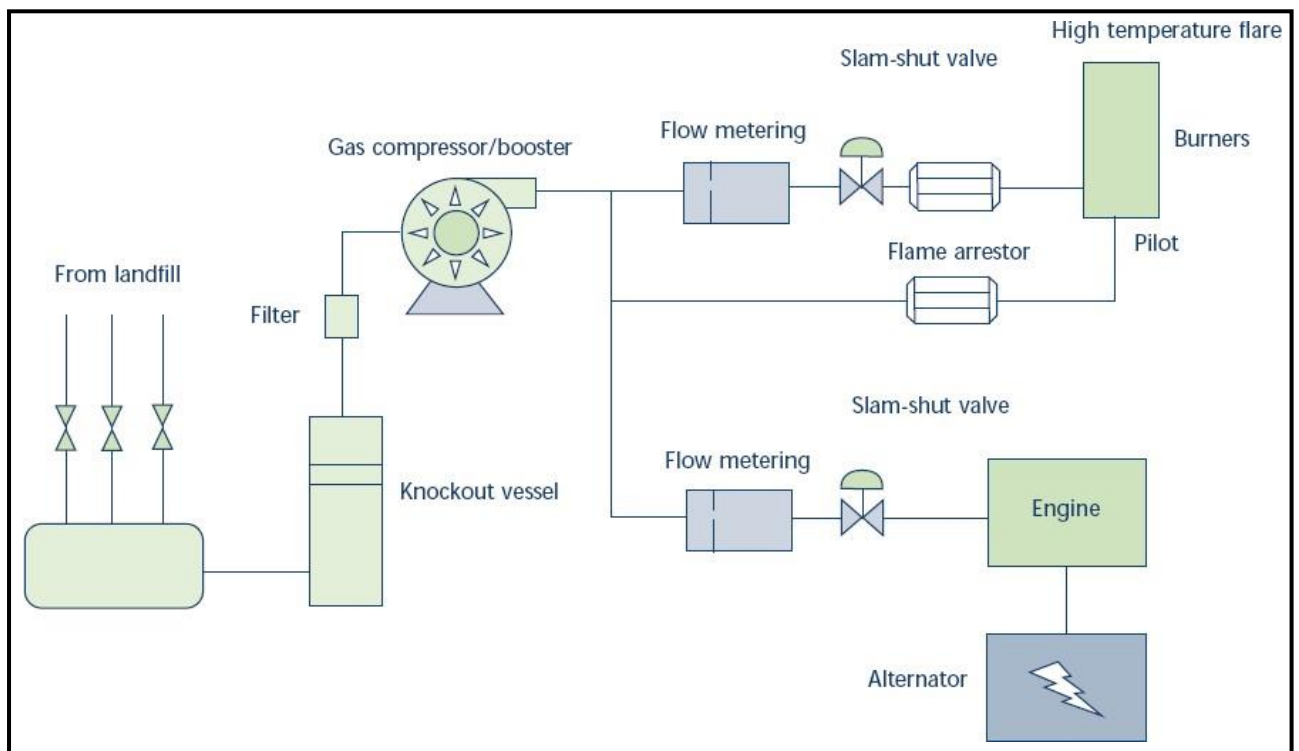


Figure 4.30: Schéma classique de traitement primaire et secondaire du biogaz. [46]

Principaux modes de valorisation du biogaz :

Condition de valorisation:

Les conditions de valorisation du biogaz sont directement liées aux :

- ✓ Le type de substrats duquel il est issu et les conditions de méthanisation ;
- ✓ Les capacités de production (flux générés en Nm³/h) et leurs projections ;
- ✓ Le potentiel énergétique intrinsèque (% CH₄, Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)) ;
- ✓ La qualité et la quantité des composés traces pouvant pénaliser la valorisation ;
- ✓ Les conditions locales de distribution et de transport de l'énergie générée ;

- ✓ Présence de textes réglementaires qui régissent l'exploitation de ce type d'énergie.

Les différents types de valorisation

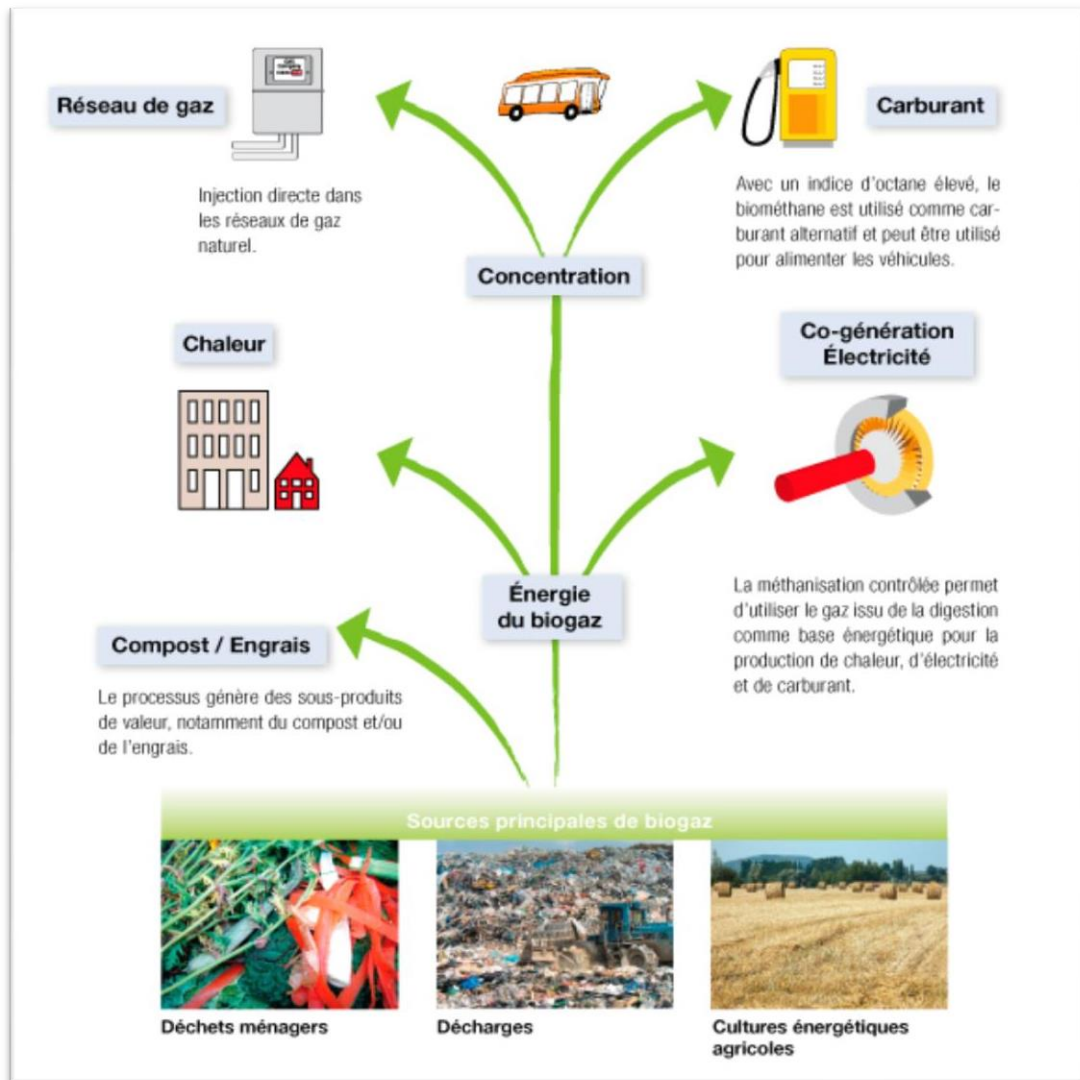


Figure 4.31: modes de Valorisation du biogaz. [47]

a. La production d'énergie thermique

Principe de fonctionnement

Il s'agit de la voie de valorisation dont la mise en œuvre est la plus simple. La combustion de biogaz en chaudière peut être réalisée jusqu'à des teneurs en méthane proches de 20%.

Ce mode de valorisation est bien adapté à une production de chaleur à proximité du gisement de biogaz et pour une consommation locale. Les contraintes techniques sont faibles et il existe des brûleurs spécifiques, adaptés à la combustion de biogaz sous surpression de

300 mbar minimum. Le principal atout de la production directe de chaleur par combustion en brûleur est qu'elle peut intervenir sur des installations existantes, fonctionnant au gaz naturel, avec des adaptations minimales.

Champs d'utilisation

- ✓ La chaleur produite peut être utilisée directement pour réduire des lixiviats par déshydratation, sécher des boues, des fourrages.
- ✓ Indirectement, après production d'eau chaude ou de vapeur.
- ✓ Dans les Stations d'épuration, il est fréquent qu'une partie de la chaleur produite soit utilisée pour maintenir la température des digesteurs par réchauffage externe des boues.

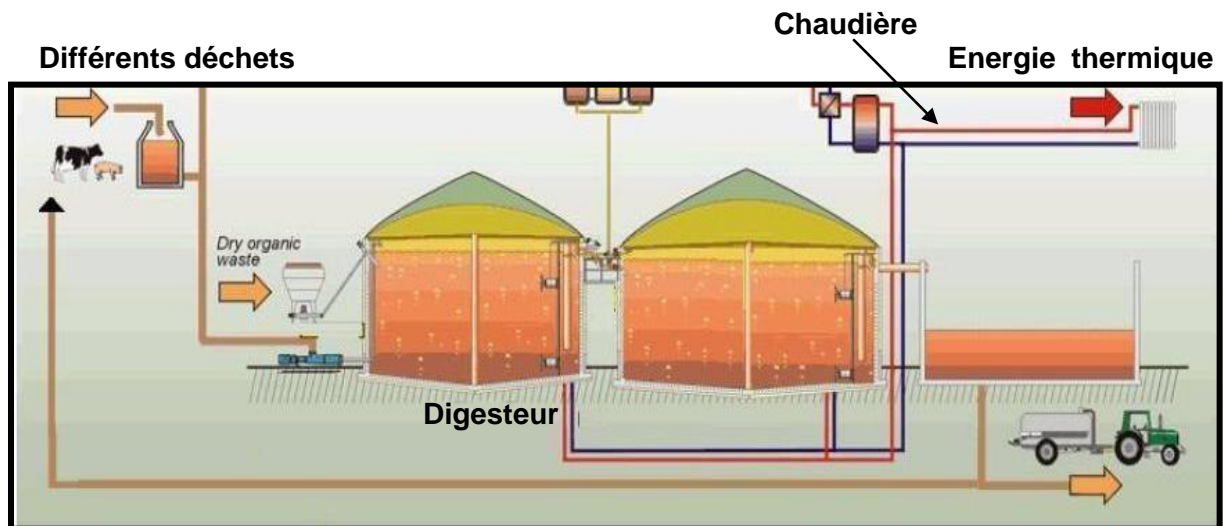


Figure 4.32: Principe de production d'énergie thermique. [48]

b. Production d'électricité seule :

Principe de fonctionnement : (Moteur à combustion interne)

La valorisation électrogène est principalement développée avec des biogaz d'une teneur en méthane supérieure à 40% pour atteindre la rentabilité économique de l'installation. Les rendements électriques sont de l'ordre de 25 à 35%.

Si aucun traitement épuratoire n'est mis en œuvre, la fréquence des maintenances (vidanges, nettoyage,...) peut être multipliée par deux, ce qui pénalise lourdement les temps de retour sur investissement.

Champs d'utilisation

- ✓ la revente d'électricité aux agences de gestion et de distribution d'électricité.
- ✓ la production autonome d'électricité.

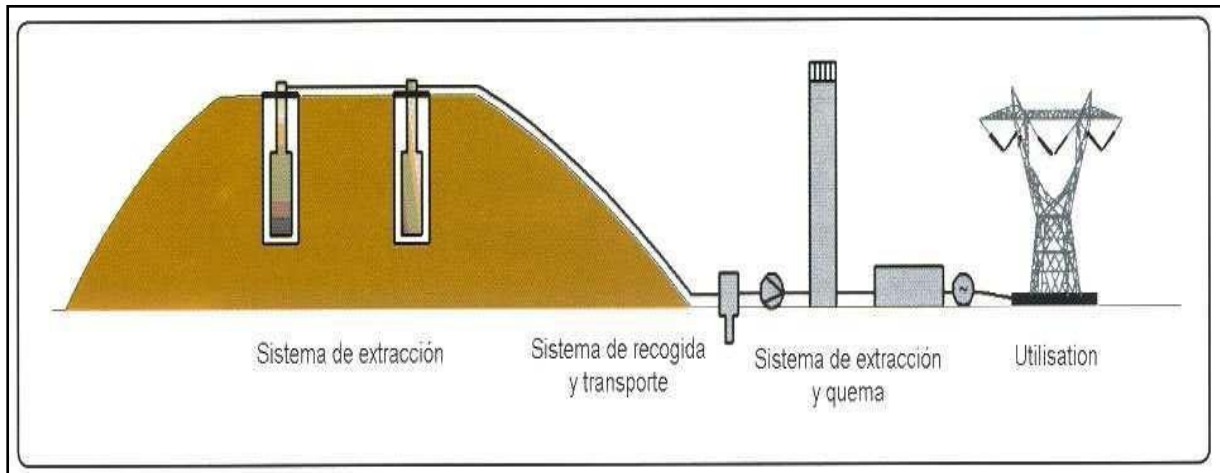


Figure 4.33: Principe de production d'électricité seule. [49]

c. **Production d'électricité avec cogénération :**

✚ Principe de fonctionnement

L'utilisation la plus courante du biogaz est la production d'électricité. On utilise pour cela un moteur à combustion interne ou bien une turbine à gaz. Les turbines à gaz sont intéressantes pour la valorisation de la chaleur, elles permettent d'obtenir en plus de l'électricité de la chaleur utilisable pour la production de vapeur

Il est avantageux de ne pas utiliser que l'électricité mais aussi la chaleur que l'on peut récupérer au niveau du moteur ou de la turbine à gaz. Ceci permet d'augmenter de façon importante le rendement énergétique d'une unité de production électrique.

✚ Champs d'utilisation

- ✓ Répondre aux besoins des stations en chaleur et en électricité.
- ✓ Alimenter la région en électricité.
- ✓ Production de la vapeur d'eau.
- ✓ Chauffage des maisons d'habitation (sur un rayon de 2Km).
- ✓ Chauffage de bâtiment d'élevage et d'eau de lavage,
- ✓ Chauffage de serre,
- ✓ Séchage des matières.

✚ Les avantages de la cogénération

- ✓ Production simultanée de chaleur et d'électricité
- ✓ Rendements largement supérieurs à la production électrique seule
- ✓ Gain accru sur la production de CO₂.

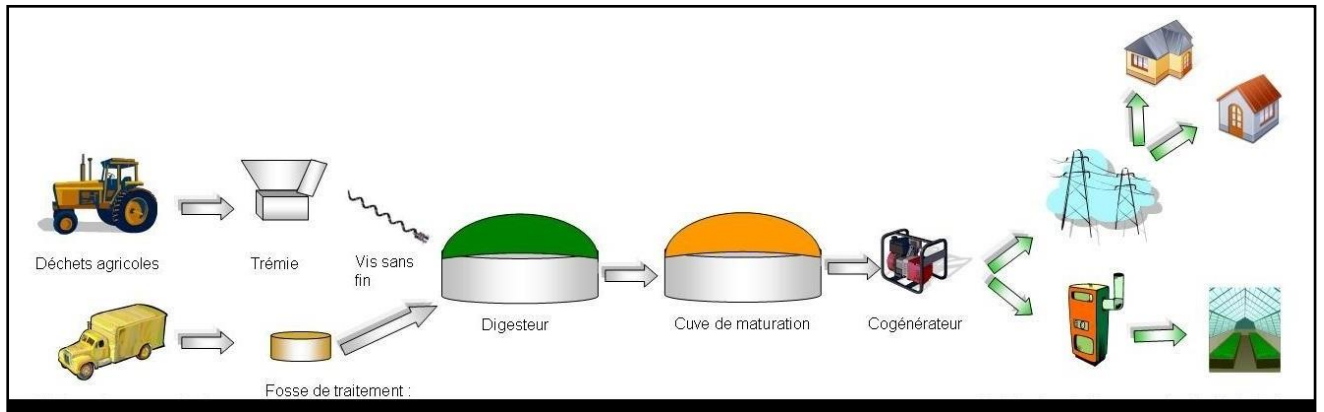


Figure 4.34: principe de production d'électricité avec cogénération. [50]

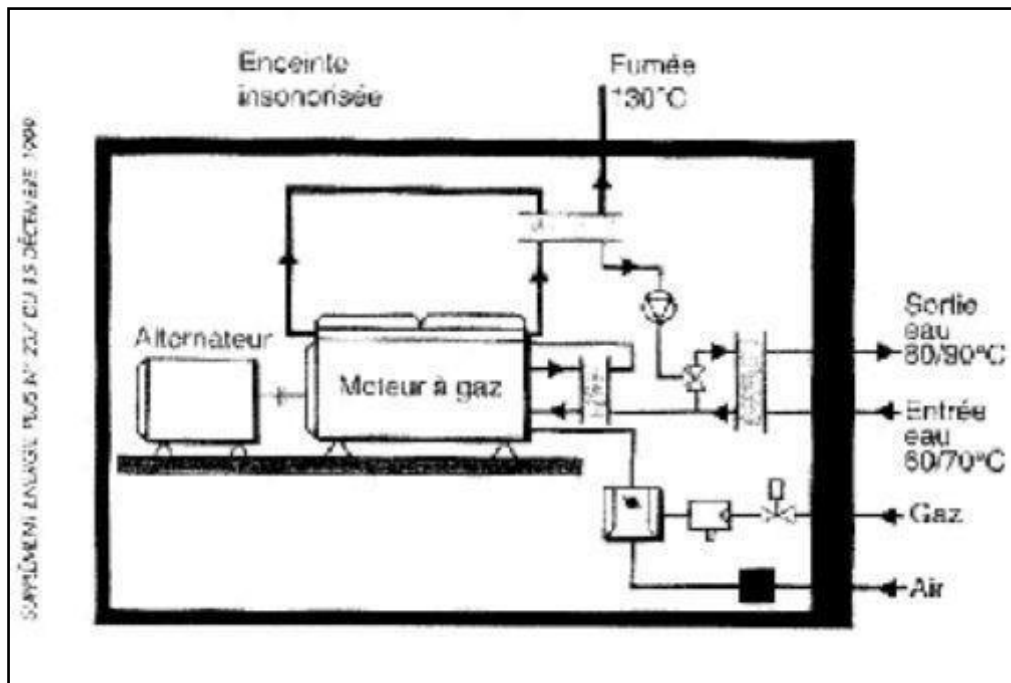


Figure 4.35: schéma de principe de la cogénération. [51]



Figure 4.36: turbine à gaz. [49]

d. Production de combustible purifié

+ Principe de fonctionnement

L'épuration du biogaz consiste à éliminer les éléments gênants et le CO₂ afin d'enrichir la concentration en méthane. Cette épuration permet de produire un gaz répondant aux normes (soit au moins 96,5% de méthane) et pouvant être injecté dans *le réseau de distribution de gaz naturel*.

Les recherches actuelles s'orientent vers *l'utilisation du biogaz comprimé ou liquide pour les véhicules*. Si le biogaz est parfaitement épuré, son utilisation ne nécessite aucune modification des véhicules équipés pour fonctionner au Gaz naturel (GNV, GPL). Cette application permettrait de réduire les émissions de NO_x de 50%, de particules de 80% et de monoxyde de carbone de 90% par rapport au diesel.

+ Champs d'utilisation

- ✓ Injection dans le réseau de distribution de gaz naturel.
- ✓ Utilisation en tant que combustible pour les véhicules.
- ✓ Répondre aux besoins des stations d'épuration en gaz.



Figure 4.37: raccordement au réseau de distribution de gaz naturel

Avantage de la valorisation du biogaz :

La méthanisation de déchets organiques présente de nombreux avantages, notamment :

- ✓ Assurer la sécurité des décharges, vis-à-vis des explosions et émission des gaz CH₄.
- ✓ Une double valorisation de la matière organique et de l'énergie ; c'est l'intérêt spécifique à la méthanisation par rapport aux autres filières,
- ✓ Une diminution de la quantité des déchets organiques à traiter par d'autres filières,
- ✓ Une diminution des émissions de gaz à effet de serre par substitution à l'usage d'énergies fossiles ou d'engrais chimiques.
- ✓ Un traitement possible des *déchets organiques gras ou très humides, non compostables*.
- ✓ Une limitation des émissions d'odeurs.

