

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



Université Abderrahmane Mira (Béjaïa)
Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique

Polycopié du Cours

Production d'Energie Electrique

Cours de 2^{ème} année (Electrotechnique)

Réalisé par :

Dr. DJERMOUNI Kamel

Laboratoire de Maitrise des Énergies Renouvelables (LMER)

2021

AVANT-PROPOS

- **Matière** : Production de l'Energie Electrique
- **Enseignant de la matière** : DJERMOUNI Kamel, **Contacts**: Mail- djermounikamel@yahoo.fr
- **Coefficient** : 01.
- **Crédits** : 01.
- **Volume horaire global** : 22.5h.
- **Volume horaire de travail requis/semaine**: 01,5h.
- **Modalité d'évaluation**: Examen en présentiel 100 %.
- **Modalité de suivi (calendrier du tutorat)**: *bureau (Laboratoire de Maitrise des énergies renouvelables- Université A/Mira. Bejaia).*

Ce cours a été conçu en se basant sur les meilleures pratiques associées à la conception des cours hybrides de qualité. Ces pratiques peuvent donc être fort utiles pour faciliter l'orientation de l'étudiant, l'apprentissage et la compréhension du contenu pédagogique, ainsi que lors du développement de l'esprit d'analyse et d'évaluation chez l'étudiant. Ce cours s'intéresse à la production de l'énergie électrique avec les types de centrales existantes, selon les différentes sources énergétiques renouvelables ou non renouvelables, une telle production qui s'intéresse aussi aux enjeux et les technologies explorées pour minimiser les effets engendrés sur l'environnement.

Le cours « **Production d'énergie électrique** » est un cours de technologie de base qui fait partie de l'unité découverte **UED 2.2**, il est destiné aux étudiants de la 2^{ème} année Sciences et Technologie du département Génie Electrique (Faculté de Technologie).

Objectif du cours

Ce cours a comme objectifs :

- Montrer à l'étudiant les différentes sources d'énergies existantes ;
- Construire chez les étudiants une idée générale sur les différents systèmes et centrales de production d'énergie électrique;
- Pousser l'étudiant, à travers ce module, à prendre conscience de l'enjeu énergétique, en général, et de celui de l'énergie électrique, en particulier ;
- Évaluer selon les critères les impacts d'exploitation des sources d'énergie sur l'environnement.

Prérequis

Pour que l'apprenant puisse suivre ce cours facilement, quelques connaissances préalables sont recommandées et qui se résument simplement dans l'acquisition de quelques notions de base sur l'énergie et ses manières d'exploitation ainsi que les champs d'application (définitions, unités de mesure, phénomènes, notion de base en électrotechnique fondamentale, physique, thermodynamique).

Niveau de lecture : Moyen

Nota : ce document contient beaucoup d'informations, de figures et d'images tirés des différents ouvrages où les auteurs sont vivement remerciés, pour des prétextes d'oublier ou de difficulté de trouver la vraie référence peut être certains auteurs ne sont pas cités, pour cela je souhaite qu'ils vont accepter mes allégations d'avance. Dans tous les cas je m'engage que ce manuscrit il ne sera jamais l'objet d'une activité lucrative mais par contre il sera juste utilisé pour des motifs pédagogiques.

TABLE DES MATIERES**Chapitre I : Historique de la production d'électricité**

| | |
|---|----------|
| Introduction | 1 |
| I-1. Electricité dans l'antiquité | 1 |
| I-2. Usage de l'électricité produite par des êtres vivants | 1 |
| I-3. Découverte des propriétés de l'électricité (17^{ème} - 18^{ème} siècle) | 2 |
| I-4. XIXe siècle et électromagnétisme | 2 |
| I-5. Machines électriques | 3 |
| I-6. Diffusion de l'électricité | 4 |
| I-7. 20^{ème} siècle, production, distribution et large consommation : Le temps des ingénieurs | 5 |

Chapitre II : Historique de la production d'électricité en Algérie

| | |
|---|----------|
| Introduction | 7 |
| II-1. Historique de la société de production d'électricité « SPE » | 7 |
| II-2. Programme de développement des énergies renouvelables | 8 |
| II-3. Programme de l'efficacité énergétique | 9 |

Chapitre III : Centrales thermiques

| | |
|--|-----------|
| Introduction | 10 |
| III-1. Centrales à flamme | 10 |
| III-2. Turbine à gaz | 10 |
| III-2.a Principe de fonctionnement | 11 |
| III-2.b Compresseur | 11 |
| III-2.c Chambre à combustion | 11 |
| III-2.d Brûleurs | 12 |
| III-2.e Inflammation et distribution de la flamme | 12 |
| III-2.f Auxiliaires de la turbine à gaz | 12 |
| III-2.g Module des auxiliaires | 12 |
| III-3. Cycle de Brayton (cycle de Joule) | 12 |
| III-3.a Présentation générale | 12 |
| III-3.b Modélisation | 12 |
| III-4. Turbine à vapeur | 13 |
| III-4.a Démarrage de la turbine | 14 |
| III-4.b Excitation, couplage et prise de charge | 16 |
| III-5. Cycles thermodynamiques d'une turbine à vapeur | 16 |
| III-5.a Cycle de Carnot | 16 |
| III-5.b Cycle de Rankine et cycle de Hirn | 17 |
| III-5.c Cycle de Hirn avec resurchauffe | 19 |
| III-5.d Cycle de Hirn avec soutirage de vapeur | 20 |
| III-5.e Cycle supercritique | 21 |
| III-6. Centrales à cycle combiné | 21 |
| III-6.a Distribution énergétique d'une installation à cycle combiné | 22 |
| III-6.b Intérêt du Cycle Combiné | 22 |
| III-6.c Avantage d'une centrale à cycle combiné | 23 |
| III-6.d Principe de fonctionnement d'une centrale à cycle combiné | 23 |
| III-6.e Types de centrale à cycle combiné | 24 |
| III-6.f Exemple d'un bilan thermique | 24 |
| III-7. La cogénération : de quoi s'agit-il ? | 24 |
| III-8. Centrales nucléaires | 25 |
| III-8.a Fission nucléaire | 25 |