Inconvénients et craintes induits par la méthanisation [52] :

Les points négatifs attribués à la digestion anaérobie portent sur

- ✓ Le fait qu'il ne s'agit que d'un procédé de prétraitement, qui ne résout que partiellement le problème des boues (élimination ou recyclage de la matière organique), sans effet sur le phosphore et l'azote.
- ✓ Non maîtrisés, notamment en ce qui concerne le biogaz le comptage, l'élimination de l'H₂S, et la valorisation par cogénération ou par d'autres voies

- ✓ Présence des dysfonctionnements dus en majorité à une surcharge de la chaîne de digestion, parfois à une mauvaise connaissance des règles de l'art et plus rarement à quelques défauts de conception dans certaines installations.
- ✓ Ces dysfonctionnements peuvent conduire à des performances moindres : faible taux d'abattement des MV, non-autonomie énergétique, coûts d'exploitation élevés.
- ✓ La méthanisation souffre d'un déficit d'image. Elle semble être aléatoire (manque de référence), compliquée (modes de production, transport du gaz), incertaine (débouchés pour le digestat, durée de la garantie des prix d'achat de l'énergie produite, pérennité de la clientèle),
- ✓ Non maîtrisée (expérimental) et présentant des risques (incendie, toxicité).
- ✓ Aussi, la présence de biogaz nécessite le respect de règles de sécurité pour éviter les risques d'incendie, d'explosion ou d'intoxication.
- ✓ L'exploitant est responsable de la définition des zones à risques d'explosion (périmètre de sécurité autour du digesteur, du gazomètre, des canalisations gaz) dans lesquelles s'appliquent des règles élémentaires de sécurité: flamme, aération des espaces confinés, équipement de protection du personnel (explosimètre et détecteur d'H₂S portables en cas d'intervention en zone à risque, masques).
- ✓ Les contraintes économiques du moment qui conditionnent les délais de retour sur investissement ;

Chapitre V : énergie hydraulique

V. Énergie hydraulique

Introduction

À L'image des moulins à eau de jadis, l'hydroélectricité ou production d'électricité par captage de l'eau est apparue au milieu du XIXe siècle.

L'énergie hydraulique représente 19% de la production totale d'électricité dans le monde. C'est la source d'énergie renouvelable la plus utilisée. Cependant, tout le potentiel hydroélectrique mondial n'est pas encore exploité.

Principe [53]

L'énergie hydroélectrique nécessite un cours d'eau ou une retenue d'eau. La centrale exploite l'énergie potentielle créée par le dénivelé de la chute d'eau.

La centrale se compose d'un réservoir, d'une chute d'eau caractérisée par sa hauteur. L'énergie hydraulique est convertie en électricité par le passage de l'eau dans une turbine reliée à un alternateur. La puissance de la centrale dépend également du débit d'eau.

Le Fonctionnement D'une Centrale Hydroélectrique [54]

Le principe est simple et repose sur la force de gravité : il s'agit de transformer l'énergie potentielle de l'eau retenue dans des réservoirs en énergie mécanique au moyen d'une turbine, puis de convertir cette énergie mécanique en électricité grâce à un alternateur.

Le barrage permet d'accumuler de l'eau en quantité en formant un lac (1). Lorsque les vannes sont ouvertes,

l'eau s'engage dans une conduite ou un chenal (2) qui la canalise vers la centrale. L'eau entraîne la rotation de la turbine (3). La turbine entraîne l'alternateur (4) qui produit du courant électrique. Celui-ci est redressé par un transformateur (5) avant d'être transporté par les lignes à haute tension. À la sortie de l'usine, l'eau rejoint la rivière par le canal de fuite (6).

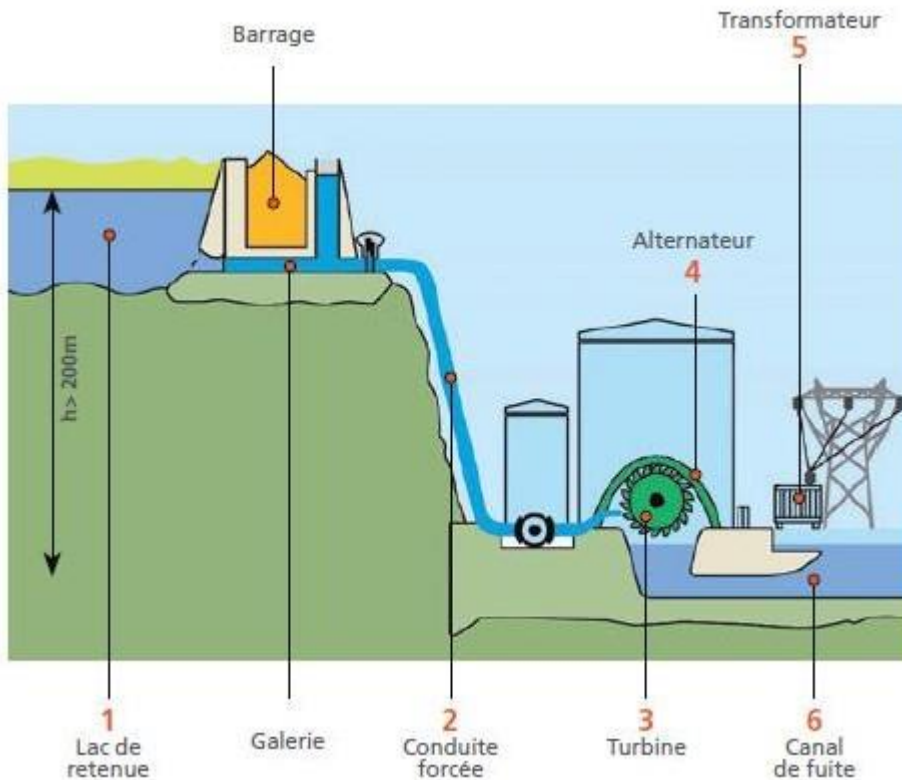


Figure 5.1: Fonctionnement D'une Centrale Hydroélectrique

Les infrastructures hydrauliques

Les barrages [55]

Un cours d'eau naturel dans une vallée ou dans une plaine se trouve en dessous du niveau des terrains dans lesquels il a creusé son lit. De plus la profondeur d'eau peut être très faible à l'étiage et varier de manière important en fonction des crues. Enfin la ressource en eau disponible dans ce cours d'eau varie durant suivant les saisons et même les années.

Dans ces conditions, il est souvent difficile de tirer de l'eau de ce cours d'eau de manière régulière et fiable et sans avoir recours à une énergie pour relever cette eau par pompage ou par d'autres systèmes de relevage.

Le premier but d'un barrage sur un cours d'eau est de contrôler le niveau d'eau pour créer un plan d'eau à niveau fixe ou peu variable à partir duquel une prise d'eau pourra alimenter de manière gravitaire un canal ou une conduite conduisant cette eau vers les usagers de cette ressource. Le plan d'eau lui-même peut être source d'activités humaines. Souvent on cherche également à créer un volume de stockage d'eau pour pallier les irrégularités de la

ressource en eau dans le temps, ou pour amortir les crues, ce qui est obtenu en augmentant la hauteur du barrage.

Finalement les barrages sont destinés à permettre divers usages de l'eau tels que l'alimentation en eau des villes, des industries ou des cultures, production d'énergie hydroélectrique ou parfois activités des activités de pêche et de loisir. Un barrage peut répondre à un ou plusieurs usages et dans ce dernier cas on parle de barrage à buts multiples. (wULRICH Thibaud)



Figure 5.2: Barrage de Muyadin à Oman pour l'amortissement des crues



Figure 5.3: bloc évacuateur en béton et digues en remblais

Différents type de barrage [55]

a. Les barrages antiques

On trouve des traces de barrages antiques dans divers pays du moyen orient.

Le barrage de Sadd al-Kafara sur le Wadi Garawi en Egypte au sud-est du Caire et datant de 2900- 2600 av. J.-C. serait le plus vieux barrage du monde construit en pierre. Il aurait fallu plus de 100 000 m³ de matériaux pour bâtir ce barrage de 106 mètres de long au sommet, d'environ 15 mètres de hauteur, et d'une épaisseur variant entre 84 mètres à la base et 62 m au sommet.

Le barrage devait se composer d'un remplissage de pierres grossières ou déchets de carrières tassés et compactés entre deux murs de 13 mètres d'épaisseur en crête munis de parements extérieurs en maçonnerie de pierres taillées et soigneusement ajustées.

Ce chantier colossal pour l'époque nécessita sans doute près d'une décennie. Mais tout semble prouver que le barrage ne fut jamais mis en eau. Il fut en partie détruit par une crue et les Égyptiens abandonnèrent alors le chantier.

b. Les barrages actuels : seuils fixes et barrages mobiles

Le barrage le plus simple est un seuil fixe sur une partie duquel le cours d'eau vient déverser en cas de crue. Les seuils les plus anciens sont réalisés en maçonnerie. Ces seuils fixes permettant le déversement sont maintenant construits en béton ou en remblai protégé par une carapace en enrochements.

Ce seuil fixe va créer un plan d'eau dont le niveau variera suivant la quantité d'eau déversée sur le seuil. Il permettra de dériver une partie du cours d'eau ou de contrôler les érosions du lit plus en amont dans le cas d'une rivière ayant tendance à creuser son lit.

En revanche ces seuils fixes ne permettront pas de faire transiter le transport solide charrié dans le cours d'eau, si bien que le réservoir ainsi créé tendra à se remplir de sédiments et perdra progressivement sa capacité. En général une petite passe vannée permet de créer un écoulement nettoyant le fond devant la prise d'eau située à l'extrémité du seuil, mais ce dispositif ne permet pas de contrôler le niveau de sédiments dans la retenue formée par le seuil.

Pour permettre le passage des sédiments et mieux contrôler le niveau du plan d'eau, on utilise

un barrage mobile constitué de plusieurs passes vannées et deux digues latérales non submersibles pour compléter la fermeture de la retenue. Les vannes permettent de réguler le niveau du plan d'eau à volonté malgré la variation des débits du cours d'eau, et peuvent également s'effacer pour permettre le passage des crues.

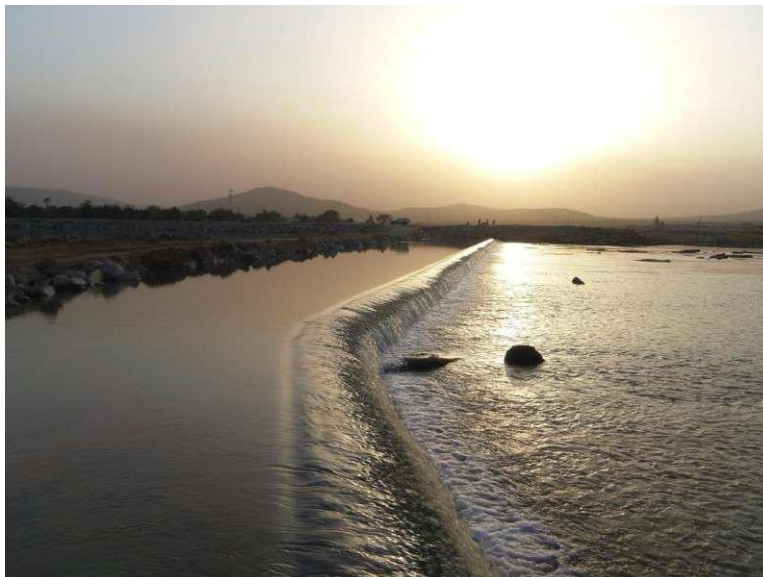


Figure 5.4: Seuil de dérivation de l'aménagement hydro-électrique de Félou sur le fleuve Sénégal au Mali, hauteur 2 m, longueur 900 m

- Types de barrages actuels : barrages réservoir

La surélévation du plan d'eau répond en général au besoin de créer une capacité de stockage d'eau pour faire face aux variations de la ressource. Dans le cas d'un aménagement hydroélectrique, la surélévation du plan d'eau peut résulter d'un optimum économique entre le coût du barrage et la quantité d'énergie produite, les deux augmentant avec la hauteur du barrage. Les plus hauts barrages existant dans le monde sont le barrage en remblai de Nourek au Tadjikistan, d'une hauteur de 304 m, le barrage voûte en béton de Xiaowan en Chine, d'une hauteur de 292 m et le barrage poids béton de la Grande-Dixence en Suisse, d'une hauteur de 285 m.

Le barrage des Trois-Gorges est un barrage situé au cœur de la Chine, sur le Yangzi Jiang, dans la province du Hubei. Il a été mis en production par étapes de 2006 à 2009 et a créé une retenue de 600 kilomètres de longueur. C'est un barrage poids, long de 2 335 mètres et haut d'environ 140 mètres avec un évacuateur de crue d'une capacité de 116 000 m³/s. Sa construction a nécessité vingt-sept millions de m³ de béton et le volume de son réservoir est de 39,3 milliards de m³.

Suivant les conditions topographiques du site, la qualité des fondations et des appuis en rive et suivant la disponibilité des matériaux de construction, les barrages réservoirs peuvent être de différents types.

- Les barrages poids

Ces barrages résistent à la poussée de l'eau par leur masse. Les barrages poids ont d'abord été construits en maçonnerie, puis en béton, et actuellement on trouve de plus en plus de barrages poids en béton compacté au rouleau (BCR). Le béton compacté au rouleau est un béton faiblement dosé en ciment qui se met en place en grandes masses par des techniques de terrassement.



Figure 5.5: Barrage EDF de Rizzanese en Corse, hauteur 40 m, type BCR

- Les digues ou barrages en remblais

Des barrages résistant à la poussée de l'eau par leur poids. Il peut s'agir de digues en terre homogènes pour des très petits barrages mais les barrages plus importants sont constitués de plusieurs éléments, les uns assurant la stabilité du barrage et les autres assurant son étanchéité.

Pour une même hauteur, un barrage en remblai sera beaucoup plus volumineux et aura une emprise au sol beaucoup plus grande qu'un barrage poids béton ou BCR, parce que les pentes des parements d'une digue sont beaucoup plus faibles que les pentes des parements d'un barrage en béton.

L'étanchéité peut être assurée par un noyau central en argile compactée, en béton plastique ou en béton bitumineux situé sur l'axe du barrage et maintenu par des recharges amont et aval en terre ou en enrochements. On parle alors de **barrages en remblai à noyau**.



Figure 5.6: Construction du barrage de Salalah à Oman, barrage en terre avec paroi en béton plastique, hauteur 22m, longueur 6 km

L'étanchéité peut aussi être assurée par un masque sur le parement amont du barrage, on parle alors de **barrage à masque amont**. Il peut s'agir d'un masque bitumineux ou d'un masque en béton.

- Les barrages voute [55]

Ce type de barrage résiste à la poussée de l'eau essentiellement par leur forme de voute horizontale qui permet de reporter les forces de poussée de l'eau sur les rives. Le barrage voute nécessite que les rives de la vallée soient capables de reprendre ces efforts très importants.



Figure 5.7: Barrage voute de Turkwel au Kenya, hauteur 155 m, longueur en crête 170 m

Plus la vallée sera large, plus il sera nécessaire de compléter l'effet de voute par un effet de masse du barrage, on finira par parler de **barrage poids-voute** qui cumule les deux effets.

Une variante des barrages poids est le **barrage à contreforts** constitué par des éléments de murs verticaux reportant les efforts sur des contreforts. Dans certains cas on trouve enfin des **barrages à voutes multiples**, reportant la poussée de l'eau sur une série de contreforts séparant ces voutes.



Figure 5.8: Barrage à voutes multiples de Grandval dans le Cantal – source : photo EDF

Enfin certains barrages combinent plusieurs solutions comme le barrage de Roseland articulant une voute à l'endroit où la gorge est la plus profonde, et des ailes constituées par des barrages à contreforts.



Figure 5.9: Barrage EDF de Roseland dans le Beaufortain – source : photo EDF

Dans le cas des barrages réservoirs, l'évacuation des sédiments de la retenue n'est possible que s'il est économiquement envisageable d'abaisser le niveau de retenue chaque année au moment des crues pour effectuer des chasses avec de grandes vannes situées à la base du barrage. Souvent on doit renoncer à faire transiter la totalité des sédiments soit parce que la vocation de la retenue est de faire face à des années sèches, soit parce que la perte de

production hydroélectrique durant de longues périodes de chasse serait rédhibitoire. On doit donc prévoir une tranche morte, c'est-à-dire un volume en fond du réservoir destiné à se remplir progressivement au cours de la durée de vie économique de l'ouvrage. Dans ce cas, le piégeage des sédiments dans la retenue du barrage peut conduire dans certains cas à une forte érosion du lit plus en aval, et c'est un impact qui doit être étudié pour définir d'éventuelles mesures de compensation.

Nécessité d'un évacuateur de crue [55]

Un barrage ne peut pas stocker l'eau apportée par les plus grandes crues et doit donc être muni d'un évacuateur de crue. L'énergie à dissiper au passage d'une crue par l'évacuateur du barrage est généralement très importante. Par exemple une crue de 300 m³/s transitant dans l'évacuateur d'un barrage de 50 m de hauteur dégage une puissance de 150 MW qu'il faut dissiper au pied du barrage, sinon cette énergie serait capable d'éroder fortement la vallée en aval de l'ouvrage, pouvant même mettre en péril la fondation du barrage lui-même. Un évacuateur de crue comporte donc généralement un seuil de prise libre ou vannée, un coursier et un ouvrage de dissipation qui peut être un bassin à ressaut ou une fosse de dissipation creusée artificiellement.



Figure 5.10: Etude sur modèle réduit de l'évacuateur de crue du barrage de Turkwel au Kenya

L'énergie hydroélectrique [55]

L'énergie hydroélectrique n'est pas la seule forme de production électrique à partir de l'énergie de l'eau mais elles ne constituent que de relativement faibles capacités de production en comparaison des centrales hydroélectriques. Ce sont les turbines appelées hydroliennes qui exploitent l'énergie cinétique des courants marins ou fluviaux.

Les centrales hydroélectriques exploitent l'énergie potentielle de l'eau dérivée d'un cours d'eau et restituée plus en aval. L'énergie de cette chute d'eau ainsi créée est transformée en énergie mécanique par la turbine puis en énergie électrique par l'alternateur.

Le rôle de l'énergie hydroélectrique dans le bouquet énergétique

L'hydroélectricité constitue la première source renouvelable et la troisième source générale de production électrique au monde, soit en 2011, 16,3 %, derrière le charbon (40,6%) et le gaz (22,2%) mais devant le nucléaire (12,0%).

Contrairement aux systèmes de production des énergies renouvelables dites fatales, comme l'éolien et le solaire, les barrages et les centrales électriques sont capables de stocker de grandes quantités d'énergie sous la forme d'énergie potentielle des masses d'eau dans les retenues, et de restituer cette énergie au réseau électrique à volonté et avec une forte réactivité. Ainsi l'énergie hydroélectrique est à la fois la principale source d'énergie renouvelable mais aussi le complément indispensable aux énergies renouvelables dites fatales pour assurer l'équilibre des réseaux électriques.

Le développement de l'hydroélectricité est soutenu par une forte demande d'énergie électrique dans plusieurs grandes régions du monde, et par l'intérêt porté au développement des sources renouvelables sans production de gaz à effet de serre (GES). Dans le monde, 225 GW/an seront installés entre 2010 et 2030, dont 34 GW/an soit 15% provenant de centrales hydrauliques, selon l'Agence Internationale de l'Energie.

Les économies émergentes offrent un grand potentiel de développement puisque 30% seulement du potentiel hydroélectrique de l'Amérique du Sud et 22% de celui de l'Asie est utilisé.

Sur les 176 GW actuellement en construction dans le monde, 63% se situent en Asie et 19% en Amérique du Sud.

En 2014, l'Afrique n'exploite que 7% d'un potentiel hydroélectrique exploitable très élevé, estimé à environ 10% du potentiel mondial. Le développement des réseaux d'interconnexion

régionaux africains permet d'envisager la réalisation de projets hydroélectriques de grande envergure pour couvrir les besoins à l'échelle de ces régions.

En France, bien qu'il reste des gisements encore inexploités, la production hydroélectrique stagne ces dernières années à cause d'une faible pluviométrie, d'un parc vieillissant exigeant des opérations de maintenance, et d'une faible augmentation de la consommation énergétique.

Puissance, chute et débit des centrales hydroélectriques

Les installations peuvent être caractérisées selon trois critères.

a. Gammes de puissance

On distingue deux grandes classes de centrales hydroélectriques suivant leur puissance installée, les **Petites Centrales Hydroélectriques** (PCH) ou (*small hydro*) ou Petite Hydroélectricité (PHE), et les **Grandes Centrales Hydroélectriques** (GCH) ou (*large hydro*). La limite entre ces deux catégories peut varier d'un pays à l'autre mais elle est généralement située à 10 MW.

L'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPED) donne le classement suivant pour les centrales productrices:

- ✓ petite centrale pour une puissance comprise entre 2 000 kW et 10 000 kW
- ✓ mini-centrale pour une puissance comprise entre 500 kW et 2 000 kW
- ✓ micro-centrale pour une puissance comprise entre 20 kW et 500 kW
- ✓ pico-centrale pour une puissance inférieure à 20 kW.

À l'heure actuelle, l'installation ayant la plus grande puissance de production jamais construite est le barrage des Trois Gorges en Chine. L'installation a une puissance totale installée de 22 500 MW constituée par 26 turbines de 700 MW et 8 unités supplémentaires (6 unités de 700 MW et 2 unités de 50 MW). La puissance des trois Gorges est le triple de la puissance installée de la plus grande centrale nucléaire de Kashiwazaki-Kariwa (7 réacteurs) d'une puissance installée totale de 8 212 MW.



Figure 5.11: Centrale hydroélectrique des Trois Gorges en Chine

b. Débit, chute et puissance [55]

La puissance hydraulique d'une chute d'eau, exprimée en watts (W), est le produit de la masse volumique de l'eau 1000 kg/m^3 par le débit Q (exprimé en m^3/s) et par la hauteur de chute H , exprimée en mètres de colonne d'eau mCE.

Les particules liquides d'un cours d'eau perdent progressivement leur énergie potentielle par frottement sur le fond et les berges en descendant le cours d'eau. Dans un aménagement hydroélectrique, l'eau du cours d'eau est dérivée à un certain point, transportée jusqu'à la centrale par des conduits hydrauliques à faible perte d'énergie puis restituée plus en aval. On dispose ainsi d'une chute d'eau dont l'énergie hydraulique est transformée en énergie mécanique par la turbine puis transformée en énergie électrique par l'alternateur. La puissance électrique délivrée par la centrale au transformateur du poste de départ vers le réseau électrique est la puissance hydraulique de la chute d'eau diminuée par les pertes de charges dans les conduits hydrauliques, par le rendement de la turbine, par le rendement de l'alternateur et par la consommation des équipements auxiliaires.

En ordre de grandeur pour une première approche, on a coutume de dire que la puissance d'une centrale exprimée en kW est égale à $8QH$ ce qui correspond à un rendement global de 82% pour l'installation.

D'après cette formule approximative, on doit turbiner un débit de $40 \text{ m}^3/\text{s}$ pour générer une puissance de 100 MW sous 300 m de chute, alors qu'il faut turbiner $830 \text{ m}^3/\text{s}$ pour générer la même puissance sous 15 mètres de chute.

Classement des centrales en fonction de leur chute et de leur mode de Fonctionnement [55]

A l'intérieur des deux grandes classes de centrales (PCH et GCH), les installations ne fonctionnent pas toutes de la même façon, n'ont pas d'égales capacités de stockage et ne travaillent pas sous des hauteurs de chute identiques.

a. Types de fonctionnement : gravitaires, STEP et marémotrices

Les centrales dites gravitaires sont celles qui utilisent l'énergie d'une chute d'eau, comme expliqué ci-dessus. Ces centrales peuvent également stocker de l'énergie potentielle dans une retenue pour pouvoir produire de l'énergie électrique sur le réseau au moment le plus opportun pour l'équilibre de ce dernier.

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), aussi connues sous l'appellation centrales de pompage-turbinage, ont en outre la capacité d'utiliser l'énergie disponible sur le réseau lorsque cette énergie est excédentaire ou à faible valeur, pour pomper l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur et transformer ainsi l'énergie électrique en énergie potentielle stockée dans le bassin supérieur. Les STEP sont aujourd'hui le seul moyen disponible pour stocker de grandes quantités d'énergie.

Les usines marémotrices utilisent l'énergie des marées en stockant l'eau à marée haute dans un estuaire ou dans un bassin créé artificiellement à l'aide de digues, puis turbinent l'eau ainsi stockée en période de basses eaux. L'optimisation du fonctionnement conduit à turbiner et à pomper l'eau dans les deux sens au cours d'un cycle de marée, on parle de turbinage direct et indirect et de pompage direct et indirect.

b. Classement des centrales suivant leur capacité de stockage

S'agissant des seules centrales gravitaires, Le mode de fonctionnement dépend de la capacité de stockage de la retenue caractérisée par la constante de vidage, selon un terme utilisé par EDF. Il correspond au temps théorique qui serait nécessaire pour vider la réserve en turbinant à la puissance maximale. EDF distingue ainsi les centrales au fil de l'eau, les centrales à éclusées et les centrales de lac.

Les centrales au fil de l'eau ont une constante de vidage généralement inférieure à deux heures. Il peut s'agir de centrales de moyenne ou haute chute avec une simple prise d'eau sans stockage au niveau de la dérivation, ou de centrales de basse chute situées en partie basse des fleuves, là où la chute disponible est faible et où la production d'énergie se fait avec un débit d'eau important, d'où la difficulté d'obtenir une constante de vidage élevée. Une centrale au fil de l'eau utilise l'énergie du cours d'eau telle qu'elle se présente avec ses variations journalières ou saisonnières, sans pouvoir s'adapter à la demande en énergie ou privilégier les heures de production où l'énergie a une forte valeur. Cependant la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) a développé une régulation de la chaîne des centrales basse chute du Rhône permettant de placer au mieux sur le réseau une puissance d'environ 400 MW dans une période de 12 heures.

Les centrales à « éclusées » ont une constante de vidage comprise entre deux et deux cents heures. Leur capacité de stockage leur permet une modulation de la puissance délivrée dans la journée voire la semaine. Leur gestion permet de suivre la variation de la consommation sur ces horizons de temps (pics de consommation du matin et du soir, différence entre jours

ouvrés et weekend, notamment). Elles sont typiques des aménagements réalisés en moyenne montagne.

Les centrales de lac, ou réservoirs, ont une constante de vidage supérieure à deux cents heures.

Les centrales-lacs correspondent aux ouvrages présentant les réservoirs les plus importants. Ceux-ci permettent un stockage saisonnier de l'eau, et une modulation de la production pour passer les pics de charge de consommation électrique : l'été pour les pays où la pointe de consommation est déterminée par la climatisation, l'hiver pour ceux où elle est déterminée par le chauffage. On parle également de centrales de pointe. En Europe, ces centrales sont typiques des aménagements réalisés en moyenne et haute montagne. Certaines retenues sont capables de stocker plusieurs années d'apport d'eau, ces retenues se justifient pour fiabiliser la production d'énergie et l'alimentation en eau dans des pays où il n'est pas rare d'être confronté à des années sèches.

Les centrales à éclusées et les centrales de lacs peuvent être combinées avec une capacité de pompage pour créer une STEP. Il existe également des STEP fonctionnant totalement en circuit fermé entre deux bassins, notamment dans les pays où la ressource en eau est moins abondante.

Il est également possible de classer les centrales en fonction des caractéristiques de remplissage de leur réservoir, ce qui induit certaines contraintes dans l'usage électrique qui peut en être fait. En effet, la vitesse de remplissage du réservoir compte tenu de l'apport naturel a un impact direct sur la flexibilité d'utilisation.

c. Classement par hauteur de chute

On peut classer les ouvrages en fonction de leur hauteur de chute brute, c'est-à-dire de la différence d'altitude entre le niveau d'eau à la prise d'eau et le niveau d'eau à la restitution. Son retranche à cette chute brute la perte de charge dans les conduits hydrauliques, on obtient la chute nette entre l'entrée et la sortie de la turbine hydraulique.

On distingue ainsi les centrales de basse chute (*low-head*), de moyenne chute (*medium-head*) ou de haute chute (*high-head*). Ici encore il n'y a pas de classement normalisé. Les limites entre les catégories de chute sont arbitraires et varient d'un pays à l'autre ou d'un auteur à l'autre.

On admet généralement que les centrales sont dites de **basse chute** lorsqu'elles utilisent une chute d'eau utile de 2 à 20 m. Les centrales basse chute sont généralement positionnées sur de

grands cours d'eau à faible pente et fonctionnement essentiellement au fil de l'eau. Elles sont équipées de turbines Kaplan ou de groupes bulbes et peuvent turbiner des débits très importants.



Figure 5.12: Centrale hydroélectrique de La Sarcelle, complexe de la Baie-James: débit turbiné 1 290 m³/s, chute. Nominale 10,8 m, 3 groupes bulbes de 43 MW chacun.

Les centrales basse chute sont souvent des centrales principalement au fil de l'eau ou éventuellement fonctionnant partiellement en éclusées dans le cas d'une grande surface de réservoir pour stocker un grand volume d'eau dans la tranche supérieure.

Pour des chutes de quelques dizaines de mètres, c'est-à-dire au-delà de 20 mètres de chute et jusqu'à 50 ou 60 mètres de chute, et même jusqu'à 100 m de chute chez certains auteurs, on parle de centrales de **moyenne chute**. Ce type de centrale se rencontre en moyenne montagne, souvent en pied de barrage, et fonctionne en éclusées. Les turbines utilisées sont des turbines Kaplan ou Francis.



Figure 5.13: Centrale hydroélectrique de Manantali au Mali, 200 MW, 5 groupes Kaplan sous 46 m de chute

Pour les chutes supérieures aux valeurs indiquées plus haut, c'est-à-dire de quelques centaines de mètres, on parle de centrales de **haute chute**. Ces centrales se rencontrent souvent en haute montagne, elles sont équipées de turbines Francis ou Pelton pour les plus hautes chutes. La centrale hydroélectrique de Bieudron en Suisse détenait en 2010 le record mondial de la plus haute chute d'eau avec une hauteur de 1 880 mètres équipée en turbines Pelton d'une puissance unitaire de 400 MW. **Fig.**

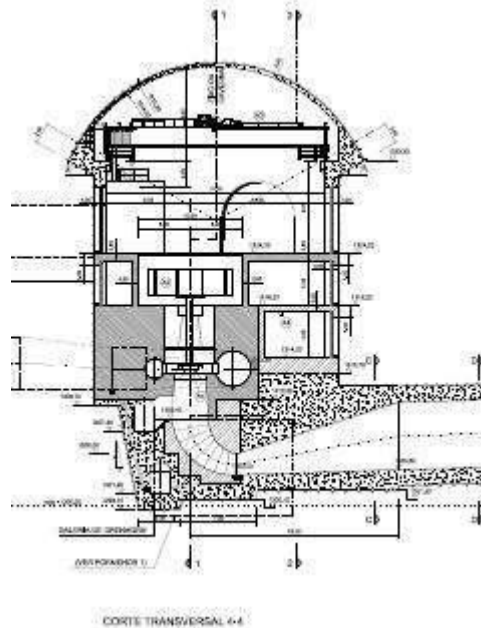


Figure 5.14: Coupe type d'une centrale de haute chute équipée de turbine Francis [58]

Les différentes centrales hydrauliques [56]

Les centrales hydrauliques utilisent la force de l'eau en mouvement, autrement dit l'**énergie hydraulique** des **courants ou des chutes d'eau** (fleuves, rivières, lacs, mers), pour la transformer en énergie électrique. L'hydroélectricité est une énergie renouvelable.

Il existe 2 sortes de centrales hydrauliques :

Les centrales au fil de l'eau

Elles utilisent la force du courant : elles turbinent **en continu** l'eau descendant des rivières.



Figure 5.15: Centrale de Beauharnois au Québec : Puissance 1660MW ; hauteur de chute 24m

Les centrales à accumulation [57]

L'eau est stockée dans un lac retenu par un barrage. Lorsqu'il y a un besoin en électricité, on ouvre les vannes. Grâce à une différence de hauteur, l'eau s'écoule et est conduite à travers à une turbine. Cette méthode permet d'ajuster la production électrique à la demande des consommateurs.

On peut y ajouter la STEP (Station de transfert d'énergie par Pompage), qui n'est pas une centrale hydraulique de production à proprement dit. La STEP est un des rares moyens de stocker l'électricité en quantité importante.



Figure 5.16: Barrage de Tignes, le plus haut de France (160 m il retient 230 millions de m³)

Les centrales peuvent aussi stocker l'énergie, c'est le cas des **STEP** (station de transfert d'énergie par pompage). Le pompage s'effectue par des turbines entre deux bassins à des altitudes différentes. Ces centrales permettent de stocker l'électricité excédentaire sur le réseau. C'est le cas du barrage de Montézic dans l'Aveyron d'une puissance installée de 910MW il peut produire en 1 an 1400GWh.

Ce principe de fonctionnement s'applique également **aux centrales éclusées** dont la hauteur de chute est moins importante qu'une STEP et qui fonctionnent avec des débits importants. C'est le cas du barrage de Génissiat sur le Rhône avec une puissance installée de 420MW et une énergie produite d'environ 1612GWh par an.



Figure 5.17: centrales éclusées [68]

On rencontre également des classements par type de barrage : (dont voici 3 exemples)

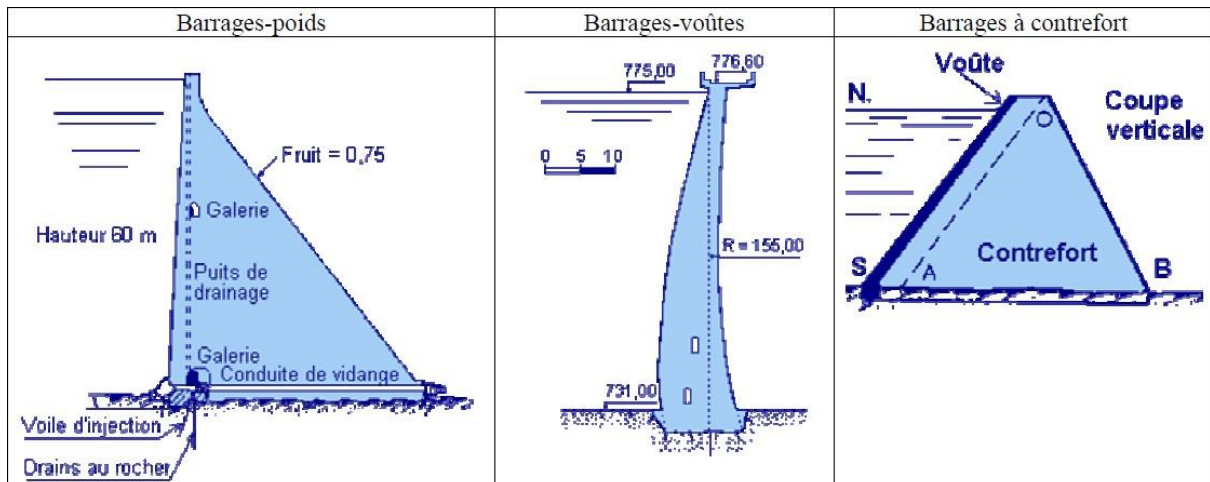


Figure 5.18: classements par type de barrage [68]

Chapitre VI : les batteries et les piles à combustible

VI. Les batteries et les piles à combustible

Les batteries

Introduction

Un des problèmes majeurs des véhicules électriques est la source d'énergie, nous présentons ci-dessous la technologie de l'accumulateur au plomb (batterie) comme le type utilisé dans notre réalisation.

L'accumulateur d'acide au plomb est un dispositif servant à convertir et stocker l'énergie électrique sous forme chimique et comme le nom l'indique les matériaux de base sont le plomb et l'acide sulfurique.

Historique

C'est la plus ancienne des technologies de batteries et la moins onéreuse actuellement. Inventée en 1859 par le français Gaston Planté, elle est améliorée et passée en production industrielle en 1881 grâce au luxembourgeois Henri Owen Tudor qui l'a rendu plus robuste et efficace en remplaçant les feuilles de plomb baignant dans l'acide sulfurique par des plaques de plomb enduites d'une pâte active.

Place de l'accumulateur au plomb aujourd'hui

Bientôt 150 ans d'études sur l'accumulateur au plomb et pourtant, loin d'être un produit suranné, il continue de faire l'objet de diverses recherches et reste l'accumulateur le plus vendu dans le monde. Les principales raisons de cet engouement sont le faible coût et la maturité de cette technologie, mais aussi son aptitude à être recyclée à plus de 97% [60].

Aujourd'hui il existe non pas un type de batterie d'accumulateurs au plomb, mais différentes technologies pour mieux répondre aux spécificités des applications qui l'emploient : la batterie au plomb s'est améliorée et spécialisée au fil des ans, et continuera de l'être. La batterie d'accumulateurs au plomb est notamment utilisée pour le démarrage des véhicules (secteur le plus porteur actuellement), la traction (chariots,), scooter, les alimentations de secours, le photovoltaïque...

À ces domaines sont adaptées des technologies d'accumulateurs au plomb, qui se caractérisent notamment par l'épaisseur et les alliages des grilles, un électrolyte liquide ou immobilisé, une concentration d'électrolyte, des plaques planes ou tubulaire.

Le marché mondial des batteries (toutes technologies confondues) regroupe 3 catégories : les batteries portables, de démarrage et industrielles (de traction et stationnaire). La croissance du

marché mondial des batteries au plomb amène le chiffre d'affaires à 12 milliards d'euros en 2006 (Fig. 4.1) ce qui représente 65% de la production totale [61].

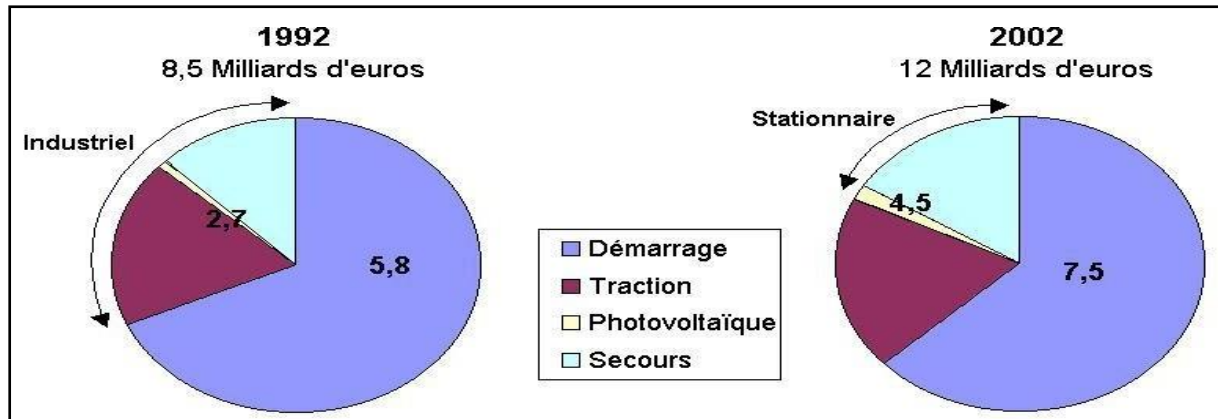


Figure VI-1: Marché mondial des batteries d'accumulateurs au plomb.

L'importance de ce chiffre s'explique par le fait que, malgré la forte augmentation de la part des technologies lithium-ion (Li-ion), nickel-métal hydrure (Ni-MH)... associées au marché des batteries portables, la technologie au plomb reste majoritairement employée dans les domaines du démarrage, de la traction et du stationnaire. Pour ces domaines peu regardants au niveau de l'encombrement, la batterie au plomb sera souvent préférée en raison de son faible coût d'investissement.

Dans le Tableau. 4.1 sont résumés les principaux avantages et inconvénients des systèmes électrochimiques en lice [62]. Les recherches actuelles persistent à rendre le système plomb-acide encore plus compétitif : améliorer son énergie massique, son aptitude aux charges et décharges rapides et augmenter sa durée de vie.

Elément	Pb-acide	Ni-Cd	Ni-MH	Li-ion
Tension nominale(V)	2 à 2,15	1,2	1,2	3,6
Energie massique en (Wh /Kg)	25 à 40	40 à 60	60 à 80	100 à 150
Durée en cyclage	-	+++	++	+
Conservation de la charge	++	-/+	-/+	++
Autodécharge (% /mois)	2 à 5	20 à 25	20 à 25	6 à 10
Stockage à l'état déchargé	-	+++ / ++	++ / +	-
Charge rapide	-	+++	++	+
Décharge rapide	-	+++	++	+
Basse température		+++	+	+ / +++

Haute température		++	+	+
Effet mémoire	non	oui	oui	non
Niveau de développement	++	+	+	+
sécurité	++	++	+	-
rendement	0,8	0,7	0,75	0,9
Coût relatif	1	>3	>4	>5

Tableau VI-1 : Caractéristiques des différents systèmes électrochimiques (d'après [14])

Élément, accumulateur et batterie :

Un **élément** est un couple électrochimique (i.e. 2 électrodes) plongé dans une solution. Selon les technologies, ce couple peut être le {NiOOH/Cd} pour les batteries nickel-cadmium, le {Li/oxyde métallique} pour les batteries lithium-ion, le {PbO₂/Pb} pour les batteries au plomb, et présente une force électromotrice différente. Le terme demi-élément désigne une électrode.

Le terme "**accumulateur**" est employé pour un élément rechargeable, le distinguant ainsi de la pile (élément non rechargeable). Un accumulateur est donc un générateur réversible : il peut stocker (accumuler) de l'énergie, en convertissant l'énergie électrique en forme chimique, puis la restituer à tout moment sur demande.

De tension nominale d'environ 2 Volts, un accumulateur au plomb est rarement utilisé seul : en général, une mise en série et/ou en parallèle est effectuée pour obtenir les tensions et capacités d'utilisation désirées, ce qui constitue une batterie d'accumulateurs. Par exemple, la batterie de démarrage d'un véhicule thermique est annoncée de "12V" pour signifier qu'elle comprend six accumulateurs, même si sa f.e.m. réelle se situe plutôt dans l'intervalle {12,5 ; 13V}. Pour les systèmes de secours, un standard de batterie 48V tend à s'imposer.

Constitution de la batterie au plomb [63] :

Un accumulateur de 2V est l'unité de base d'une batterie au plomb. Il se compose notamment d'électrodes positives et négatives, d'un séparateur micro poreux .

Un élément de batterie de démarrage (technologie "plomb ouvert") comprend des plaques planes positives (**2**) et négatives (**1**) assemblées en alternance (Fig. 4.2). Le nombre de plaques pour chaque polarité et leur surface sont des paramètres qui définissent la capacité de l'élément. Par exemple, l'électrode positive comporte ici 4 plaques en parallèle, reliées par

un connecteur (4). Pour éviter les courts-circuits entre les plaques de polarité différente, un séparateur micro poreux isolant est placé entre ces plaques lors du montage (3).