| | |
|--|----|
| III-8.a.1 Enrichissement de l'Uranium en Uranium 235 | 26 |
| III-8.a.2 Exemple de fission nucléaire..... | 26 |
| III-8.a.3 Contrôle de la réaction en chaîne | 26 |
| III-8.c Fonctionnement d'une centrale nucléaire | 27 |
| III-8.d Types des centrales nucléaires | 27 |
| III-8.d.1 Filières à eau "ordinaire" ou "légère" | 27 |
| III-8.d.2 Réacteurs à eau lourde | 28 |
| III-8.d.3 Réacteurs à graphite et eau bouillante | 28 |
| III-8.d.4 Réacteurs graphite-gaz | 28 |
| III-8.d.5 Réacteurs à neutrons rapides | 28 |

Annexe A

Chapitre IV : Energie solaire

| | |
|---|----|
| Introduction | 29 |
| IV-1. Rayonnement reçu par un capteur photovoltaïque | 29 |
| IV-1.a Rayonnement direct | 29 |
| IV-1.b Rayonnement diffus | 29 |
| IV-1.c Rayonnement solaire réfléchi | 29 |
| IV-2 Effet photovoltaïque | 30 |
| IV-2.a Modélisation de générateur photovoltaïque..... | 31 |
| IV-2.b Constitution d'un générateur photovoltaïque | 31 |
| IV-2.c Structure d'un champ photovoltaïque | 32 |
| IV-2.d Influence des conditions climatiques | 32 |
| IV-2.d.1 Influence de l'ensoleillement | 32 |
| IV-2.d.1 Influence de la température | 33 |
| IV-2.e Orientation et inclinaison..... | 33 |
| IV-2.f Ombrage | 34 |
| IV-2.g Architecture d'une centrale photovoltaïque autonome | 34 |
| IV-2.h Secteurs d'applications | 34 |
| IV-2.i Dimensionnement d'une station photovoltaïque autonome | 36 |
| IV-3. Energie solaire thermique | 37 |
| IV-3.a Définition | 37 |
| IV-3.b Énergie solaire thermique passive | 37 |
| IV-3.c Énergie solaire thermique active | 37 |
| IV-3.c.1 Installation chauffe-eau solaire | 37 |
| IV-3.c.1.a Principe de fonctionnement d'une installation chauffe-eau solaire | 37 |
| IV-3.c.1.b Types de capteur solaire | 38 |
| IV-3.c.1.b.1 Capteurs à liquide plans sans vitrage | 38 |
| IV-3.c.1.b.2 Capteurs à liquide plans avec vitrage | 39 |
| IV-3.c.1.b.3 Capteurs solaires à tubes sous vide | 39 |
| IV-3.c.2 Systèmes solaire de concentration (solaire thermodynamique) ... | 40 |
| IV-3.c.2.a Type de centrale à concentration | 40 |
| IV-3.c.2.a.1 Centrales à collecteurs cylindro- paraboliques | 41 |
| IV-3.c.2.a.2 Centrales solaires à miroir de Fresnel | 41 |
| IV-3.c.2.a.3 Centrales à capteurs paraboliques | 42 |
| IV-3.c.2.a.4 Tour solaire | 42 |
| IV-3.c.3 Définitions du fluide caloporteur | 44 |
| IV-3.c.4 Types de fluides caloporteurs | 44 |
| IV-3.c.5 Facteur de concentration | 44 |
| IV-3.c.6 Principe d'une centrale solaire thermique | 44 |
| IV-3.c.7 Cas particulier : la tour solaire à effet de cheminée | 45 |

| | |
|---|----|
| IV-3.c.8 Angle d'incidence | 46 |
| IV-3.c.9 Loi de Stefan | 46 |
| IV-4 Fonctionnement d'un procédé de stockage d'énergie thermique | 46 |
| IV-4.a « Lissage des transitoires de la puissance thermique issue du champ solaire dus aux variations de l'ensoleillement (passage de nuage d'au moins 1 h) » | 46 |
| IV-4.b « Déplacement de la période de production électrique » | 47 |
| IV-4.c « Extension de la période de production électrique » | 47 |
| IV-4.d « Concentration de la production électrique aux heures de pointe » | 48 |
| Annexe B | |

Chapitre V : Centrales hydrauliques et marémotrices

| | |
|--|----|
| V-1 Centrales hydrauliques | 49 |
| V-1.a Historique..... | 49 |
| V-1.b Type des barrages | 50 |
| V-1.b.1 Barrage à poids | 50 |
| V-1.b.2 Barrages à voûte mince | 50 |
| V-1.b.3 Barrages à contreforts ou multi-voûtes | 51 |
| V-1.b.4 Barrages en remblai | 51 |
| V-1.c Différentes centrales hydrauliques | 51 |
| V-1.c.1 Centrales-lacs (ou centrales de hautes chutes) | 51 |
| V-1.c.2 Centrales d'éclusee et les centrales de moyennes chûtes | 52 |
| V-1.c.3 Centrales au fil de l'eau et les barrages de basse chute | 53 |
| V-1.d Petites centrales hydrauliques | 54 |
| V-1.e Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) | 54 |
| V-2 Energie marine | 55 |
| V-2.a Usines marémotrices | 55 |
| V-2.b Courants de marée et les hydroliennes | 56 |
| V-2.c Energie des courants océaniques | 56 |
| V-2.d L'énergie thermique des mers (ETM) | 57 |
| V-2.e Utilisation de la température des mers pour les climatisations | 58 |
| V-2.f Energie osmotique | 58 |
| V-2.g Energie des vagues et de la houle | 59 |

Annexe C

Chapitre VI : Centrales éoliennes

| | |
|--|----|
| Introduction | 62 |
| VI.1 Quelques notions sur le vent | 62 |
| VI.1.a Direction et vitesse du vent | 62 |
| VI.1.b Principe de fonctionnement | 62 |
| VI.2 Types des turbines éoliennes | 63 |
| VI.2.a Eoliennes à axe vertical | 63 |
| VI.2.b Eolienne à axe horizontal | 64 |
| VI.3 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal | 64 |
| VI.4 Production | 65 |
| VI.4.a Facteur de charge | 66 |
| VI.4.b Eolienne à vitesse fixe ou à vitesse variable | 66 |
| VI.4.b.1 Eoliennes à vitesse fixe | 66 |
| VI.4.b.2 Eoliennes à vitesse variable | 67 |
| VI.4.c Contraintes géographiques | 67 |
| VI.4.d Tension produite et Raccordement au réseau | 67 |
| VI.5 Prix d'une éolienne | 67 |
| VI.6 Environnement | 68 |

| | |
|---|-----------|
| VI.7 Solutions pour limiter les impacts négatifs | 68 |
| VI.8 Conversions électromécanique | 68 |
| Annexe D | |
| Chapitre VII : Centrales géothermiques | |
| Introduction | 70 |
| VII.1 Gradient géothermique | 70 |
| VII.2 Types de gisements géothermiques | 71 |
| VII.3 Définition d'une centrale géothermique | 72 |
| VII.4 Principes de fonctionnement une centrale géothermique | 72 |
| VII.5 Types de la géothermie | 73 |
| VII.5.a Géothermie haute énergie | 73 |
| VII.5.b Géothermie à basse énergie | 73 |
| VII.5.c Géothermie à très basse énergie | 73 |
| VII.5.d Géothermie HDR (roche chaude sèche) | 73 |
| VII. 6 Production d'Hydrogène | 74 |
| VII.7 Différents systèmes de production d'électricité | 74 |
| VII.8 Gradient géothermique, flux thermique et puissance thermique | 76 |
| VII.9 Coefficient de Performance (COP) | 77 |
| VII.10 Avantages et inconvénients de l'énergie géothermique | 77 |
| Annexe E | |
| Chapitre VIII : Centrale à base de la biomasse | |
| Introduction | 79 |
| VIII.1 Définition et composition de la biomasse | 79 |
| VIII.2 Différents voit de valorisation énergétique de la biomasse | 80 |
| VIII.2.a Conversions thermochimiques de la biomasse | 80 |
| VIII.2.b Procédés de conversion biochimique | 82 |
| VIII.3 Production de l'énergie électrique à partir de la biomasse | 83 |
| VIII.3.a Centrales électriques à combustion biomasse solide | 84 |
| VIII.3.b Unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM) | 84 |
| VIII.3.c Unités de valorisation énergétique du biogaz (méthanisation) | 85 |
| VIII.3.d Unités de valorisation énergétique du gaz de synthèse (gazéification) | 86 |
| VIII.4 Cogénération | 86 |
| VIII.5 La biomasse est-elle toujours renouvelable ? | 87 |
| VIII.6 Avantages et les limites de la biomasse | 88 |
| Annexe F | |
| Chapitre IX : Pile à combustible | |
| Introduction | 89 |
| IX.1 Principe de fonctionnement | 90 |
| IX.2 Déférents types de piles à combustible | 90 |
| IX.3 Principe de fonctionnement et éléments technologiques d'une pile à combustible réversible unitaire URFC | 91 |
| IX.4 Production de L'hydrogéné | 92 |
| IX.4.a Quatre grandes voies de production de l'hydrogène existent | 92 |
| IX.5 Intérêt d'intégration des énergies renouvelables avec la PAC | 93 |
| IX.6 Filière hydrogène : vers un vecteur dominant ? | 94 |
| IX.7 Applications des piles à combustible | 95 |
| IX.7.a Applications portables | 95 |
| IX.7.b Applications stationnaires | 95 |
| IX.7.c Applications embarquées | 95 |

| | |
|--|----|
| IX.7.d Applications aéronautiques et spatiales | 96 |
| IX.8 Avantages des piles à combustible | 96 |
| IX.9 Inconvénients des piles à combustibles | 97 |
| Annexe G | |
| Conclusion | 98 |