Les plaques positives et négatives sont assemblées en faisceaux (6) et plongées dans une solution d'acide sulfurique et d'eau distillée. Chaque faisceau constitue ainsi un élément.

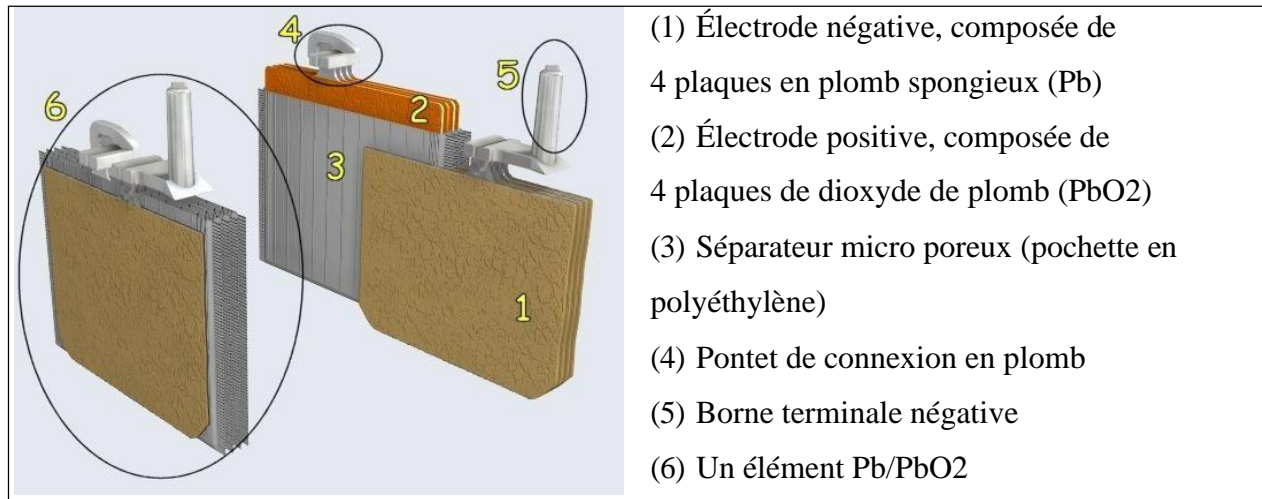


Figure 6-2: Vue en coupe d'un élément au plomb ouvert (batterie de démarrage) [16]

L'ensemble est contenu dans un bac (en polypropylène, PVC ou ABS) muni d'orifices en partie supérieure pour permettre le remplissage des éléments et les compléments en eau si nécessaire ainsi que pour l'évacuation des gaz produits (Fig. 4.5). Les deux bornes en plomb raccordées aux faisceaux de plaques de chaque polarité, permettent le raccordement de la batterie au circuit extérieur.

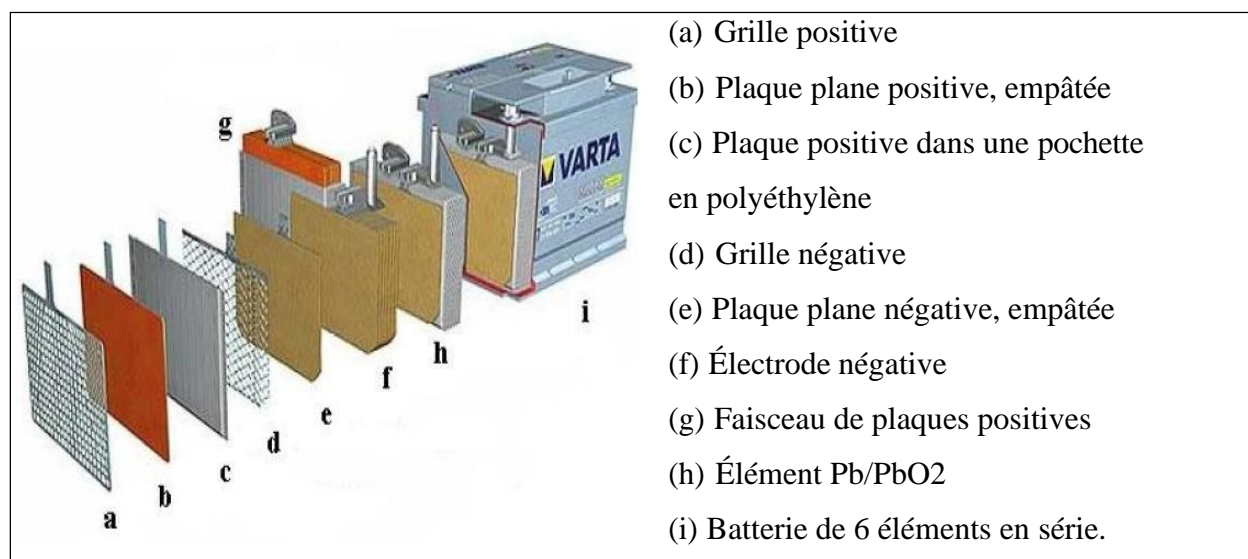


Figure 6-3: Vue éclatée d'une batterie de démarrage [64]

a. L'électrode positive :

Les plaques de l'électrode positive peuvent être réalisées selon deux techniques : les plaques planes et les plaques tubulaires.

- Les plaques planes [65]

Fabriquées selon le procédé Faure, elles sont constituées (Fig. 4.3) d'une grille en alliage de plomb (**a**) qui assure la tenue mécanique de la plaque et la collecte du courant. Cette grille est garnie d'une pâte préparée à partir d'acide sulfurique et d'une poudre constituée d'un mélange d'oxyde de plomb et de plomb métallique. Lors de la formation de la plaque positive, la matière active est oxydée en dioxyde de plomb (PbO₂) de couleur brun foncé (**b**).

La granulométrie de la poudre est très importante car elle détermine la surface spécifique de la matière active, c'est-à-dire la surface réactionnelle : en moyenne la taille des pores est le micron. Pour les plaques positives, la surface réactionnelle est d'environ 2m²/g.

La technologie "plaques planes" est la moins chère (car elle contient un minimum de matière et son procédé de fabrication est simple), la plus fragile, et celle qui permet d'atteindre les meilleures performances massiques. Elle est principalement utilisée dans le domaine des batteries de démarrage.

- Les plaques tubulaires

Les plaques tubulaires sont constituées d'épines en alliage de plomb (collecteur de charges) enfilées dans un tube poreux qui reçoit, dans l'espace libre entre l'épine et la gaine, la matière active. Ainsi, l'électrode positive est composée d'une rangée de tubes cylindriques qui sont placés verticalement. La forme cylindrique permet à la matière active de se dilater et de se contracter au cours des cycles de charge et décharge, tout en conservant une excellente cohésion et un bon contact électrique avec le conducteur central : la longévité des électrodes s'en trouve améliorée.

Cette technologie plus robuste (plus lourde et plus volumineuse) sera utilisée dans les applications nécessitant des durées élevées en cyclage et durée de vie : la traction lourde, le stationnaire (de secours et photovoltaïque), les sous-marins...

b. L'électrode négative :

Ses plaques sont toujours réalisées selon la technologie "plaques planes". Comme précédemment, elle est constituée d'une grille empâtée. La matière active en plomb spongieux (Pb) est également préparée à partir d'acide sulfurique et d'une poudre constituée d'un

mélange d'oxyde de plomb et de plomb métallique. Pour que la porosité de la matière active se dégrade moins rapidement, d'autres produits, qualifiés d'expandeurs, lui sont ajoutés en faible quantité. La surface réactionnelle de la matière active négative est de l'ordre de 0,5m²/g

c. Les grilles :

Maillon fondamental de la batterie, les grilles (et les épines) sont constituées d'alliages de plomb. Elles servent à la fois à la collecte du courant et à la tenue mécanique de la matière active. De nombreuses recherches leur sont consacrées et beaucoup de soins sont apportés à leurs alliages, car c'est souvent la corrosion des grilles qui limite la durée de vie des batteries au plomb.

Le choix du métal des grilles reste limité. Le plomb est à peu près le seul métal qui, sans constituer un poison pour la batterie, supporte convenablement les conditions corrosives du milieu. Le plomb pur étant trop mou pour être utilisé directement, d'autres métaux (étain, antimoine, calcium, argent...) sont introduits dans la composition des grilles afin d'en améliorer la dureté mais également la résistance à la corrosion.

Que ce soit pour les batteries de démarrage ou les batteries industrielles, les traditionnels alliages composés de "plomb-antimoine" tendent à être délaissés. Aujourd'hui, la plupart des alliages sont à base de "plomb-calcium" : en dérivent d'innombrables grilles, dites au "plomb- calcium-...", avec différentes teneurs en étain, argent, baryum... selon les utilisations.

d. Le séparateur micro poreux :

Pour isoler les plaques correctement, le séparateur (non conducteur électronique) doit avoir :

- Une résistance mécanique appropriée, pour supporter les contraintes dues aux variations de volume des matières actives pendant les cycles de charge et décharge,
- Une résistance chimique suffisante pour sa tenue dans le temps (immérgé dans une solution très corrosive)
- Une structure micro poreuse (pores de la taille du nanomètre), pour permettre la diffusion des anions et cations de l'électrolyte, et éviter tout transport de matière d'une électrode sur l'autre.

Parfois le séparateur peut avoir un rôle plus actif en appliquant une pression mécanique sur les électrodes : de nouveaux séparateurs ont été étudiés, comme l'AJS (Acid Jellying Separator) dans les batteries à recombinaison, afin d'augmenter la durée de vie des

électrodes en limitant la dégradation des matériaux actifs et la corrosion des grilles positives [63].

Les séparateurs sont généralement réalisés en polymères (de plus en plus en polyéthylène) ou en fibres (laine de verre, fibre de bois) [64].

e. L'électrolyte

Selon le type de batterie, l'électrolyte est liquide, gélifié ou absorbé. Au sein de l'accumulateur au plomb, l'électrolyte joue un double rôle : il assure le transport d'électricité par conduction ionique et participe, en tant que réactif, aux réactions de charge et décharge.

Dans l'électrolyte, les déplacements ioniques sont dus à plusieurs phénomènes :

- La migration : effet du champ électrique sur les particules chargées,
- La diffusion : effet du gradient de concentration,
- La convection : effet des gradients de densité, dus par exemple aux effets thermiques dans l'accumulateur.

- **Électrolyte liquide ("libre")**

L'électrolyte est une solution dont le solvant (composé en grande quantité) est de l'eau distillée, H_2O , et le soluté (composé en petite quantité) est de l'acide sulfurique, H_2SO_4 . La proportion du mélange définit la densité de l'électrolyte. Un électrolyte ayant 33% (en masse) de H_2SO_4 aura une densité de $1,25g.cm^{-3}$.

À l'état liquide, la molécule d'eau se dissocie en ion H_3O^+ s et OH^- . L'ion H^+ n'existe pas seul, il est toujours associé à une molécule H_2O , pour former un H_3O^+ .

Dans l'eau, les molécules d'acide sulfurique se dissocient majoritairement en ions hydrogène H^+ (Qui deviennent H_3O^+) et en ions hydrogénosulfate HSO_4^- - (anion solvaté, entouré de molécules H_2O). Dans une plus faible proportion, il existe aussi des ions sulfate SO_4^{2-} .

- **Électrolyte gélifié ou absorbé ("immobilisé")**

L'électrolyte gélifié est produit à partir d'une poudre de silice colloïdale, coagulée par réaction avec l'acide contenu dans l'électrolyte. Le gel ainsi formé permet d'immobiliser l'électrolyte à l'intérieur des bacs. L'électrolyte absorbé est un électrolyte liquide imbibant un séparateur fibreux placé entre les plaques de polarité différente. Mis à part le fait qu'ils soient immobilisés, ces électrolytes restent une solution aqueuse d'acide sulfurique.

Le volume d'électrolyte et sa densité sont définis par les fabricants en fonction du type et de l'usage de la batterie. Ils résultent d'un compromis conciliant la capacité désirée, la durée

de vie, l'intensité des courants à fournir, la tenue aux basses températures (la température agissant sur la viscosité et donc la conductivité de l'électrolyte).

Familles technologiques de la batterie au plomb

Des familles de batteries ont été définies en distinguant notamment le type d'électrolyte (libre ou immobilisé). Puis dans une famille, il existe des différences de constitution pour mieux répondre aux besoins des applications. Actuellement deux grandes familles sont commercialisées : les batteries ouvertes et les batteries à recombinaison de gaz (Tableau 6. 2).

Type de Batterie Au Plomb	Ouvverte (II.1.4.1)	À Recombinaison de gaz (II.1.4.2)	
Électrolyte	liquide	gélifié	absorbé (par le séparateur)
Appellation Anglo-Saxonne	flooded (ou vented) battery	Gel VRLA (ou sealed) battery	VRLA (ou sealed) AGM separator battery
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • durée de vie pouvant être importante (5 à 15 ans) • technologie la moins chère 	<ul style="list-style-type: none"> • recombinaison => pas de perte en eau (pas d'entretien) • très faible taux de dégagement de gaz (sécurité) 	
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • consommation d'eau (maintenance) • installation en locaux spécifiques (dégagements gazeux) 	<ul style="list-style-type: none"> • plus faible durée de vie (modes de défaillance spécifiques) • plus sensible à la température 	

Tableau 6-2: Principales comparaisons des 2 familles technologiques de la batterie au plomb

a. La batterie au plomb ouverte :

Il s'agit de la technologie initiale, associée aujourd'hui par de nombreux utilisateurs à la batterie de démarrage des véhicules vu l'importance de ce marché (Fig. II.25), mais cette technologie s'emploie dans tous les domaines. En effet, la batterie au plomb ouverte est généralement considérée comme plus fiable et plus endurante que la batterie à recombinaison.

Les paragraphes suivants traiteront l'accumulateur ouvert. L'adjectif "ouvert" désigne le fait que les productions de gaz (dioxygène et dihydrogène) inhérentes à l'accumulateur s'échappent naturellement par les orifices prévus sur le bac.

Le dégagement de dihydrogène dans le lieu de stockage des batteries est source de danger, car son mélange avec l'air ambiant est potentiellement explosif à partir de 4% en

volume. Dans le cadre du stationnaire de secours, une installation en locaux spécifiques ventilés est obligatoire (norme NF C 15 100 et CEI 60364).

Les batteries ouvertes produites aujourd'hui (constituées de grilles à fortes surtensions d'oxygène et d'hydrogène) sont souvent qualifiées de batteries "sans maintenance" ou "sans entretien". Ces appellations (plutôt trompeuses) ont été choisies car la consommation d'électrolyte est si faible que la réserve d'électrolyte d'origine est suffisante pour assurer le bon fonctionnement de la batterie pendant toute sa durée de vie.

b. La batterie à recombinaison de gaz [63] :

Les premières batteries à recombinaison de gaz sont apparues fin des années 1950. C'est la société SONNENSCHNEIDER qui introduisit cette nouvelle technologie, grâce à la fabrication d'un électrolyte gélifié. Puis dans les années 1970, la maîtrise des procédés d'absorption d'acide dans la fibre de verre a permis l'élaboration de séparateurs imbibés d'électrolyte : le marché de cette technologie à électrolyte immobilisé prenait son essor. Ce type d'électrolyte offre plusieurs avantages :

- Il permet la formation de chemins gazeux facilitant le transfert rapide du dioxygène, qui suit alors un cycle interne : produit à l'électrode positive, sa diffusion vers l'électrode négative est optimisée (10^5 fois plus rapide qu'en électrolyte liquide) et il atteint l'électrode négative où il y est réduit (formation de molécules d'eau).

Cette propriété se traduit par une très faible consommation en eau lors de surcharges de la batterie; avantage séduisant pour le domaine du stationnaire de secours.

- Il supprime quasiment le phénomène de stratification de l'électrolyte.
- Il autorise le placement des batteries dans des locaux quelconques, dans n'importe quelle position (souvent horizontale, ce qui facilite l'accès aux bornes).

L'électrolyte immobilisé est la clef du processus de recombinaison, dont le rendement est élevé. Toutefois, 2 à 3% des gaz produits ne sont pas recombinaisonnés, et pour se prévenir de tout risque de surpression, une soupape d'aération régulée par pression est nécessaire.

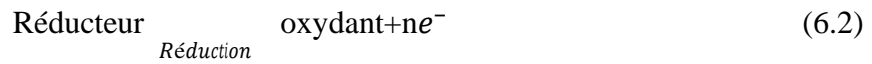
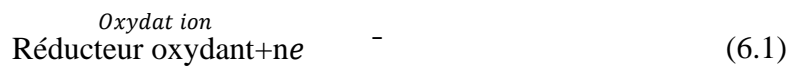
C'est pourquoi les batteries à recombinaison de gaz sont appelées aussi batteries VRLA (pour Valve-Regulated Lead-Acid) et parfois improprement batteries étanches. Cette technologie est par construction "sans maintenance", donc cette précision n'est jamais mentionnée, contrairement aux batteries ouvertes où ce qualificatif est employé lorsque la consommation d'eau est amoindrie en surcharge.

Principe de fonctionnement de l'accumulateur au plomb ouvert :

Considérons un élément de technologie "plomb ouvert". À ses bornes, apparaît une f.e.m. d'environ 2,1V : l'électrode en dioxyde de plomb (PbO_2) correspond au pôle positif et celle en plomb (Pb) au pôle négatif.

a. Oxydation/Réduction aux électrodes : Double Sulfatation :

Système électrochimique réversible transformant l'énergie chimique en énergie électrique, l'accumulateur est le siège de réactions d'oxydoréduction (transferts d'électrons) qui se produisent à l'interface des électrodes avec l'électrolyte :



Le fonctionnement en décharge du générateur électrochimique $PbO_2/H_2SO_4/Pb$ peut se schématiser de la façon simplifiée suivante :

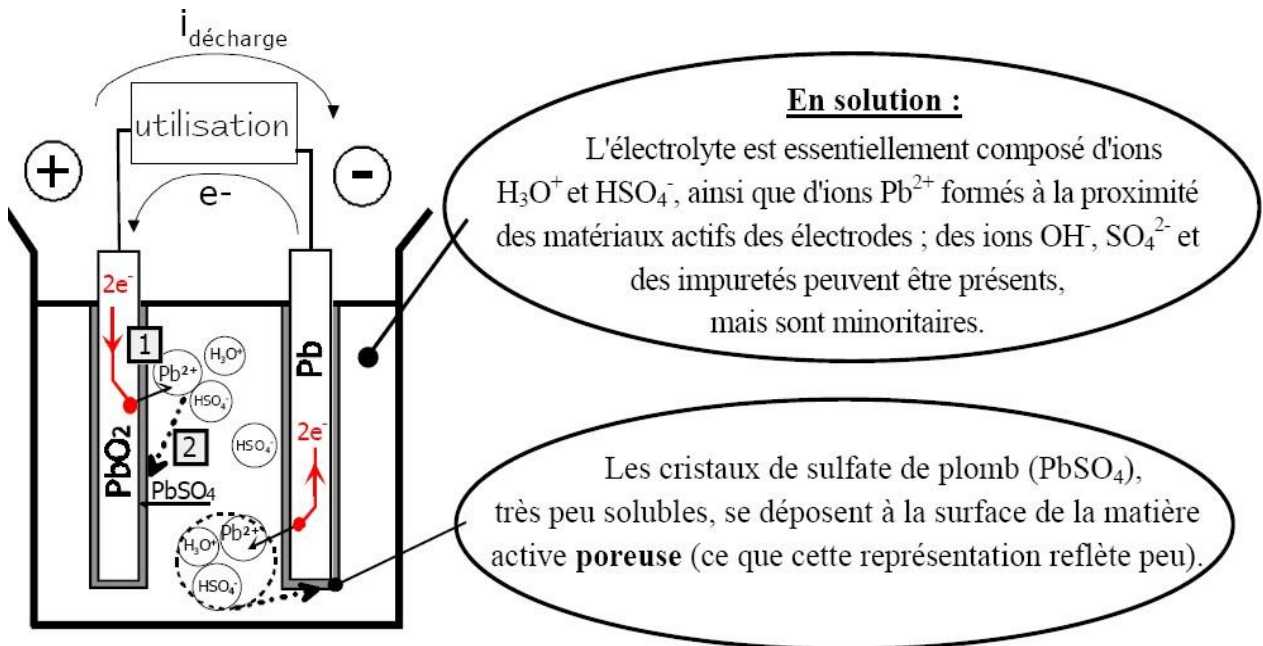


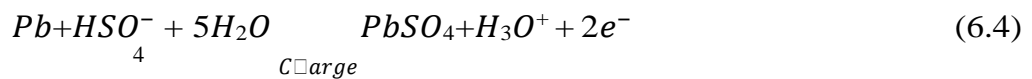
Figure VI-4: Produits et réactifs d'un élément au plomb-acide, se formant en décharge

En décharge, les matériaux actifs positif et négatif produisent, respectivement par réduction et par oxydation, des ions Pb^{2+} qui, en se combinant avec des ions sulfate contenus dans l'électrolyte, se fixent en cristaux sulfate de plomb.

Cette transformation du dioxyde de plomb et du plomb spongieux porte le nom de "double sulfatation". L'électrode où a lieu l'oxydation est appelée anode et celle où a lieu la réduction, la cathode.

L'électrode positive a un comportement de cathode en décharge car le PbO_2 est réduit en $PbSO_4$, et devient anode en charge puisque le $PbSO_4$ s'oxyde en PbO_2 .

L'électrode négative est anode en décharge (oxydation du Pb en $PbSO_4$) et cathode en charge:



Au sein des électrodes poreuses, les mécanismes de dissolution-précipitation peuvent se schématiser comme sur la Fig. 4.5. Par exemple, pour la matière active négative en décharge :

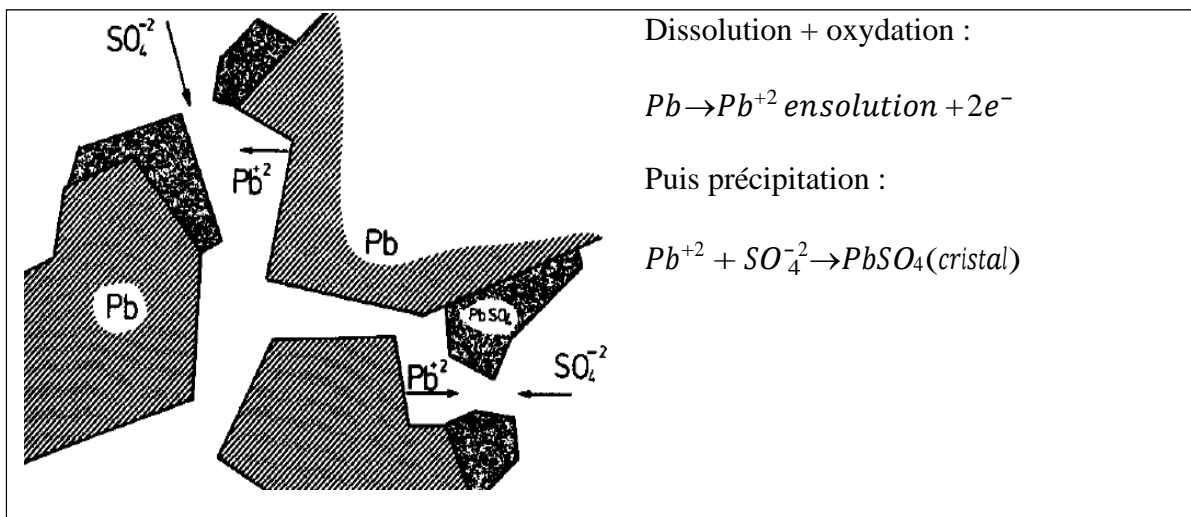
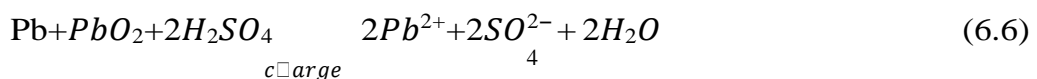
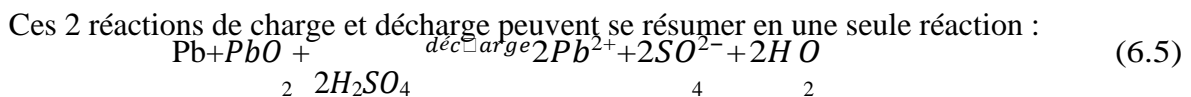
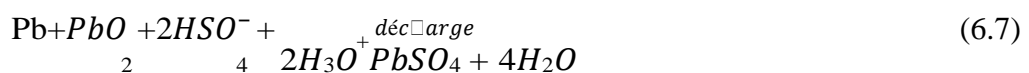
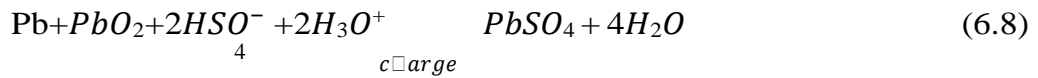


Figure VI-5: Illustration schématique du mécanisme de dissolution-précipitation au sein des pores de la matière active négative



Double sulfatation qui s'écrit aussi, de façon plus rigoureuse :





L'équation bilan (4.9) de l'élément traduit une consommation d'acide sulfurique et une production d'eau lors de la décharge d'un élément.

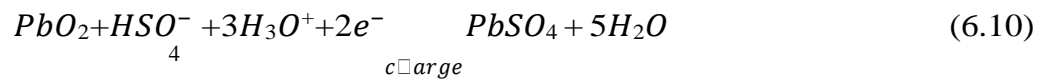
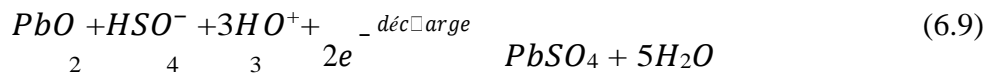
b. Principales réactions en charge/décharge :

Bien que les phénomènes électrochimiques mis en jeu pendant la charge et la décharge soient complexes et imparfaitement connus, certaines réactions prédominent et peuvent être décrites. En plus de l'évolution des matériaux actifs, une autre réaction (dite secondaire) se produit en permanence au sein de l'accumulateur : l'électrolyse de l'eau.

Les principaux phénomènes en charge et en décharge aux deux électrodes sont donc :

- À l'électrode positive :

• Rappel de la réaction de la matière active positive :

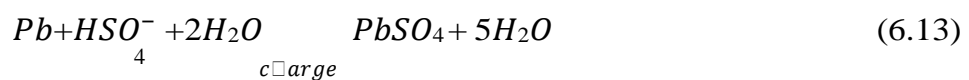
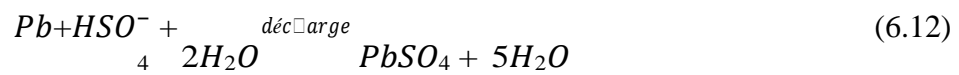


• Production permanente de dioxygène (gaz) :



- À l'électrode négative:

• Rappel de la réaction de la matière active négative :



Production permanente de dihydrogène (gaz) :



Au bilan, l'électrolyse de l'eau d'un élément s'écrit :



c. Description qualitative des réactions en charge et décharge [65] :

- En charge :

En charge, le phénomène prépondérant pour l'élément est la reconstitution d'acide sulfurique au sein des électrodes. La concentration d'acide croît rapidement à proximité de l'interface réactionnelle. Ce phénomène est amplifié, côté positif, par une consommation d'eau. Il en résulte un engorgement du matériau actif en une solution d'acide très concentrée, plus visqueuse et plus dense que l'électrolyte situé entre les électrodes. Cet acide concentré suinte des électrodes et glisse le long de leurs parois vers le fond du bac. Les densités de l'électrolyte devenu hétérogène sont d'environ $1,15\text{g.cm}^{-3}$ Pour l'électrolyte situé entre les électrodes et de $1,45\text{g.cm}^{-3}$ Pour celui suintant des électrodes.

Après une décharge relativement profonde, une importante quantité d'acide sera reconstituée. Vers 90% de recharge, l'électrolyte est "stratifié", c'est-à-dire que la partie basse des éléments contient de l'électrolyte concentré et la partie haute de l'électrolyte dilué. Arrêter la charge à ce stade aurait des conséquences désastreuses, à savoir un fonctionnement hétérogène des électrodes, menant à une fatigue rapide de leur partie inférieure.

À mesure que l'état de charge de la batterie augmente, la réaction de recharge des matériaux actifs devient plus difficile (cristaux de sulfate plus rares, donc moins accessibles) et c'est la réaction secondaire d'électrolyse de l'eau qui se substitue progressivement à la réaction de charge proprement dite. La phase de fin de charge est alors qualifiée de surcharge, signifiant que l'essentiel du courant fourni à la batterie ne contribue qu'à la réaction d'électrolyse de l'eau. Cette phase est généralement prolongée pendant un temps suffisant pour assurer les deux fonctions suivantes :

- Le complément de charge proprement dite ; en effet, même si l'électrolyse de l'eau est majoritaire, il apparaît que les quelques pour cent de charge récupérés pendant cette surcharge sont nécessaires pour maintenir les performances de la batterie au cours des cycles charge/décharge.
- L'homogénéisation de l'électrolyte ; la réaction d'électrolyse de l'eau produit du dégagement gazeux d'oxygène et d'hydrogène qui provoque, en remontant à la surface, une convection forcée qui brasse l'électrolyte.

Le besoin d'homogénéisation de l'électrolyte nous préoccupera peu, car en stationnaire de secours l'accumulateur est maintenu la majeure partie du temps à l'état chargé et subit très rarement une décharge profonde. En revanche, la notion de surcharge est primordiale et elle sera considérée avec beaucoup d'attention.

- **En décharge :**

Pendant la décharge, les ions sulfate actifs sont ceux situés à proximité de l'interface réactionnelle et donc contenus dans le volume poreux de l'électrode. Ces ions sulfate se lient aux ions Pb^{+2} , produits par la réaction de décharge, pour former du sulfate de plomb insoluble qui cristallise dans les pores.

Tout au long de la décharge, les conditions de la réaction se dégradent sous l'effet combiné des processus suivants :

- La cristallisation du sulfate de plomb consomme des ions sulfate, faisant chuter la concentration de ce réactif dans le volume poreux des électrodes.
- Ces cristaux de sulfate, non conducteurs, font progressivement décroître, par recouvrement, la surface réactionnelle.
- Le sulfate formé occupant un volume sensiblement plus grand que le matériau initial consommé, le volume poreux occupé par l'électrolyte tend à se restreindre, chassant ainsi l'électrolyte actif du sein des électrodes.

Face à ces trois processus qui se conjuguent pour dégrader les conditions de la décharge, un processus tente de rétablir la situation, ou plus exactement d'atténuer la dégradation : il s'agit de la diffusion, vers l'intérieur des électrodes, des ions sulfatés contenus dans l'électrolyte entourant ces électrodes. Cette diffusion est lente, et plusieurs heures sont nécessaires pour en obtenir une efficacité maximum.

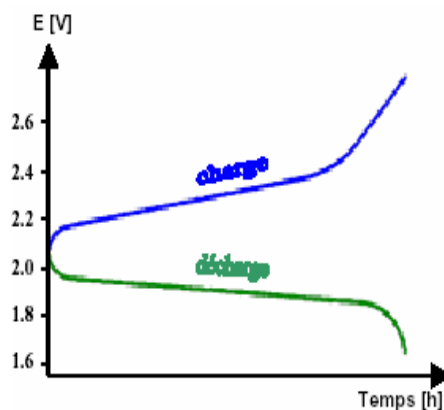


Figure 6-6: Courbes de charge et de décharge d'une cellule élémentaire de batterie au plomb.

d. Performances techniques :

Le tableau suivant résume les principales données techniques des accumulateurs au plomb.

Température de fonctionnement	-20 à +50 °C
Énergie	25/45 Wh/kg 60/120 Wh/dm ³
Nombre de cycles profonds	300/1500
Puissance massique	80/150 W/kg
Rendement	<ul style="list-style-type: none"> • énergétique : de 60 à 95% • faradique : de 65 à 100%
Auto -décharge	2 à 10 % par mois à 25°C
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • surveiller le niveau d'eau pour les batteries (ouvertes) non étanches tous les 2 mois • sulfatation de l'électrolyte en cas de stockage prolongé ⇒ brassage
Impact environnemental	Le plomb est toxique ⇒ recyclage (≅ 100%) par réduction des oxydes de plomb et tri pneumatique ou hydraulique des plastiques (polypropylène)
Sécurité	<ul style="list-style-type: none"> • acide sulfurique : corrosif • problèmes de surpression de l'hydrogène en cas de surcharge

Tableau VI-3: principales données techniques de la batterie au plomb

Les batteries Lithium-ion (Li-ion) :

Bien que le principe soit connu depuis les années 80 les premiers éléments rechargeables au Lithium n'ont été commercialisés qu'en 1991. Cela à cause du caractère instable du Lithium métallique pendant la phase de charge. Le problème a été résolu en utilisant des ions de lithium. Le lithium ion (Li-ion) ne présente pas de danger si certaines précautions sont prises lors de la charge. En revanche il y a un risque d'explosion si chargé dans de mauvaises conditions, la plupart des fabricants équipent donc leur pack de batteries de circuits de protection.

Avec un faible taux de décharge dans le temps et sans effet mémoire, cette batterie offre une densité énergétique importante (le double du Ni-Mh) mais une durée de vie inférieure aux batteries Ni-Mh.

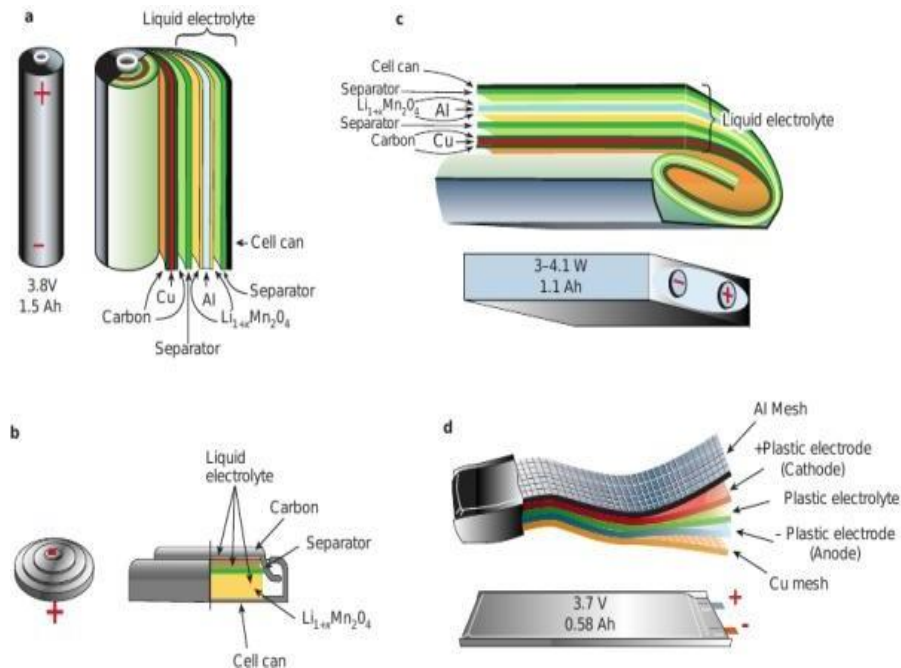


Figure 6-7: Schémas représentant les différents designs de batteries Li-ion actuelles a) cylindrique b) plate c) prismatique d) mince et plate [63]

Les batteries au lithium-ion polymère (Li-po) :

L'utilisation et la diversité sans cesse grandissantes des applications électriques ont conduit au développement de nouvelles technologies de stockage.

Depuis 1999 est apparue une nouvelle génération d'accumulateurs Li-ion : Le Lithium ion Polymère (Li-po). L'électrolyte est un polymère gélifié qui permet d'obtenir des éléments très fins et plats pouvant prendre toutes les formes possibles. Encore chère aujourd'hui cette nouvelle technologie est promise à beaucoup d'avenir. Elle doit, à terme, revenir moins onéreuse à la réalisation que le Li-ion classique.

Les batteries Nickel-Cadmium (Ni-Cd) :

C'est une technologie très ancienne aussi, inventée par le suédois Waldemar Jungner en 1899.

Elle était très répandue pour les appareils électriques nécessitant un courant électrique important comme les téléphones portables ou les appareils photos numériques. De part la nocivité du Cadmium pour l'environnement, ce type de batterie a été interdit en Europe pour le grand public en 2006.

Ce type de batterie a une longévité assez importante (environ 1000 cycles) mais insuffisante pour une utilisation dans les véhicules électriques.

Comparaison des batteries existantes adaptées à l'énergie solaire:

Technologies	Plomb Acide	Ni-Cd	Ni-Mh	Li-ion	Li-ion polymère
Densité énergétique (Wh/kg)	30-50	45-80	60-120	160-200	100-130
Nombre de cycles (Charge décharge)	400 à 1200	2000	1500	500 à 1000	200 à 500
Temps de charge	6 à 12h	1h à 2h	2 à 4h	2 à 4h	2 à 4h
Température de fonctionnement	-20 à 60°C	-40 à 60°C	-20 à 60°C	-20 à 60°C	0 à 60°C

Tableau VI-4: Tableau comparatif des technologies de batteries actuelles

Problèmes liés aux batteries

Les principales causes de dégradation des batteries sont :

- La sulfatation.
- La décharge complète.
- Le cyclage.
- L'oxydation des électrodes
- L'oxydation des bornes



Figure 6-8: batterie sulfatée

Solutions

Acheter des batteries ayant une longue durée de vie pour faire de vraies économies.

Les conserver dans un endroit sec, ventilé et d'une température proche de 20°C.

Vérifier le serrage des cosses et les niveaux d'électrolyte Il faut que les batteries soient chargées pour être stockées si on ne les utilise pas.

Effectuer un cycle de décharge/charge tous les 1 ou 2 mois prolonge la durée de vie de la batterie si on ne s'en sert pas toute l'année (hivernage par exemple).

Choisir un bon régulateur capable d'effectuer des charges d'égalisation et de ne pas délivrer des tensions trop fortes.

Si l'endroit où sont placées les batteries subit de grandes variations de température il faut que les batteries disposent d'une sonde thermique pour adapter la tension du régulateur.

Dimensionnement du stockage

Dimensionner la batterie c'est choisir un stockage permettant des" affranchir des variations climatiques temporaires à l'échelle de l'heure de la journée (elle assure le fonctionnement nocturne) et de quelques jours de mauvais temps.

a. Autonomie sans apport solaire

On appelle nombre de jours d'autonomie sans apport solaire N_{ja} , la durée de quelques jours pendant laquelle la batterie peut alimenter seule l'installation à toute période de l'année (les panneaux étant considérés comme absents) C'est sur cette base que l'on calculera la batterie.

La durée d'autonomie nécessaire est liée à la probabilité de trouver une série de mauvais jours d'affilée avec un ensoleillement très défavorable. Cela dépend directement de la météo du lieu. Pour une utilisation normale en Algérie, tempérés, on peut admettre une autonomie de 3 à 4 jours comme le montre la figure ci-dessous.

Carte des journées sans ensoleillement :

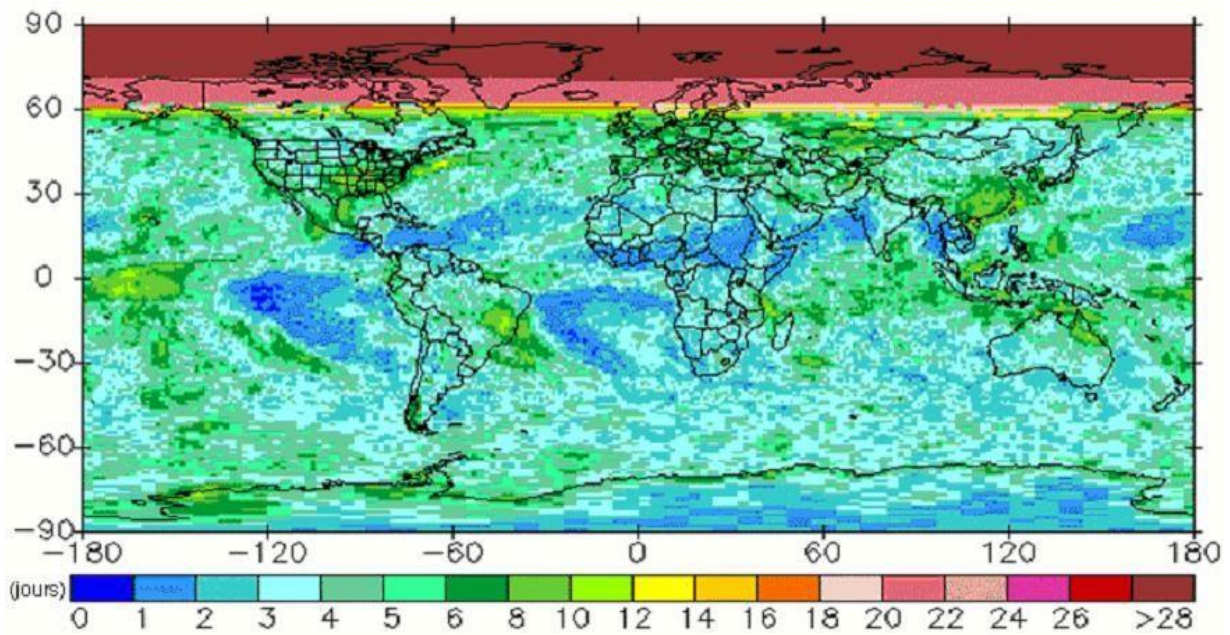


Figure 6-9: Nombre maximal de journées sans ensoleillement en janvier.

b. Calcul de la capacité nominale de la batterie

La capacité nominale de la batterie, noté $C_N=(C_{10})$, permet de quantifier l'autonomie de la batterie vis-à-vis de la consommation électrique des équipements.