Chapitre I : Historique de la production d'électricité

Introduction

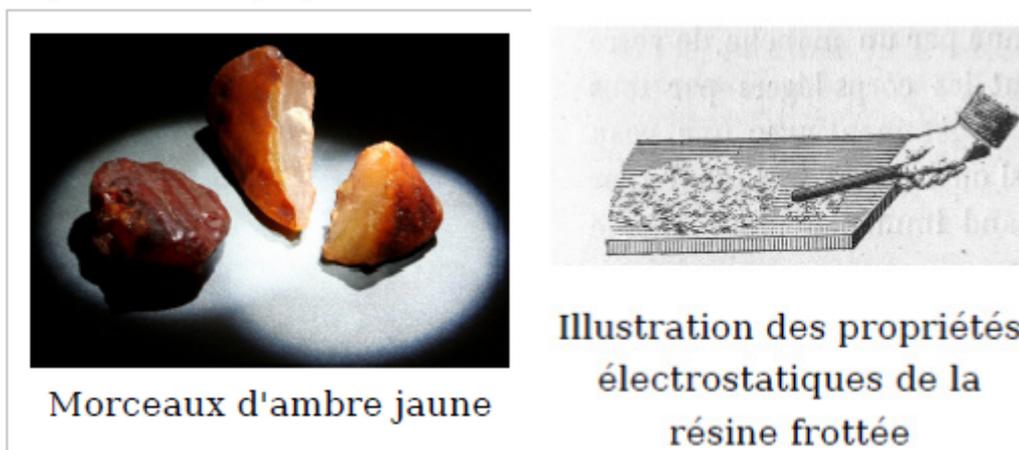
L'énergie est un enjeu vital au niveau mondial. Inégalement répartie et inégalement consommée, avec des réserves naturelles qui ne sont pas inépuisables, on peut s'interroger sur l'avenir de la demande énergétique au niveau mondial, principalement ce qui concerne l'énergie électrique qui souffre ces derniers trente ans d'une consommation multipliée par 10 tout simplement, elle est utilisée partout et tout le temps ce qui nous donne le droit de la classer comme étant la découverte la plus importante dans l'histoire de l'humanité, surtout avec le développement technologique qui a touché tous les secteurs de la vie humaine.

L'électricité issue de la transformation d'une énergie primaire est appelée énergie secondaire. Elle peut être produite par la combustion du charbon, du pétrole ou du gaz naturel (centrale thermique), par la fission nucléaire. Ces modes de production conduisent à devoir considérer le rendement de production d'électricité pour évaluer l'épuisement des ressources. D'autre part, l'électricité peut également être générée par la transformation de la force éolienne ou hydraulique ou du rayonnement solaire, etc.

I-1. Electricité dans l'antiquité

Le mot « électricité » dérive directement du mot grec « êlektron » qui désigne l'ambre jaune, une résine fossile possédant des propriétés électrostatiques. De la même manière, le terme « électromagnétique » fait référence à la pierre de magnésie, un aimant naturel utilisé dès la haute antiquité (Magnésie est à l'origine une cite grecque, aujourd'hui située à l'ouest de la Turquie).

Lorsque cette résine est frottée énergiquement contre un tissu, cette matière présente la particularité d'attirer les corps légers, tels les fétus de paille ou les cheveux. En fait, lorsqu'on approche le corps léger de l'ambre frotté, les électrons de ce corps prennent la place des électrons arrachés à l'ambre, et le corps est attiré. Cette propriété est peut-être connue depuis la préhistoire. Elle est signalée par le philosophe grec Thalès (625 – 547 avant JC) géomètre grec, sans qu'il puisse en donner l'explication scientifique. Au III^e siècle avant notre ère, dans son traité des pierres précieuses, le naturaliste grec Théophraste signale d'autres substances capables d'attirer les corps légers. Au milieu du 1^{er} siècle, le naturaliste romain Pline mentionne également cette propriété de l'ambre dans son histoire naturelle.



Morceaux d'ambre jaune

Illustration des propriétés électrostatiques de la résine frottée

Figure I.1 Illustration des propriétés électrostatiques de quelques matériaux

I-2. Usage de l'électricité produite par des êtres vivants

L'électricité produite par des êtres vivants, en particulier des poissons électriques, est également connue depuis l'Antiquité. On trouve par exemple des bas-reliefs de l'Égypte antique représentant des poissons-chats électriques. Par ailleurs, une mosaïque de Pompéi représente une torpille commune. Scribonius Largus, sous le règne de l'empereur Claude Ier (41-54 après J.-C.) décrit un traitement contre la migraine ou contre la goutte qui utilise les décharges électriques produites par une torpille.

I-3. Découverte des propriétés de l'électricité (17^{ème} -18^{ème} siècle)

Si les Grecs prennent conscience que la foudre est de l'électricité naturelle difficile à maîtriser, il faudra attendre le 17^{ème} siècle pour appréhender les propriétés magnétiques de l'électricité grâce à William Gilbert médecin de la reine Elisabeth 1^{ère} d'Angleterre et qui les utilisa sur le plan thérapeutique et donne le nom d'électricité au phénomène ;

En 1733, l'intendant Du Fay, examinant l'attraction et la répulsion de corps électrisés par frottement, distingue une électricité positive et une électricité négative (électricité résineuse, électricité vitreuse).

A partir des années 1740, l'engouement pour ces nouveaux phénomènes conduit à une multiplication du nombre et de la variété des machines. En Allemagne, en France, aux Pays-Bas, les expériences les plus farfelues sont réalisées dans les cabinets de curiosités, principalement comme divertissements pour les nantis férus de science.

En 1752, Benjamin Franklin démontre que la foudre est un phénomène dû à l'électricité et invente le paratonnerre pour s'en protéger.

En 1785, Charles de Coulomb présente un deuxième mémoire à l'académie des sciences, dans lequel il expose la loi selon laquelle les corps chargés électriquement interagissent.

Une nouvelle étape très importante a été franchie avec Stephen GRAY qui montre que l'on peut véhiculer l'électricité par des fils de soie, de métal, ou même à travers le corps humain à des substances qui ne la possèdent pas. Il parvient même à produire l'électrification sans contact (aujourd'hui nous disons par influence). Il va diviser les corps en conducteurs et non conducteurs (isolants). A ce moment-là on admit l'existence d'un fluide électrique qui peut se propager dans les conducteurs et que l'on peut même stocker dans des appareils que l'on nommerait aujourd'hui condensateurs et dont le prototype est la « bouteille de Leyde ».

À la fin 1799, le physicien italien Alessandro Volta observe qu'une plaquette de cuivre et une autre de zinc, plongées dans un vase rempli d'une solution acide et reliées l'une à l'autre, produisent un courant électrique. Afin d'accroître la force du courant, il place plusieurs de ces montages les uns à la suite des autres et réalise ainsi le premier montage en série de générateurs de courant électrique. Il simplifie alors l'installation en remplaçant le vase par un disque de feutre imbibé de la solution acide et en mettant en contact des disques métalliques de nature différente. Pour gagner de la place, il empile successivement un disque de cuivre, un de feutre, un de zinc, un de cuivre, un de feutre, un de zinc, et ainsi de suite, et réalise de la sorte la première pile électrique.

I-4. XIX^e siècle et électromagnétisme

Les premières recherches concernant l'électricité, avant l'avènement de l'électromagnétisme, se focaliseront sur les phénomènes électrostatiques. Avec la production d'électricité par des machines à frottement peuvent commencer les premières expérimentations concrètes. Ramsden ou Wimshurst qui fabriquent les premiers générateurs électrostatiques, la découverte des condensateurs, les connaissances concernant les propriétés chimiques, calorifiques et lumineuses du courant électrique se précisent.

En 1820, Hans Christian Orsted (Danois), D'une importance capitale, il découvre pour la première fois la relation entre l'électricité et le magnétisme, il remarque qu'une aiguille aimantée placée à côté d'un fil conducteur traversé par le courant est déviée. Cette expérience ouvre par la suite la voie à de nombreuses inventions comme celle du télégraphe, qui révolutionnera un peu plus tard les moyens de communication. Les lois physiques seront décrites par André-Marie Ampère, Michael Faraday, Jean-Baptiste Biot et Felix Savart, pour être finalement mises en forme par James Clerk Maxwell.

De 1820 à 1827, le physicien français André-Marie Ampère publie un nombre important d'études sur les relations qui existent entre électricité et magnétisme. Ses travaux lui

permettent d'énoncer plusieurs principes fondamentaux de l'électromagnétisme. Cependant, toutes ses recherches ne sont pas fructueuses. En 1822, collaborant avec le physicien suisse de La Rive sur la production d'un courant électrique par l'influence d'un autre courant, il passe juste à côté de la découverte du phénomène d'induction.

En 1831, parallèlement à Ampère, le physicien anglais Michael Faraday (1791-1867) mène d'autres recherches sur ce phénomène d'électromagnétisme et découvre l'induction électromagnétique. Cette découverte fondamentale va être à l'origine de tout le développement de l'industrie électrique : machines électriques tournantes, transformateurs, éclairage. Il montre qu'un conducteur, traversé par un courant électrique et soumis à l'action d'un champ magnétique est sujet à un déplacement dont l'importance et la direction sont définies par des lois très précises. Sur base de cette observation, il formule qu'un pôle magnétique peut tourner indéfiniment autour d'un courant électrique et qu'inversement, une portion de circuit électrique peut tourner autour d'un pôle. L'appareil qu'il construit pour vérifier cette hypothèse se compose de deux récipients. Le premier, dans lequel est à demi immergé un aimant, est rempli de mercure; le second contient un aimant fixe et l'extrémité d'un fil mobile y plonge. C'est tantôt l'aimant incliné qui tourne autour du fil vertical, tantôt le fil mobile qui tourne autour de l'aimant fixe.

En 1833 Heinrich Lenz (1804-1865), physicien russe d'origine allemande, établit la loi qui donne le sens du courant induit.

En 1865 James Clerk Maxwell publie son traité d'électricité et de magnétisme, véritable fondement de l'électromagnétisme moderne. Les fameuses « équations de Maxwell » sont établies.

En 1885 Galileo Ferrarais, ingénieur italien, introduit le principe du champ tournant dans la construction des moteurs électriques.

Dans le domaine des énergies renouvelables, en 1839 découverte de l'effet photovoltaïque par Edmond Becquerel physicien Français, il découvre que l'on peut fabriquer de l'électricité à partir de matériaux exposés à la lumière du soleil. Il invente alors la pile photovoltaïque et représentait désormais une réalité scientifique.

I-5. Machines électriques

C'est en 1832 que Nicolas Constant Pixxi, constructeur d'instruments de physique à Paris, réalise la première machine électrique à induction comprenant un aimant qui tournait en face des pôles d'un électroaimant fixe. Il s'agit d'un générateur à courant alternatif qui peut être redressé grâce à un commutateur rustique permettant l'inversion de polarité. Cette invention n'aura cependant pas d'application puisqu'à cette époque, seul le courant continu était utilisé de manière usuelle.

Malgré diverses inventions donnant lieu à quelques applications ponctuelles tant aux Etats Unis qu'en Europe il faudra attendre 1869 pour voir apparaître la première machine opérationnelle et brevetée : la dynamo de Zénobe Gramme qui améliore le moteur électrique inventé par le russe Herman Von Jacobi en 1834 et amélioré par le belge De Gramme, notamment par sa réversibilité produisant à la fois du courant électrique ou de la force, rend possible la réalisation des génératrices à courant continu en imaginant le collecteur. Cette machine à courant continu était originale car elle utilisait un collecteur, fait de nombreuses lames de cuivre isolées, qui permettait d'obtenir un courant continu de bonne qualité. En 1871, il présente à l'académie des sciences de Paris la première génératrice industrielle à courant continu, que l'on appela machine de Gramme et qui était en fait une magnéto.

L'introduction par Galileo Ferrarais en 1885 du concept de champ tournant préfigure la construction par l'ingénieur Serbe Nikola Tesla des machines à courant alternatif, en particulier triphasé. L'intérêt de ce courant pour le transport de l'électricité à haute tension est en effet bien reconnu malgré les tentatives d'Edison pour le déconsidérer en invoquant la possibilité d'électrocution directe ou par induction.