Le calcul de la capacité s'effectue en considérant que la batterie doit être capable d'alimenter l'ensemble des équipements électriques pendant une certaine période. Généralement, on calcule la capacité de la batterie afin d'obtenir une autonomie de 3 jours

c. Profondeur de décharge

Une batterie ne doit pas être déchargée en dessous d'un certain seuil sinon on risque de l'endommager.

E_{CH} nombre compris entre 0 et 1 exprime l'état de charge de la batterie donc la profondeur de décharge P_D . La proportion de la capacité de décharge s'écrit

$$P_D = 1 - E_{CH} \quad (6.16)$$

En pratique en l'absence de problèmes de basses températures et pour un usage normal, on applique un coefficient $P_D = 0.7$ à 0.8 selon les modèles de batterie Pour notre cas d'étude on prendra le coefficient $P_D = 0,7$.

La formule suivante permet de calculer la capacité nominale d'une batterie :

$$C_{10} > (N_{Ja} * E_{ELEC}) / (P_D * U_{BATT}) \quad (6.17)$$

C₁₀ : Capacité nominale de la batterie (unité : Ah).

N_{Ja} : Nombre de jour d'autonomie souhaitée (unité : jour).

E_{ELEC} : Energie journalière consommée par les équipements électriques (unité : Ah /jour).

P_D : profondeur de décharge maximale autorisée (sans unité).

U_{BATT} : la tension de batterie (unité : V).

Conclusion :

Il existe une grande diversité de moyens de stockage d'énergie, chacun étant adapté à une application donnée. Dans ce chapitre, nous avons concentré dans notre étude sur l'accumulateur au plomb, nous avons présenté le principe de fonctionnement et les caractéristiques de différents types de cet accumulateur, ainsi d'autres technologies de batteries existantes, comparant avec l'accumulateur de plomb.

LA PILE À COMBUSTIBLE

Introduction [69]

« - il faut l'espérer, répondit Gédéon Spilett, car enfin sans charbon, plus de machines, et sans machines, plus de chemins de fer, plus de bateaux à vapeur, plus d'usines, plus rien de ce qu'exige le progrès de la vie moderne ! - mais que trouvera-t-on ? Demanda Pencroff. L'imaginez-vous, Monsieur Cyrus ? - à peu près, mon ami. - et qu'est-ce qu'on brûlera à la place du charbon ? - l'eau, répondit Cyrus Smith. - l'eau, s'écria Pencroff, L'eau pour chauffer les bateaux à vapeur et les locomotives, l'eau pour chauffer l'eau ! - oui, mais l'eau décomposée en ses éléments constitutifs, répondit Cyrus Smith, et décomposée, sans doute, par l'électricité, qui sera devenue alors une force puissante et maniable, car toutes les grandes découvertes, par une loi inexplicable, semblent concorder et se compléter au même moment. Oui, mes amis, je crois que l'eau sera un jour employée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène, qui la constituent, utilisés isolément ou simultanément, fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisables et d'une intensité que la houille ne saurait avoir. Un jour, les soutes des steamers et les tenders des locomotives, au lieu de charbon, seront chargés de ces deux gaz comprimés, qui brûleront dans les foyers avec une énorme puissance calorifique. Ainsi donc, rien à craindre. Tant que cette terre sera habitée, elle fournira aux besoins de ses habitants, et ils ne manqueront jamais ni de lumière ni de chaleur, pas plus qu'ils ne manqueront des productions des règnes végétal, minéral ou animal. Je crois donc que lorsque les gisements de houille seront épuisés, on chauffera et on se chauffera avec de l'eau. L'eau est le charbon de l'avenir. » *L'île mystérieuse*, Jules Verne, 1874

La hausse du prix du pétrole, l'épuisement des puits de pétrole ainsi que le réchauffement climatique nous obligent à trouver des moyens de production d'énergie indépendants des hydrocarbures. Une technologie, déjà inventée en 1839 semble revenir d'actualité pour produire cette énergie ; il s'agit de la pile à combustible. La pile à combustible fonctionne sur un principe très simple. D'un côté, on insère de l'hydrogène et de l'autre, de l'oxygène. Grâce à un catalyseur, ces deux éléments réagissent ensemble et créent de l'électricité, de la chaleur et de l'eau. Il n'y a donc aucune émission lors de la production d'électricité et les rendements électrochimiques s'élèvent jusqu'à 80%, soit plus de 5 fois plus que celui d'un moteur thermique ! Toutefois, ces résultats deviennent moins intéressants lorsque l'on prend en compte la production et le stockage de l'hydrogène, qui nécessitent beaucoup d'énergie. Comment fonctionne une pile à combustible ? Comment produire et stocker l'hydrogène de façon efficace ? Quand ce vecteur

d'énergie sera-t-il dans nos commerces ? Quand les piles à combustible remplaceront-elle les moteurs thermiques de nos voitures, la batterie de nos téléphones portables ou les chauffages à mazout de nos maisons ? Quel sera le prix d'une pile à combustible ? Ou tout simplement, arrivera-t-elle à s'imposer sur un marché de l'énergie contrôlé par les géants pétroliers ? Ce sont des questions auxquelles j'essaierai de répondre dans ce travail de maturité.

Histoire de la pile à combustible

L'histoire de la pile à combustible commence déjà en 1800 avec l'invention de l'électrolyse par deux scientifiques anglais, William Nicholson et Sir Anthony Carlisle. Ce nouveau procédé consiste à séparer des molécules d'eau en molécules d'oxygène et d'hydrogène. Pour ce faire, il faut faire passer un courant électrique dans de l'eau. Mais la première personne qui observe le principe de la pile à combustible est le chimiste allemand, puis suisse, Christian Friedrich Schönbein. C'est en 1838 que, pendant une expérience d'électrolyse de l'eau, il coupe le courant et constate qu'un faible courant électrique de sens inverse au courant qu'il utilisait pour faire l'électrolyse, se forme pendant un petit moment. Christian Schönbein relate son expérience dans une lettre à son ami et collègue anglais William Robert Grove, rencontré à un meeting à Birmingham en 1839. Grove se met alors à travailler sur ce sujet. Il invente une pile à combustible hydrogène-oxygène avec des électrodes en platine et un électrolyte d'acide sulfurique. Il l'appelle batterie à gaz car, contrairement aux batteries chimiques classiques, les électrodes ne se transforment pas chimiquement pendant la réaction. Grove décrit l'effet comme l'électrolyse inverse et en reconnaît la portée comme moyen de production d'énergie électrique. En 1845, William Robert Grove revendique l'invention de la pile à combustible à la place de Christian Schönbein. La pile à combustible tombe dans l'oubli pendant les années suivantes au profit des moteurs thermiques et des piles électriques car elle n'est pas assez rentable. Toutefois, la pile à combustible subira quelques améliorations comme l'insertion d'un catalyseur en platine et l'amélioration de l'électrolyte par Dr. Ludwig Mond et son assistant Charles Langer en 1889. En 1921, prenant en compte la cinétique (étude de la vitesse des réactions chimiques), Erwin Baur crée une pile à combustible qui fonctionne à 1000°C de manière à ce que la réaction soit plus efficace. Mais ce n'est qu'en 1932 que Dr. Francis T. Bacon remplace le platine des électrodes par du nickel et il crée un électrolyte alcalin. Cette innovation rend la pile moins coûteuse et plus rentable. En 1959, il présente une pile de 5 kilowatts, ce qui est suffisant pour activer une machine à souder. Il l'appelle « pile Bacon ». Cette pile ouvre la voie à celles qui seront utilisées par la suite dans le domaine spatial. Le premier véhicule

fonctionnant avec une pile à combustible est un tracteur électrique qui a été créé en 1959 par Allis-Chalmers Manufacturing Company. Dans les années 60, des prototypes naissent dans tous les domaines : une pile à combustible est emmenée dans les missions Apollo, un sous-marin américain en est aussi équipé. L'industrie de l'automobile ne se mettra développer des piles à combustible qu'en 1973, avec le premier choc pétrolier. Cette crise booste la recherche sur les piles à combustible partout dans le monde. Des améliorations seront relevées dans tous les éléments de la pile, des électrolytes à la production d'hydrogène. DuPont met au point la membrane Nafion qui sert d'électrolyte. Des nouveaux combustibles remplacent l'hydrogène, de nouveaux types de piles sont découverts. En 1977, une pile de 1 mégawatt est mise en place à New York, suivie en 1983 par une autre pile à combustible de 4,5 mégawatts. Tandis que la recherche continue en Amérique du Nord et au Japon grâce à des financements de l'Etat, l'Europe, excepté l'Allemagne, ralentit dans la course à la pile à combustible pendant les années 80 : malgré quelques succès, la pile a une courte durée de vie et coûte très cher. Les années 90 relancent lentement le domaine de la pile à combustible grâce à une prise de conscience du réchauffement climatique. D'autre part, les premiers prototypes de véhicules voient le jour et les progrès technologiques permettent de construire des piles plus performantes. Depuis la fin des années 90, l'intérêt pour les recherches s'accroît de plus en plus à cause du prix en hausse du pétrole. Beaucoup de projet voient le jour dans le monde entier, même si le marché est largement dominé par l'Amérique du Nord et le Japon.

Fonctionnement de la pile à combustible et différents types

a. Généralités

Le principe de la pile à combustible consiste à faire réagir de l'hydrogène et de l'oxygène pour obtenir de l'électricité. C'est en fait le procédé inverse de l'électrolyse, qui sépare l'oxygène et l'hydrogène de la molécule d'eau en faisant passer un courant électrique. La pile à combustible crée de l'eau, de la chaleur et de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène. Équation chimique de l'électrolyse :



Équation chimique de la pile à combustible :



La pile à combustible se différencie du moteur à explosion car il n'y a justement pas d'explosion. La décomposition des molécules d'hydrogène et d'oxygène puis la construction d'une molécule d'eau se fait en deux phases. Ce qui permet une circulation d'électrons entre les deux points de réaction, l'anode et la cathode, et donc une production d'électricité. La somme des deux réactions est exothermique, ce qui veut dire que de la chaleur s'en dégage. La pile à combustible va alors produire d'une part de l'électricité mais aussi de la chaleur. On dénombre actuellement six principaux types de piles à combustible qui diffèrent selon leur la nature de l'électrolyte, des électrodes et du combustible: les piles alcalines (AFC), les piles à membrane échangeuse de protons (PEMFC), les piles directes au méthanol (DMFC), les piles à acide phosphorique (PAFC), les piles à carbonate fondu (MCFC) et les piles à oxyde solide (SOFC)

b. AFC (Alkaline Fuel Cell)

Les piles à combustible du type AFC sont actuellement les plus développées. Elles ont été inventées par Francis T. Bacon en 1932 et sont utilisées depuis la fin des années 50. Leur première application concrète date du début des années 60 avec les premières missions spatiales habitées. Leur principale caractéristique est leur électrolyte : elle est constituée d'une solution saturée d'hydroxyde de potassium (KOH). L'électrolyte est donc liquide. Le catalyseur de l'anode est en nickel ou en platine-palladium. Celui de la cathode est en charbon actif. La température de fonctionnement de la pile à combustible alcaline varie entre 60 et 90°C. La plupart des AFC fonctionnent à pression atmosphérique [70]. Elles ne nécessitent donc pas de compresseur. Certaines peuvent pourtant fonctionner à plus haute température et pression. C'est le cas de la pile de Bacon qui demande une pression de 40 à 50 bars pour fonctionner entre 200 et 230°C, [70]. Le dihydrogène (H₂) est amené à la cathode. Il réagit alors avec de l'hydroxyde (HO⁻). Cette réaction crée de l'eau (H₂O) et des électrons (e⁻).



Les électrons circulent par un circuit extérieur jusqu'à la cathode, où ils réagissent avec de l'eau (H₂O) et du dioxygène (O₂). Ce processus crée de l'hydroxyde (HO⁻) qui recharge l'électrolyte.



Le désavantage de ce genre de pile se trouve dans la pureté de l'oxygène et de l'hydrogène. Il ne faut pas qu'ils proviennent du reformage ou de l'air, car s'ils contiennent du CO₂, la réaction suivante se produit :



La connectivité de l'électrolyte s'en trouve alors réduite car ces composés s'y mélangent. Il est donc nécessaire d'utiliser de l'hydrogène et de l'oxygène purs ou du moins purifiés, qui sont chers et nécessitent de l'énergie. Par contre, l'électrolyte alcalin supporte très bien les impuretés comme CO et NH₃. En outre, il peut sortir facilement du réservoir car il est liquide et il peut être changé en cas d'intoxication. Les AFC donnent un bon rendement avec 60%[70] de l'énergie de la réaction transformée en électricité et 30% que l'on peut récupérer en chaleur. Les piles alcalines n'utilisent pas de métaux précieux comme le platine dans les électrodes et n'ont pas besoin de compresseur, ce qui réduit considérablement le prix et les mènent en première place du rapport Prix/Puissance avec environ 200 \$/kW. La tension d'une pile AFC est d'environ 0,75 volt par stack (élément combinable de la pile), ce qui est supérieur à celle des PEMFC. Enfin, les AFC ont une durée de vie assez longue grâce au fait que l'on peut les arrêter sans difficulté même pour une courte période (6 heures).

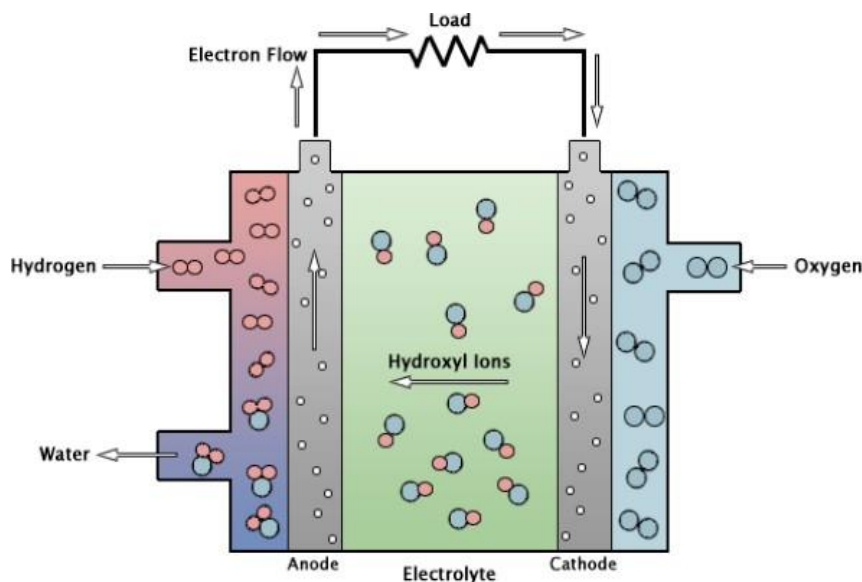


Figure 6.11: Principe de fonctionnement d'une pile à combustible AFC [70]

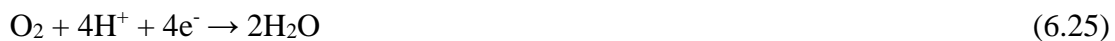
c. PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)

La pile à combustible à membrane échangeuse de proton (PEMFC), ou pile à combustible à électrolyte polymère solide (SPEFC), ou encore pile à combustible à membrane échangeuse

d'ions, est la pile sur laquelle se portent actuellement le plus de recherches. Sa naissance remonte à la fin des années 60 avec l'invention de la membrane Nafion par l'entreprise DuPont. Il s'agit d'une membrane en polymère synthétique, qui fait office d'électrolyte. Elle laisse passer les ions d'hydrogène mais pas les électrons. La membrane a besoin d'être humidifiée par de l'eau liquide pour fonctionner. Cela implique que la pile ne peut fonctionner que jusqu'à 100°C. Les catalyseurs des électrodes sont faits à partir de platine. Un autre élément important des PEMFC consiste dans les plaques bipolaires. Ce sont des plaques de carbone percées de trous de 0,8mm [71] pour amener le gaz dans la pile. Elles doivent être conductrices. Enfin, les plaques de diffusion permettent aux gaz et aux électrons d'atteindre les électrodes à partir des plaques bipolaires ; elles sont donc poreuses et conductrices. Ainsi, le dihydrogène est amené à la plaque de diffusion par les minis canaux de la plaque bipolaire puis il arrive à l'anode. Il se dissocie en cations et en électrons. Cette réaction a besoin d'eau.

$$2\text{Pt} + \text{H}_2 \rightarrow 2\text{PtH}$$


Les Ions d'hydrogène traversent la membrane polymère jusqu'à la cathode tandis que les électrons retraversent la plaque de diffusion puis entrent dans le circuit électrique extérieur à partir de la plaque bipolaire puis rejoignent la cathode de la même manière. Au niveau de la cathode, une réaction encore plus complexe a lieu et donne finalement :



La réaction est exothermique, beaucoup de chaleur est évacuée avec l'eau et le reste sert à chauffer la pile. La chaleur de l'eau peut être récupérée. Les piles à membrane échangeuses de protons ont pour le moment un rendement d'environ 60 %. Ce rendement pourrait être plus élevé en faisant fonctionner ces piles à plus haute pression, ce qui impliquerait la nécessité d'un compresseur, qui consomme beaucoup d'énergie. Le rendement peut aussi être élevé en augmentant la température de fonctionnement. C'est pour cette raison que les recherches portent actuellement sur de nouvelles membranes capables de résister à des températures de 160 à 180°C. La PEMFC a comme avantage de ne pas avoir de température élevée, ainsi, elle se met en marche rapidement. C'est la pile qui nourrit le plus d'espairs dans l'industrie de l'automobile et de l'électronique portable (ordinateur, téléphone, ...). Figure (6.12) : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible PEMFC, elle n'est que très peu sensible au CO₂,

elle peut donc utiliser de l'hydrogène reformé et même l'oxygène directement contenu dans l'air. Par contre elle est très sensible au CO, qui empoisonne les électrodes en platine : elles ne supportent que 10 ppm. La pile a besoin d'un purificateur. Un autre inconvénient est le système complexe de circulation d'eau. La membrane doit être humide mais l'eau produite par la réaction de l'oxygène et de l'hydrogène doit pouvoir être évacuée. De plus, les prix de la membrane, des électrodes et des plaques bipolaires sont élevés, ce qui rend les PEMFC actuellement inaccessible à la commercialisation.

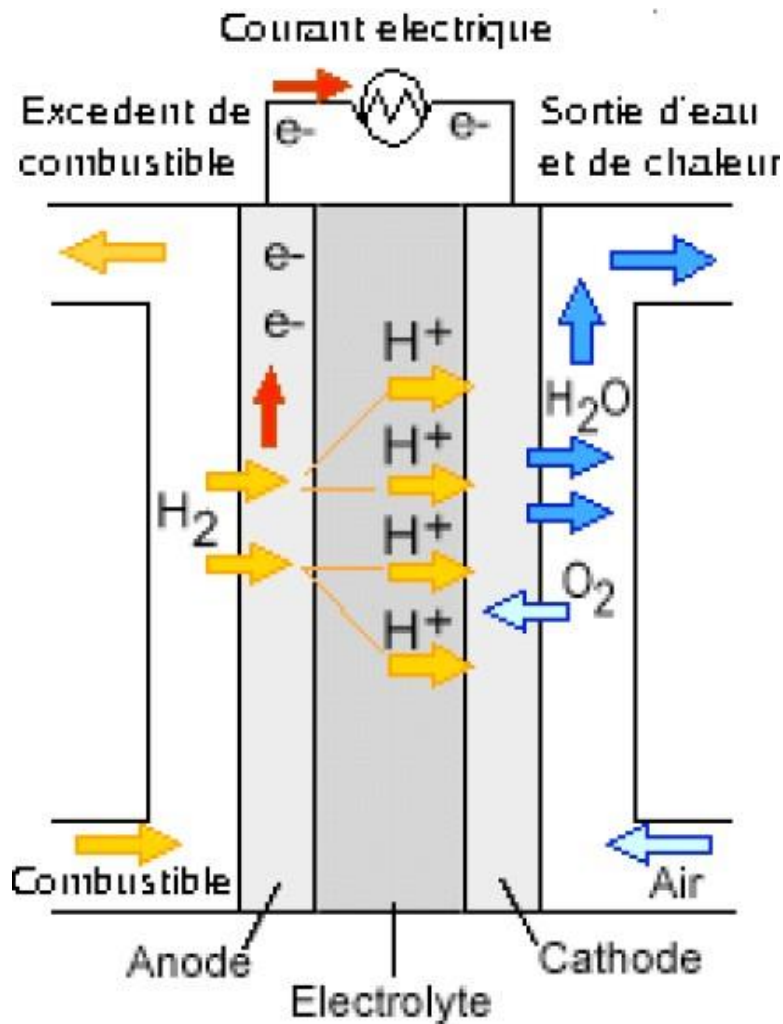


Figure 6.12 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible PEMFC.

d. DMFC (Direct Methanol Fuel Cell)

La pile à combustible DMFC est une sous-catégorie des piles à membrane échangeuse de proton. Son système est donc le même que celui d'une PEMFC. Elle a comme caractéristique

d'utiliser du méthanol comme carburant. Le méthanol est l'un des seuls réactifs connus qui est susceptible de fournir l'hydrogène nécessaire à faire fonctionner une pile à combustible. Pour l'utiliser, on amène un mélange d'eau et de méthanol à l'anode. Ce mélange réagit pour donner des cations d'hydrogène, des électrons et du dioxyde de carbone.