I-6. Diffusion de l'électricité

En 1878, Thomas Alva Edison, inventeur américain, fonde l'Edison Electric Light Co. à New York. En 1879, il présente sa première lampe électrique à incandescence (avec filaments de carbone) qui reste allumée 45 heures. Avant l'invention de l'ampoule électrique par Edison, les principaux appareils électriques utilisés pour l'éclairage sont les lampes à arc et les lampes soleil. A partir des environs de 1850, ces lampes sont surtout utilisées pour l'éclairage des scènes des théâtres, des phares de bord de mer et des voies publiques.

Deux ingénieurs français messieurs Bonfante et Maisonneuve sont convaincus dès 1880, de l'intérêt de l'éclairage électrique et sauront persuader quelques entrepreneurs Nantais de faire confiance à cette énergie nouvelle. En France, la savonnerie Serpette et l'imprimerie Moreau en seront les précurseurs rapidement suivis par la raffinerie sucrière de Chantenay et les chantiers de la Loire. Il s'agit alors d'auto - production car ces manufactures ont leur propre génératrice.

La construction d'une centrale hydraulique de 7 kW à Saint Moritz en Suisse amorce ce qu'Aristide Bergès dénommera la « houille blanche », En 1879.

En 1881, la France organise, entre le 1^{er} août et le 15 novembre, une exposition internationale d'électricité qui consacre la naissance de l'électrotechnique, soulignée par un congrès international des électriciens qui siège à Paris du 15 septembre au 19 octobre. La grande nouveauté est l'emploi industriel de la dynamo Gramme.

En même année (1881), Camille Alphonse Faure un ingénieur chimiste Français améliore la batterie de Gaston PLANTE d'une façon significative, en développant un modèle plus efficace et plus fiable et qui connaîtra un grand succès dans les premières voitures électriques. Ce type de batterie permettra en 1899 à une voiture électrique du belge Jenatzy, "La Jamais contente" de décrocher le record du monde de vitesse et atteint les 105,9 km/h. La première voiture de l'histoire qui a dépassé la barre mythique des 100km/h était électrique. La " Jamais contente" n'était pas la première voiture électrique, c'est son record, qui lui a donné sa célébrité. Par la suite, ce type de batterie est devenu le premier type de batterie rechargeable commercialisé. Les batteries de nos voitures actuelles fonctionnent toujours essentiellement selon le même principe.

En 1882, Edison inaugure les premières « usines électriques » (production de tensions continues) construites à Londres (Holborn Viaduct) et New York (Pearl Street : 110 V, 30 kW). Une première ligne de transport d'énergie électrique en courant continu a été utilisée en Allemagne avec une longueur de 59km et une tension d'alimentation de 2400V.

En août 1883, Marcel Deprez en France réalise une expérience de transport d'électricité à courant continu de 14 km pour éclairer, à partir de Vizille, une halle du centre de Grenoble. La même année Lucien Gaulard propose le concept de transformateur pour élever la tension du courant alternatif. Devant le scepticisme de ses compatriotes, il s'associera à John Dixon Gibbs pour réaliser en septembre 1884 une liaison bouclée à 133 Hz de 80 km alimentée en 2000 V autour de Turin.

En 1887 Nikola Tesla (1856-1943), ingénieur en électronique Yougoslave né à Smiljan, en Croatie, fonde une société pour la construction des alternateurs. Grâce à ses travaux, le courant alternatif va gagner la bataille du transport à distance et de l'utilisation du courant alternatif. Tesla préconise d'abord l'utilisation des courants polyphasés (1882) et réussit à créer un champ magnétique tournant qui permet d'entraîner en rotation une armature mobile tournante. La première expérience pour le transport d'énergie à grande échelle est faite en Allemagne. C'est la réalisation d'une ligne longue de 175 km entre Lauffen-sur-le-Neckar et Francfort-sur-le-Main. Et le rendement atteint est déjà de 75 % ! Tesla poursuit ses travaux de recherches, il a imaginé en 1890 le premier montage produisant un courant à haute fréquence.

En 1889 Michail Ossipowitsch Doliwo-Doborwolski, électricien russe, invente le premier moteur asynchrone à courant triphasé à cage d'écureuil (construit industriellement à partir

de 1891). En fait le moteur asynchrone était "plus ou moins déjà inventé". Qui fut réellement l'inventeur ? Tesla, Ferraris ou Dolivo-Dobrowolski ?

En 1894 L'Allemand Wilhelm Roentgen met au point les Rayons X, cette découverte lui vaudra le tout premier Prix Nobel de physique, en 1901.

En 1899 Premier chemin de fer d'Europe entièrement électrifié des Chemins de fer Berthoud-Thoune (40 km; 750 V; 40 Hz).

En 1899, Ernst Waldemar Jungner était un inventeur et ingénieur suédois, il a inventé la batterie d'accumulateurs électriques au nickel-fer (NiFe), la batterie au nickel-cadmium (NiCd) et l'alcaline rechargeable la batterie argent-cadmium (AgCd). Comme un inventeur, il a également fabriqué une alarme incendie en fonction des différentes dilutions de métaux. Travaillé sur la production électrolytique de carbonate de sodium.

Après ce développement de ses systèmes de production et de transport, l'électrification commence à gagner tous les secteurs industriels : les transports, le textile, la métallurgie, et permet la création de nouvelles industries telles que l'électrometallurgie et la galvanoplastie. Face à la vapeur, le moteur électrique présente des avantages : vitesse constante, suppression des courroies, possibilité de dispersion de la fabrication dans de petits ateliers.