Comme dans une PEMFC classique, les ions d'hydrogène passent à travers la membrane et les électrons circulent dans un circuit extérieur vers la cathode. Le CO_2 est rejeté hors de la pile. A la cathode, une réaction semblable à celle des PEMFC nous donne de l'eau à partir de l'oxygène, des ions d'hydrogène et des électrons.



La somme des réactions de l'anode et de la cathode est exothermique. De la chaleur doit être évacuée avec l'eau car la pile fonctionne à basse température. En effet, le méthanol a une température d'ébullition de 65°C . Comme il doit rester liquide, la pile ne doit pas dépasser cette température. Le grand avantage de cette pile vient de son carburant qui est liquide à pression et à température ambiantes. On peut donc le stocker sans contrainte. De plus, malgré son rendement actuellement faible (20-30% [72]), les piles DMFC ont des performances (Wh/kg) cinq fois supérieures à celles d'une batterie Li-Ion, ce qui lui ouvre la porte du domaine de l'électronique portable.

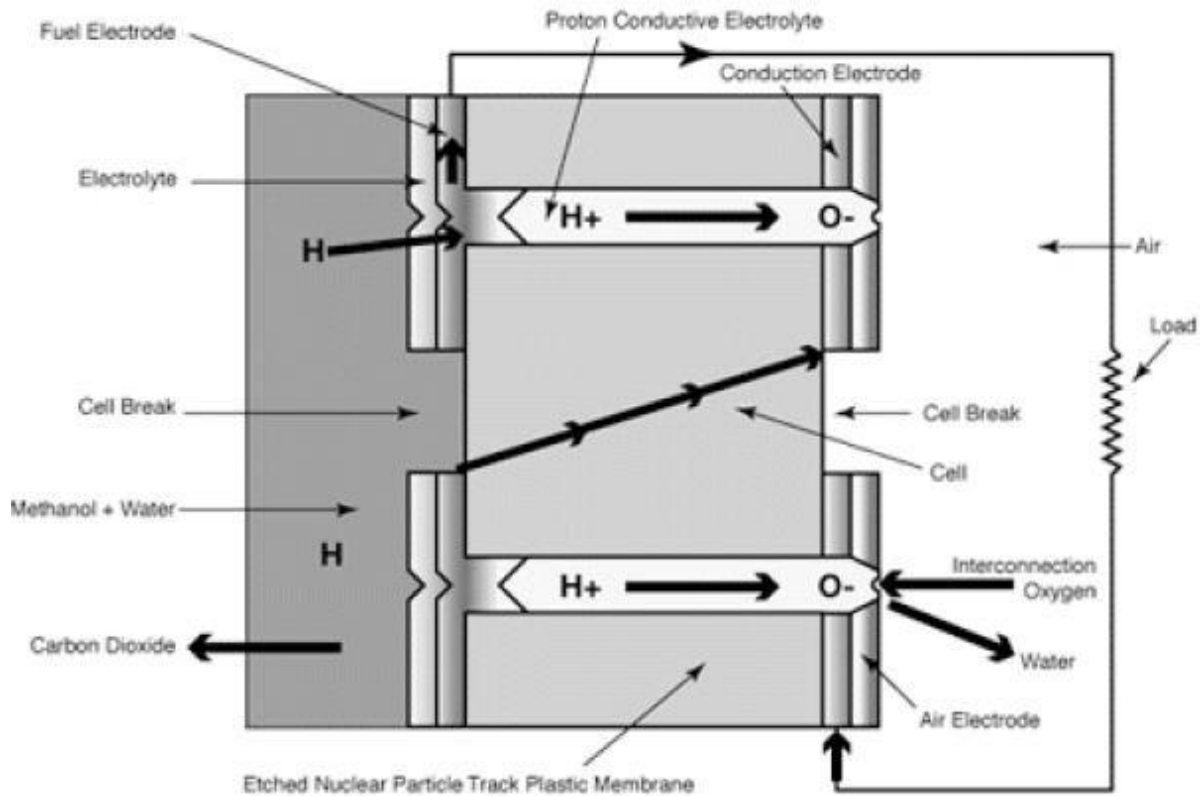


Figure 6.13 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible DMFC [73]

e. PAFC (Phosphoric Acide Fuel Cell)

La pile à combustible à acide phosphorique est actuellement à un stade de développement avancé. Les recherches ont débuté dans les années 70, et des modules de PAFC ont été installés depuis le début des années 90. Les scientifiques ont pu alors les tester à long terme. Ce type de pile a un électrolyte en acide phosphorique liquide. Contrairement à l'AFC, l'électrolyte ne circule pas, il est immobilisé dans une matrice poreuse. On peut donc le considérer comme une membrane. Les électrodes sont en carbone recouvert d'une fine couche de platine (30 microns). Des plaques d'interconnexion poreuses permettent aux gaz d'atteindre les électrodes et aux électrons d'entrer dans le circuit extérieur. Les réactions sont à peu près les mêmes que pour une PEMFC. A la cathode, l'hydrogène se décompose en ions positifs et en électrons.



Les ions d'hydrogène passent alors dans l'électrolyte pour arriver à la cathode. Comme l'électrolyte ne laisse pas passer les électrons, ils doivent alors passer par un circuit extérieur pour atteindre eux aussi la cathode. A la cathode se passe une oxydation de l'hydrogène, ce qui engendre de l'eau.



La température de fonctionnement du système se situe entre 180 et 210°C, l'eau produite ressort donc sous forme de vapeur. La pile à acide phosphorique est une pile spécialement dédiée à un usage stationnaire. En effet, la pile n'est pas faite pour s'arrêter car il ne faut pas que la température de l'électrolyte se retrouve en dessous de 42,35°C, température de fusion de l'acide phosphorique; il se solidifierait. La relativement haute température de fonctionnement rend les électrodes moins sensibles au monoxyde de carbone, la pile peut donc tolérer jusqu'à 1% [71] du volume du combustible en CO. L'électrolyte étant insensible au CO₂, les PAFC peuvent utiliser de l'hydrogène reformé sans qu'il soit purifié. La pile fonctionne à pression ambiante et la température se maintient toute seule, elle n'a donc pas besoin de compresseur ou de chauffage externe. De plus, la PAFC obtient des rendements très bons : 55% [72] en rendement électrique et près de 30% [74] en rendement calorifique, ce qui représente plus de 80% de rendement total. Cependant, ces rendements diminuent avec le temps d'utilisation. L'électrolyte s'évapore et les électrodes sont corrodées par le milieu acide de la pile.

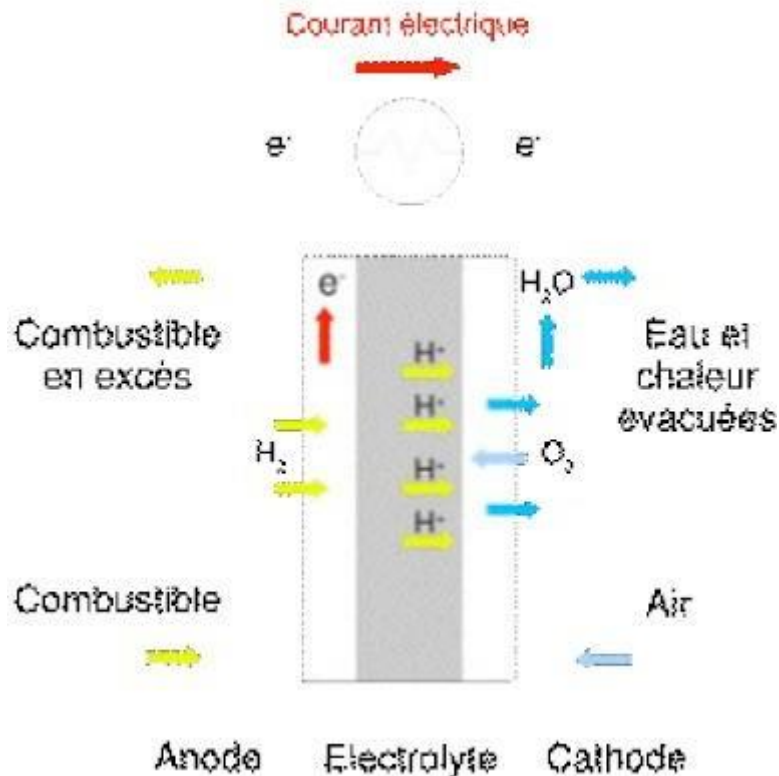


Figure 6.14 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible PAFC [70]

f. MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)

Les piles à combustible à carbonate fondu font partie de la deuxième génération. Elles sont en effet des piles à combustible qui fonctionnent à haute température (600 à 660°C). Pour cette raison, leur application se réduit au régime stationnaire. Figure 6.15 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible PAFC [70] L'électrolyte est composé d'un mélange de carbonate de lithium (Li₂CO₃) et de carbonate de potassium (K₂CO₃) à concentration respective de 62 et 38%. A température de fonctionnement, l'électrode est liquide. Les électrolytes ne contiennent cette fois-ci pas de platine. Elles sont principalement constituées de nickel. Les plaques d'interconnexion situées derrière les électrodes permettent aux gaz d'arriver aux électrodes et aux électrons d'atteindre le circuit électrique externe. Elles sont donc macroscopiquement perforées et conductrices. Les ions qui traversent l'électrolyte sont des molécules de CO₃²⁻. A l'anode, il y a oxydation de l'hydrogène par du CO₃²⁻.



Les électrons passent dans le circuit externe et à la cathode, de l'oxygène et du dioxyde de carbone entrent en réaction. Le CO_2 vient de la réaction de l'anode.



L'électrolyte est alors rechargé. On peut aussi utiliser de l'hydrogène reformé avec les piles MCFC. Dans ce cas-ci, la réaction à l'anode sera



Pour la même raison que pour les DMFC, on peut obtenir des résultats similaires en utilisant directement du méthane, du méthanol, de l'éthanol et du charbon gazéifié. Grâce à la haute température de fonctionnement de la pile, il est possible d'avoir un reformage interne. Il utilise la chaleur de la pile, cela augmente donc le rendement total de la pile, qui peut atteindre jusqu'à 60% [71] de rendement électrique et 85% [70] de rendement total. Néanmoins, La haute température de cette pile augmente la corrosion des électrodes par l'électrolyte. De plus, il faut faire attention de ne pas noyer les électrodes dans l'électrolyte. Les piles à combustible du type MCFC n'utilisent pas de métaux coûteux, elles sont donc relativement peu onéreuse.

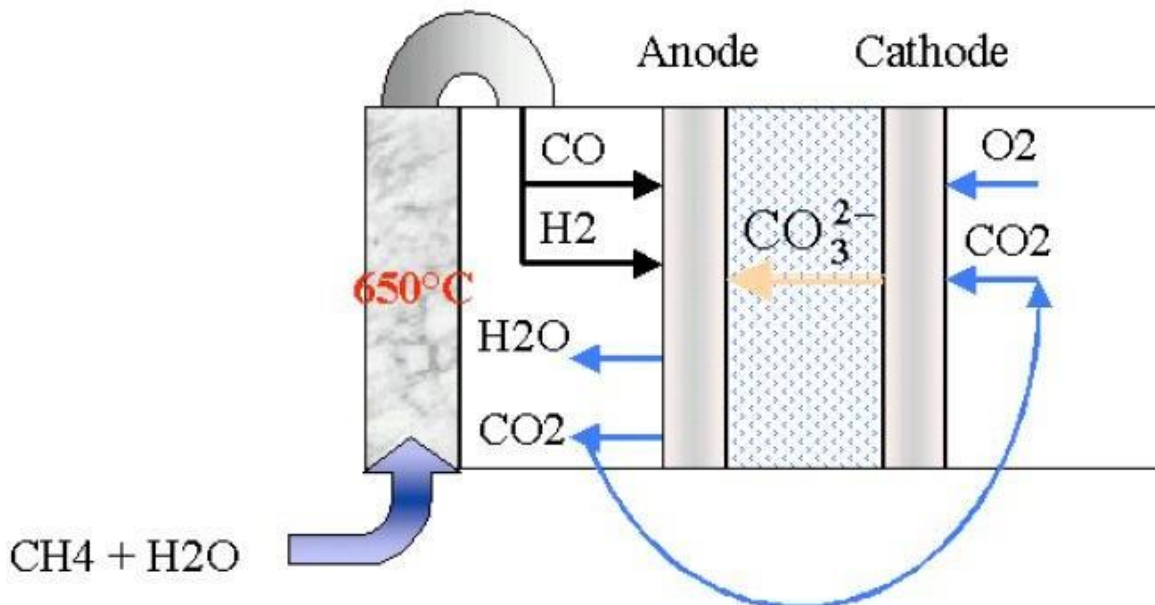


Figure 6.15 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible MCFC avec reformage interne [71]

g. SOFC (Solid Oxid Fuel Cell)

Les piles à combustible à oxyde solide font partie des piles à haute température. Elles fonctionnent de 700 à 1000°C. Comme pour les MCFC, elles ont donc un usage stationnaire. Il existe deux structures possibles pour les SOFC. Le premier est tout à fait standard, elle fonctionne par couches : une plaque bipolaire, une anode, un électrolyte, une cathode et une autre plaque bipolaire. L'autre a une structure en cylindre. De l'oxygène passe dans un tuyau, les bords du tuyau sont la cathode. Une couche supérieure sert d'électrolyte. Celle-ci est aussi recouverte d'une autre couche : l'anode. Autour des tuyaux se trouve de l'hydrogène.

Leur électrolyte est fait en céramique. Il s'agit le plus souvent de zircone stabilisée à l'yttrium. Il permet une grande conductivité des ions d'oxygène tout en étant solide. Les électrodes sont aussi céramiques. Ainsi, une réaction d'oxydation de l'hydrogène par les ions d'oxygène se déroule à l'anode.



Les électrons circulent jusqu'à la cathode en passant par le circuit extérieur tandis que simultanément, quatre électrons entrent en réaction avec une molécule de dioxygène à la cathode



L'électrolyte est de nouveau chargé d'ions d'oxygène. Dans ce type de pile, il n'y a plus que deux phases, le solide et le gazeux. On supprime ainsi tous les problèmes liés à l'empoisonnement des électrodes par l'électrolyte ou par les gaz. De plus, la haute température de fonctionnement permet un bon rendement allant jusqu'à 70% [70].

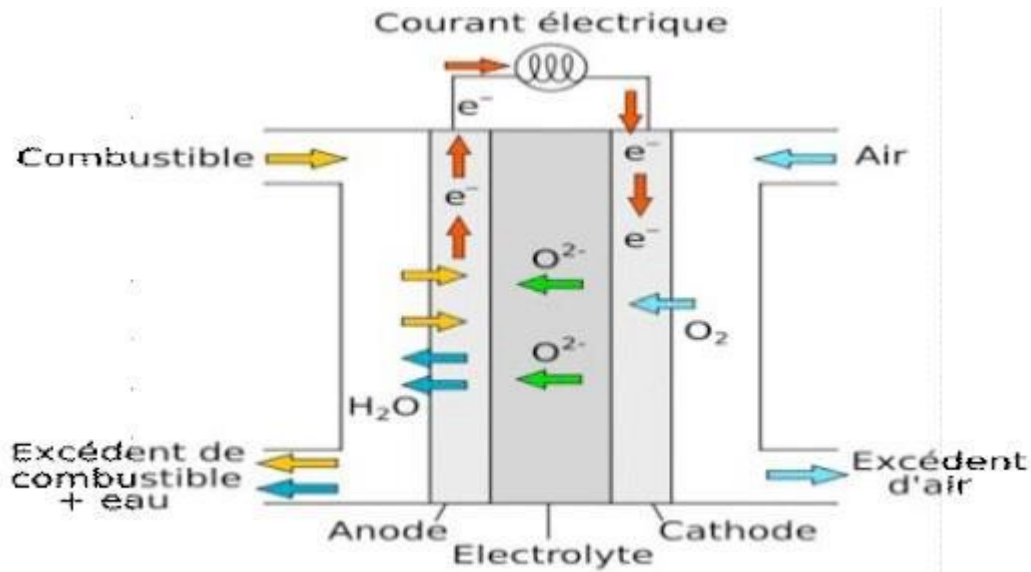


Figure 6.16 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible SOFC

Production d'Hydrogène

La pile à combustible a besoin d'oxygène et d'hydrogène pour fonctionner. Malheureusement, même si ce dernier est l'atome le plus courant de l'univers, il ne se trouve pas naturellement à l'état pur sur Terre. Il s'agit d'un vecteur énergétique, non d'une source d'énergie primaire. Il faut donc le fabriquer, et pour cela il existe plusieurs méthodes.

a. Vaporeformage

Les hydrocarbures sont des composés organiques qui contiennent du carbone et de l'hydrogène. Leur formule chimique s'écrit sous la forme C_nH_m (n et m sont des nombres entiers). On compte notamment dans la liste des hydrocarbures le pétrole, le charbon et le méthane. Le principe du vaporeformage consiste à extraire l'hydrogène des molécules d'hydrocarbure. Pour cela, les hydrocarbures sont mis en présence de vapeur d'eau et de chaleur. La réaction suivante se produit alors :



Cette méthode est très utilisée pour produire industriellement de l'hydrogène. 95% [75] de la production mondiale d'hydrogène suit ce procédé. Les principaux avantages de cette méthode de production d'hydrogène résident dans la simplicité et la rapidité du procédé, son haut rendement énergétique (jusqu'à 45% [70]), l'existence du matériel nécessaire pour la réaction, et jusqu'à présent, l'abondance des hydrocarbures. Son dernier avantage est l'utilisation d'une

source thermique et non électrique pour la réaction, ce qui est moins cher. Pourtant, avec l'épuisement des ressources fossiles, le vaporeformage ne semble pas disposer d'un grand avenir. De plus, ce moyen de production d'hydrogène génère beaucoup de CO₂ et de particules fines qui se trouvent dans les impuretés des hydrocarbures, ce qui augmente l'effet de serre. Ce n'est donc pas une méthode très adaptée pour fournir le combustible à une technologie qui se veut propre. Le dernier grand désavantage du vaporeformage vient du fait que le dihydrogène produit contient beaucoup d'impuretés, ce qui nécessite une purification de l'hydrogène avant de l'utiliser dans les piles à combustible. Cette étape requiert également de l'énergie. Même si le vaporeformage est actuellement le moyen de production d'hydrogène le plus utilisé, et qu'il est nécessaire pour une période de transition, c'est une évidence qu'il ne sera pas une méthode viable à long terme.

Electrolyse à basse température

L'électrolyse est le moyen de produire de l'hydrogène qui est connu depuis le plus longtemps. Le procédé est très simple : on sépare des molécules d'eau pour créer des molécules d'hydrogène et d'oxygène. Pour ce faire, on fait passer un courant électrique dans l'eau entre deux électrodes (l'anode et la cathode). A la cathode, le pôle négatif, un électron rentre en réaction électrochimique avec une molécule d'eau.



Une molécule de dihydrogène se forme. A l'anode, le pôle positif, se produit la réaction suivante



La réaction globale consomme de l'énergie. Cette méthode donne un rendement théorique de 90% ⁽²⁵⁾, mais à l'heure actuelle elle est toutefois moins avantageuse financièrement que de produire l'hydrogène à partir du vaporeformage : notamment parce qu'elle utilise de l'énergie électrique, qui est nettement plus chère que l'énergie thermique. D'autre part, ce rendement n'est que théorique et ne se réfère qu'à la conversion d'énergie électrique en énergie chimique. Si l'on considère que l'électricité utilisée a été produite à partir d'énergie nucléaire, on n'obtient un rendement global de 25 à 40% [72]. Elle présente pourtant l'avantage de n'être pas polluante si l'on utilise de l'électricité produite écologiquement. D'autre part, les deux corps simples formés par électrolyse sont très purs, ce qui augmente le rendement des piles à combustible et permet de les utiliser dans tous les types de piles. C'est donc une solution écologique qui sera vraisemblablement utilisée dans un futur proche. Toutefois, son utilisation se limitera vraisemblablement à un niveau individuel car la réaction est lente et ne

peut pas produire de grandes quantités d'hydrogène dans un court laps de temps. C'est aussi le moyen de production d'hydrogène sur lequel se base l'entreprise suisse Belenos Clean Power. La société proposera d'ici 2010 un système d'électrolyse de l'eau à partir de panneaux solaires. Une installation produira la quantité d'hydrogène nécessaire à une voiture.

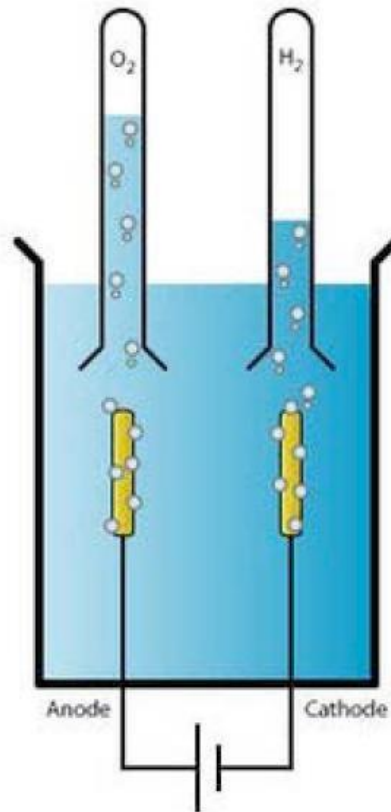


Figure 6.17 : Principe de fonctionnement de l'électrolyse de l'eau [70]

b. Electrolyse à haute température

L'électrolyse à haute température fonctionne sur le même principe que l'électrolyse à basse température. La différence fondamentale réside dans le fait que la transformation se produit non pas avec de l'eau à température ambiante mais avec de l'eau entre 100 et 1000°C [70], donc à haute température. L'avantage vient du fait que l'on obtient de meilleurs rendements électrochimiques à haute qu'à basse température (41% à 100°C, 64% à 850°C [70]) Autrement dit, il faut moins d'électricité pour transformer l'eau en hydrogène et oxygène. En effet, les réactions se produisent plus facilement à haute qu'à basse température. Si le rendement électrochimique de l'électrolyse à haute température est élevé, il faut toutefois chauffer l'eau à haute température pour que la réaction se produise [76], ce qui utilise tout autant d'énergie que la différence de rendement électrochimique entre une électrolyse à haute

et à basse température. L'électrolyse à haute température reste quand même plus avantageuse pour produire de l'hydrogène industriellement que celle à basse température car l'énergie thermique est significativement moins chère que l'énergie électrique.

Bien que l'on puisse obtenir de l'eau chaude grâce à des collecteurs d'énergie solaire (four solaire) ou avec la géothermie, le principal espoir de cette méthode est d'utiliser l'eau à très haute température qui sera produite par les réacteurs nucléaires de 4ème génération VHTR. Ce type de réacteur permet de produire de l'hydrogène en même temps qu'il produit de l'électricité [77]. Cette méthode industrielle a l'avantage de ne pas se baser sur une source d'énergie fossile. Elle présente toutefois les mêmes désavantages que l'énergie nucléaire actuelle, soit de produire des déchets radioactifs.

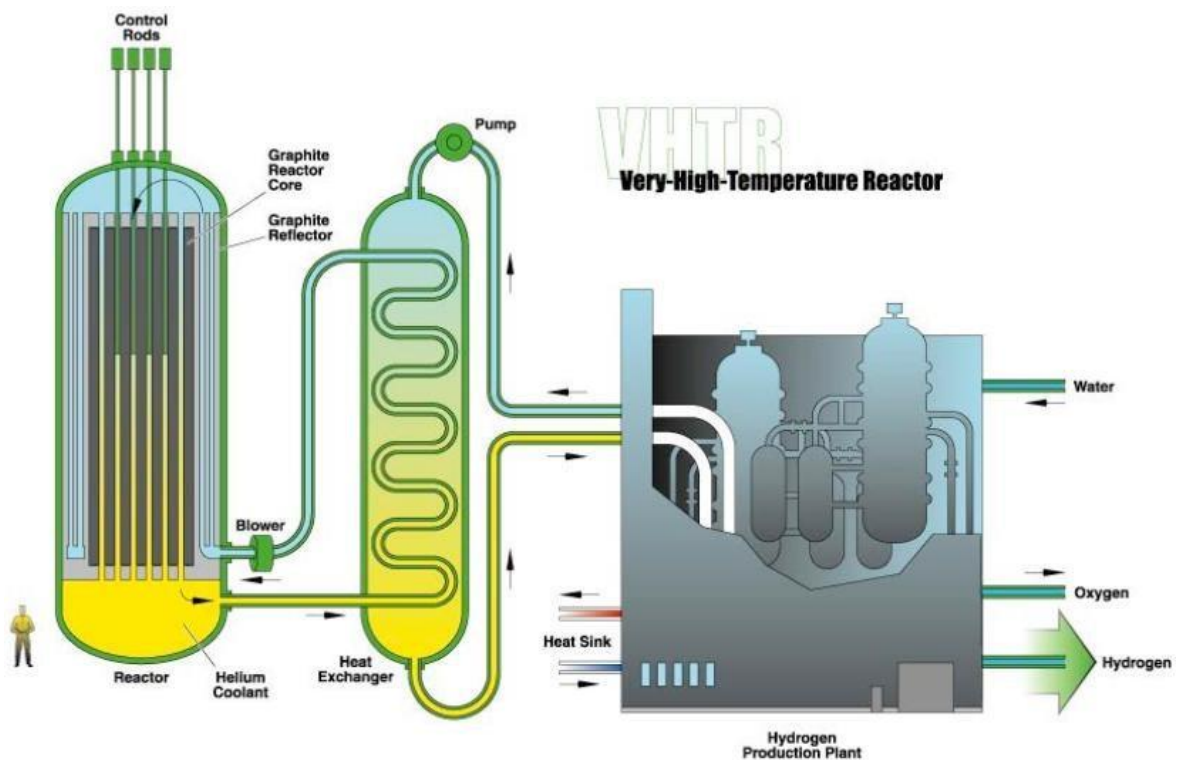


Figure 6.18 : Principe de fonctionnement d'un réacteur nucléaire VHTR avec production d'hydrogène [77]

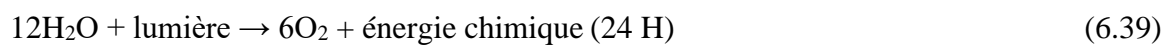
c. Cycles thermochimiques

Ce principe de production d'hydrogène utilise des réactions chimiques à cycle fermé pour décomposer de l'eau en oxygène et en hydrogène. Les réactions chimiques à cycle fermé utilisent des réactifs intermédiaires qui se recyclent intégralement. Bien que cette méthode ne

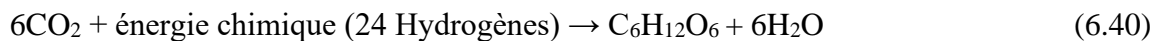
soit pas encore sortie des laboratoires, elle a de grandes chances d'obtenir une place importante dans la production d'hydrogène car elle n'est pas polluante et n'utilise que de l'énergie thermique pour transformer l'eau. Les recherches se portent actuellement majoritairement sur une série de réactions iode-soufre qui se produit à plus de 800°C [78]. C'est la réaction de Bunsen. Une série de quatre réactions se produisent avec l'iode et le soufre pour transformer l'eau en dihydrogène et en dioxygène, et à la fin du cycle l'iode et le soufre reprennent leur forme primaire. Il n'y a donc pas de déchet à part l'énergie grise, soit l'énergie nécessaire pour concevoir le système et ses composants. D'autre part, comme seule l'énergie thermique est nécessaire pour faire fonctionner le système, il est possible de l'utiliser avec les mêmes sources que l'électrolyse à haute température, soit le nucléaire, les fours solaires et la géothermie.

d. Photosynthèse

Les plantes utilisent pendant la photosynthèse du dioxyde de carbone CO_2 et de l'eau H_2O pour créer du sucre $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$ et du dioxygène O_2 . Le processus se déroule en deux phases. Premièrement, l'eau est décomposée grâce à l'énergie solaire :



Puis, l'hydrogène s'associe avec le dioxyde de carbone pour créer de l'eau et de l'oxygène.



Le principe du bio hydrogène consiste à prélever une partie de l'hydrogène produit tout en laissant une quantité suffisante pour que la plante survive. Généralement ces réactions se produisent au même endroit de la plante et de façon simultanée. On observe que lorsqu'il y a un surplus d'oxygène (lorsque l'on prélève l'hydrogène), la réaction s'interrompt. Ce qui rend impossible la production d'hydrogène supplémentaire⁽¹⁰⁾. Pourtant, chez certaines algues, les deux réactions se produisent à des endroits différents, ce qui permet le prélèvement de l'hydrogène. Les recherches se portent actuellement principalement sur deux algues nommées *Chlamydomonas reinhardtii* et *Chlamydomonas moewesii* [79]. Ce mode de production d'hydrogène a le grand avantage d'utiliser directement l'énergie du soleil, ce qui améliore le rendement énergétique. Celui-ci a dépassé le seuil des 10% en laboratoire en 2006 [80]. Tasios Melis, université de Berkeley : « We've done some calculations, to displace gasoline use in the US would take hydrogen farms covering about 25,000 square kilometres. » [81]. Ainsi la surface du Texas suffirait à pourvoir aux besoins mondiaux en hydrogène [82].

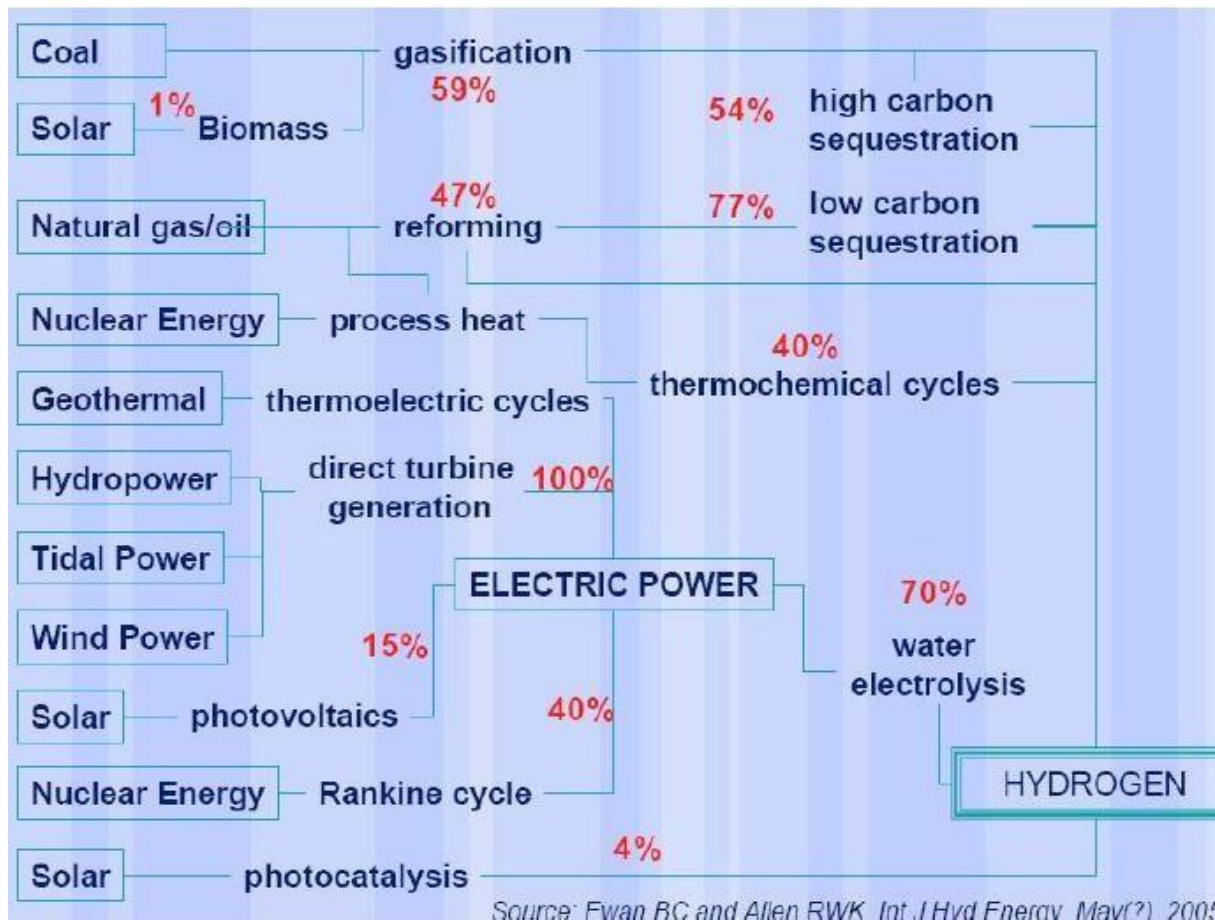


Figure 6.19 : Résumé des modes de production d'hydrogène avec les rendements [83]

Stockage de l'hydrogène

L'hydrogène est un gaz hautement inflammable et très volumineux. Il se liquéfie à -253°C et passe au travers de beaucoup de matériaux grâce à la petite taille de ses atomes. C'est donc un gaz très difficile à stocker. Or, le réservoir idéal pour une application automobile serait léger, peu volumineux, sécuritaire, et rapidement remplissable. Même si ce réservoir n'est qu'imaginable, il existe actuellement plusieurs moyens, plus ou moins simples, efficaces et coûteux d'atteindre ce but.

a. Stockage sous forme liquide

Le stockage d'hydrogène sous forme liquide est une solution certes intéressante, car il contient presque 800 fois plus d'énergie par unité volumique sous forme liquide à -253°C que sous forme gazeuse à 0°C et à pression ambiante, mais difficile à réaliser car l'hydrogène se liquéfie à environ -253°C . C'est le deuxième gaz après l'hélium qui se liquéfie à la plus basse

température. Le réservoir a généralement une double couche entre lesquelles il y a du vide ou des isolants pour qu'il n'y ait pas de pertes thermiques par convection. Toutefois, à une température si basse, elles sont inévitables. Vont avec, à cause du phénomène de boil off, des pertes de combustibles. En effet, lorsque qu'un fluide contenu dans un réservoir inextensible se dilate, une partie de la substance sort du réservoir pour compenser la dilatation. Toutefois, on arrive aujourd'hui à les limiter à 1% d'évaporation par jour. Il faut aussi le liquéfier, ce qui demande 30% de l'énergie que peut fournir le gaz, soit un rendement énergétique de 77% [71]. Ce système de stockage prend peu de place mais est aussi cher et peu efficace énergétiquement, ce qui rend difficile son application pour le grand public. Toutefois, il correspond parfaitement aux applications spatiales [84].

b. Stockage gazeux sous haute pression

L'hydrogène étant un gaz léger et volumineux, il faut le compresser le plus possible pour que l'énergie contenue dans un réservoir soit intéressante. Les bombes actuelles peuvent atteindre jusqu'à 350 bars mais des améliorations considérables sont à venir. Les réservoirs que l'on trouve actuellement sur le commerce sont faits en métal, mais des réservoirs en polymère sont en cours de recherche. En effet, pour les applications mobiles, les bombes de métal sont trop lourdes. Les fuites constituent également une caractéristique à prendre en compte car les molécules de dihydrogènes sont très petites et traversent beaucoup de matériaux, même certains métaux. Comme l'hydrogène est très volatile et inflammable, il faut absolument éviter toutes les fuites. D'autre part les réservoirs doivent être résistants aux chocs (surtout pour les applications mobiles) car les explosions sont très dangereuses avec des réservoirs à haute pression. La compression de l'hydrogène demande de l'énergie et un système de refroidissement. On peut estimer que 10% de la capacité calorifique de l'hydrogène est nécessaire pour le compresser à 700 bars [71].

c. Charbon actif

Le charbon actif fonctionne comme une éponge : il absorbe l'hydrogène et l'attache sur la surface de ses nombreuses cavités. L'hydrogène gazeux est alors inclus dans une matière solide, plus facilement maniable. Ce système permet de stocker relativement peu d'hydrogène à pression et à température ambiante (0,5% de la masse du charbon) mais lorsqu'il est refroidi à -165°C et mis à 60 bars, sa capacité augmente significativement (8% [71]). Sa capacité d'absorption peut encore augmenter lorsqu'on lui sculpte une morphologie différente, comme des nanotubes ou des nanofibres.

d. Nanotubes

Des nanotubes d'un diamètre de moins d'un nanomètre peuvent être percés dans du carbone grâce à des décharges électriques ou des lasers. La surface active augmente alors considérablement. Il est possible de stocker 2 à 3 % du propre poids du carbone à condition normale et jusqu'à 20% si l'on augmente la pression et que l'on diminue la température.

e. Nanofibres

Les nanofibres représentent l'inverse des nanotubes : ce sont des fibres de carbone de quelques nanomètres de diamètre qui sont comprimées les unes sur les autres. La densité d'hydrogène que l'on peut y stocker est très variable : elle se situe entre 10 et 65% de leur propre masse selon les modes opératoires. On peut les doper avec du potassium pour augmenter la capacité de stockage.

f. Fullerènes

Les fullerènes sont des molécules de carbone dont la structure ressemble à de microscopiques ballons de football. Ce procédé de stockage d'hydrogène est encore totalement théorique, mais quand même intéressant pour les raisons expliquées ci-dessous. Le principe consiste à stocker les petites molécules de dihydrogène à l'intérieur des plus grandes molécules de carbone. Cela permet de stocker l'hydrogène sous la forme d'une poudre qui ressemble à du graphite. Selon les schémas théoriques, on pourrait placer jusqu'à près de 60 molécules de dihydrogène à l'intérieur d'un seul mini réservoir [85]! Il ne reste plus qu'aux ingénieurs de réussir à construire cette molécule de carbone, que l'on ne trouve pas dans la nature, et de trouver un moyen d'insérer l'hydrogène à l'intérieur!

g. Hydrure métallique

Certains métaux comme le Magnésium, le Palladium, $ZrMn_2$ ou Mg_2Ni ou alliages de métaux ($MgMg_2Ni$) ont la capacité de créer des liaisons chimiques avec le dihydrogène dans certaines conditions et donc de le stocker. Pour permettre à l'hydrogène de se fixer aux métaux, il faut le mettre sous pression et haute température. Il suffit ensuite de baisser cette pression et cette température pour que l'hydrogène se sépare du métal. La technologie a l'avantage d'être sans danger, mais la densité d'hydrogène n'est pas encore satisfaisante (jusqu'à 8% du poids du métal [71]), ce qui fait des réservoirs trop lourds pour être transportés dans une voiture. D'autre part, les hydrures métalliques sont chers.

h. NaBH₄

Le borohydrure de sodium est une poudre blanche qui a la particularité d'émettre du dihydrogène lorsqu'il est en contact avec de l'eau. C'est une chance pour le stockage d'hydrogène car il en contient beaucoup dans un petit volume. La firme Millenium Fuel Cell a mis au point un catalyseur permettant de faciliter le dégagement d'hydrogène. Cette méthode semble donc avoir un avenir, car elle permet de stocker de l'hydrogène en quantité importante dans un matériau sécuritaire. Toutefois, il reste des problèmes notamment avec le coût de production du NaBH₄ et surtout le fait qu'il faudra recycler le NaBO₂ obtenu après la réaction avec l'eau.

i. Ammoniac

L'ammoniac est un gaz qui se liquéfie à -33°C sous pression atmosphérique ou à température ambiante sous 8 bars. Sa formule chimique est NH₃, il contient donc de l'hydrogène. Un litre d'ammoniac liquide contient environ 1,7 fois plus d'hydrogène qu'un litre d'hydrogène liquide, ce qui lui confère des propriétés intéressantes pour le stockage d'hydrogène. En effet, il suffit d'un catalyseur d'oxyde de nickel et d'une source de chaleur pour que ses éléments se séparent de la manière suivante :



Malheureusement, ce dihydrogène qui sort du cracker contient toujours 25% d'azote et des traces d'ammoniac [70], ce qui ne le rend utilisable qu'avec les piles à combustible du type AFC. De plus, il faut que les piles soient équipées d'un cracker, ce qui diminue le rendement. Cette méthode a néanmoins l'avantage d'avoir un pré-combustible presque aussi facile à manipuler que de l'essence. L'ammoniac ne se trouve pas dans la nature mais on le trouve en grande quantité car il est produit industriellement pour servir d'engrais à partir de reformage d'hydrocarbures. Sa production nécessite donc une émission de CO₂ et de particules fines, ce qui représente un désavantage du point de vue écologique.

j. Méthanol

Le méthanol est un alcool que l'on obtient à partir du reformage du gaz naturel. Sa formule chimique est CH₄O. Comme pour l'ammoniac, son principal avantage est de contenir beaucoup d'hydrogène et d'être liquide, ce qui le rend facilement transportable. Ce combustible ne convient toutefois qu'aux piles à combustible du type DMFC, qui l'utilisent

directement (sans séparer l'hydrogène des autres composants). Contrairement aux autres types de piles, ces dernières émettent du CO₂, ce qui diminue fortement leur intérêt. Pourtant, c'est un moyen de stockage efficace et que l'on peut miniaturiser, le domaine de l'électronique portable semble lui porter un grand intérêt.

Applications

Les domaines d'utilisation peuvent être classés en trois catégories principales [86]:

Le portable :

Il s'agit principalement des téléphones mobiles et des ordinateurs portables. Ces deux applications connaissent une très forte croissance mais sont limitées par l'autonomie de leur batterie.

La technologie qui sera utilisée sera de type PEMFC du fait de sa température de fonctionnement basse et de sa technologie " tout solide ".

Le stationnaire :

L'activité est centrée sur deux grands domaines d'applications : la production collective (les puissances mises en jeu iront de 200 kW à quelques MW) et la production individuelle ou domestique (de 2 à 7 kW).

Le transport :

C'est le domaine d'application à l'origine du développement de la pile à combustible depuis le début des années 1990. Il faut distinguer s'il s'agit d'équiper un véhicule lourd ou léger car il est demandé au véhicule léger environ 3000h de fonctionnement pour une durée de vie d'une dizaine d'années alors que le véhicule lourd exige une durée de fonctionnement cent fois plus longue. Le problème majeur demeure son coût de fabrication.