I-7. 20^{ème} siècle, production, distribution et large consommation : Le temps des ingénieurs

Au début du 20^{ème} siècle l'électricité est devenue une énergie à part entière et elle entre de plein pied dans l'ère de l'industrialisation, tous les éléments scientifiques et techniques sont réunis pour la mise en place des systèmes électriques :

- La production avec des machines qui produisaient généralement de la puissance en courant alternatif sous forme triphasée, bien que des génératrices à courant continu soient aussi utilisées ;
- Le transport à base des transformateurs, très proches des transformateurs actuels, pour élever et abaisser la tension afin de limiter les pertes par effet Joule sur les lignes à haute tension qui pouvaient effectuer le transport sur de grandes distances (1923 une ligne aérienne à 220 kV est mise en service pour la première fois aux Etats-Unis) ;
- L'utilisation des dispositifs de transformation de l'électricité sous forme de chaleur, de travail mécanique, d'éclairage et d'électrochimie. Tout au long du 20^e siècle les machines, les lignes et les dispositifs de transformation vont être perfectionnés pour accéder à des rendements très élevés. La taille des machines et la longueur des lignes vont atteindre des dimensions impensables lors de leur invention (1937 : Le premier turbo-alternateur refroidi à l'hydrogène est mis en service aux Etats-Unis (puissance de 100 MVA)), mais grâce auxquelles l'électricité s'est installée dans toutes les parties du monde où ses qualités en font l'un des vecteurs énergétiques préférés.

La filière de production d'électricité d'origine renouvelable commence à trouver sa place dans les systèmes de production progressivement:

- 1916 : Première production d'électricité réussie à partir d'une cellule solaire. Par Robert Millikan qui va confirmer l'étude d'Albert Einstein (fait en 1905) en étant le premier à produire de l'électricité à courant continu avec une cellule photovoltaïque ;
- 1954 : Fabrication du premier panneau photovoltaïque par les laboratoires Bell Labs fondés en 1925, laboratoires de recherche spécialisés dans les télécommunications, l'informatique, les cellules photoélectriques, le laser et la fibre optique). Ils ont utilisé alors le terme « batterie solaire », mais la production reste trop coûteuse pour être commercialisée. Trois chercheurs américains: Chapin, Pearson et Prince mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement, environ 6%, puis en 1958 elle atteint environ 9% ;
- Le premier satellite scientifique lancé en août 1959 équipé de panneaux solaires avait une masse de 40 kg, et disposait d'une caméra sommaire pour les observations terrestres ;

- 1959 : Les premières éoliennes productrices d'électricité sont installées en France ;
- 1974 : Premier avion électrique, le premier vol à l'énergie électrique et à l'énergie solaire, Glossamer Penguin, équipé de 3900 cellules solaires au cadmium-nickel, développant 500 watts. Poids à vide de l'appareil : 34 kg. Un catapultage permettait à l'engin de quitter le sol ;
- 1983 : Mise en service de la première grande installation éolienne à Growian près Brunsbüttel (Allemagne) (rotor de 100 m de diamètre; mis hors service en 1986 à la suite de problèmes de matériau) ;
- 1983 : Première voiture électrique alimentée par panneaux solaires. La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en 20 jours en Australie. L'australien Hans Tholstrup avait construit le "Quiet Achiever", première voiture alimentée par énergie photovoltaïque.

Dans ce sens l'électricité est ainsi devenue l'une des bases de la civilisation moderne et surtout dans les industrialisés là où elle était utilisée de manière courante:

- Pour les applications domestiques afin de satisfaire la majorité des besoins fondamentaux, concernant le chauffage et l'eau chaude sanitaire, etc. Dans l'utilisation quotidienne des appareils électroménagers, l'électricité est le moyen unique de fonctionnement des fours, réfrigérateurs, lave-linge (1920 les machines à laver sont équipées d'un moteur électrique), lave-vaisselle, aspirateurs (1906 Le premier aspirateur électrique est commercialisé sous le nom de "pompe à dépoussiérage".) et autres, au point que l'on imagine mal dans la maison un jour sans électricité !
- Pour les déplacements, la plupart des moyens de transport public sur rail (trains, métros, tramways) fonctionnent grâce à l'énergie électrique. Même les voitures particulières en sont tributaires pour le démarrage du moteur thermique et les divers accessoires de bord (lève-vitres, positionnement des fauteuils, autoradios). Dans une voiture moderne de haut de gamme, près de 80 moteurs électriques sont dédiés à toutes les applications citées ci-dessus. Grâce à sa très grande flexibilité, l'électricité voit son champ d'application s'étendre de jour en jour. Au-delà de l'automobile, elle pénètre dans les bateaux de transport et de croisière où, à partir d'un générateur de grande puissance associé au système de propulsion du navire, des moteurs électriques auxiliaires placés sur les bords permettent de réaliser en toute sécurité les manœuvres d'accostage. Plus récemment dans l'aéronautique les commandes de positionnement des volets de gouverne, jusqu'à présent mécaniques, sont désormais remplacées par des systèmes électriques ;
- Il faut également mentionner que tous les systèmes de télécommunication fonctionnent grâce à l'électricité pour leur alimentation comme pour la transmission ;
- Utilisations auxquelles s'ajoutent les apports extraordinaires de l'électricité à la médecine dans le fonctionnement des centres chirurgicaux mais aussi et surtout dans tous les appareils qui permettent de l'imagerie médicale : scanners souvent alimentés par des bobinages supraconducteurs ou appareils d'Imagerie à Résonance Magnétique (IRM) qui utilisent des aimants permanents à haute performance.

Dans ce contexte nous pouvons conclure qu'il est donc impossible, dans notre vie quotidienne, de ne pas, à un moment ou un autre, faire appel à l'électricité. C'est la raison qui a conduit à considérer l'électricité comme un vecteur essentiel du développement humain.

Le rapport mondial sur le développement humain a établi un certain nombre d'indicateurs qui décrivent, au sein d'un pays, diverses formes du développement dont rend compte l'Indicateur du Développement Humain (IDH). Ce dernier est la moyenne de 3 indicateurs : l'espérance de vie à la naissance, l'éducation, et le Produit Intérieur Brut (PIB) par habitant. Chacun de ces indicateurs est exprimé par des nombres sans dimension, le résultat final étant la moyenne arithmétique des trois. La croissance de cet IDH est fortement corrélée avec la consommation annuelle d'électricité par habitant jusqu'à 5 000 kWh, ce qui illustre bien l'impact de l'électricité sur le développement humain.

Chapitre II : Historique de la production d'électricité en Algérie

Introduction

En raison de sa vaste superficie, sa géographie diversifiée et son emplacement géostratégique, l'Algérie possède des ressources énergétiques importantes avec une diversité remarquable et qui peuvent être utilisées pour la produire de l'énergie électrique. Ces ressources sont notamment le pétrole, le gaz, l'eau des barrages, la biomasse, les éoliennes, le solaire, la géothermique et la marine.

Au lendemain de l'indépendance, l'Algérie avait déjà opté pour le développement du secteur de l'électricité avec tous les moyens disponibles mais, il faut attendre la charte nationale en 1976 et annonça la volonté de généralisation de l'électrification des ménages à travers tout le territoire national. Cette généralisation aura une implication majeure sur le développement du parc de production, les réseaux de distribution et de transport.

Malgré la maîtrise qu'en peut dire acceptable de secteur énergétique, la question de l'électricité apparaît aujourd'hui comme l'une des préoccupations majeures de l'Algérie. Certaines de ses centrales se dégradent ou misent hors services et d'autres polluent l'environnement. Les besoins augmentant chaque jour, ces dernières années dans des proportions imprévues conjuguée à l'importante d'indisponibilité de capacités de production, et aux retards accusés dans le renforcement de l'infrastructure, ont conduit à l'exploitation du système électrique aux limites, dégradant ainsi la qualité de service rendu aux clients, bien que la majorité de l'énergie produite jusqu'aujourd'hui reste toujours basée sur les sources fossiles. Que faut-il faire?

II-1. Historique de la société de production d'électricité « SPE »

Le marché d'électricité désigne, de façon générale, les différentes formes d'organisation de secteur de la production, du transport et de la commercialisation de l'électricité, sur cette base, le secteur électrique dans les différents pays industrialisés s'est organisé en monopoles territoriaux verticalement intégrés, de la production à la distribution de détails à la fin de 19^{ème} siècle.

Le système électrique national est caractérisé par une forte évolution en matière de production et surtout de consommation. La production, le transport et la commercialisation de l'électricité sont assurées par les sociétés de groupe Algérienne SONELGAZ (SPE), et quelques producteurs indépendants, or la consommation est affectée par plusieurs facteurs tels que les variations économiques, sociales et démographiques et aussi la température. En essayant de citer quelques dates intéressantes dans l'histoire de la production de l'énergie électricité en Algérie :

- **1910** : La mise en service de la première centrale hydraulique d'une puissance de 4.2MW au fil de l'eau dans les gorges du Rhumele à Constantine ;
- **1913** : Intégration de la filière thermique vapeur - TV dans le parc de production par la mise en service de la première centrale thermique à vapeur fonctionnant au charbon d'une puissance installée de 22MW à Mers El Kebir, Oran ;
- **1914 - 1920** : Développement important de la filière TV fonctionnant au charbon avec la mise en services de 3 ouvrages :
 - Centrale El Hamma d'une puissance installée de 64MW ;
 - Centrale d'Alger port d'une puissance installée de 34MW ;
 - Centrale d'Annaba d'une puissance installée de 58MW.
- **1947** : Création de Electricité et Gaz d'Algérie (EGA): L'entreprise EGA créée en 1947 détenait le monopole de la production, du transport, de la distribution de l'énergie électrique à travers tout le territoire algérien ;
- **1950-1963** : Développement important de la filière Hydraulique TH avec la mise en service de 9 ouvrages totalisant une puissance globale de 208MW ;
- **1960** : Intégration de la filière Turbine à Gaz par la mise en service de la première turbine à gaz TG en Algérie (Haoud El Hamra) d'une puissance installée de 22MW ;

- **1962:** La production de l'Electricité était assurée par la compagnie de l'Electricité Gaz d'Algérie, la puissance installée était de 548MW ;
- **1969 :** Création de la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz « SONELGAZ » : Par ordonnance n° 69-59 du 26 juillet 1969, portant dissolution d'« Electricité et Gaz d'Algérie » et création de la société nationale de l'électricité et du gaz. Le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation de l'énergie électrique attribuée à SONELGAZ a été renforcé. De même, SONELGAZ s'est vue attribuer le monopole de la commercialisation du gaz naturel à l'intérieur du pays, et ce pour tous les types de clients (industries, centrales de production de l'énergie électriques). Pour ce faire, elle réalise et gère des canalisations de transport et un réseau de distribution.
- **1970-1979:** Développement important du parc de production avec une production à base de turbines à vapeur ;
- **1980-1995:** Introduction des paliers 100MW pour les TG et paliers 169-196MW pour les TV;
- **1995 :** Introduction des paliers TG supérieur à 100MW jusqu'à 215MW ;
- **2002 :** Promulgation de la loi sur l'électricité N°02-01 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation ;
- **2004 :** La direction de la production de l'électricité (DPE), Direction au sein de la société Sonelgaz devient la Société de Production de l'Electricité SPE, filiale issue de la restructuration de Sonelgaz, au capitale de 35 milliards de dinars, dont le siège sociale est sis, immeuble des 700 bureaux, route nationale n°38 Gué de Constantine, Alger ;
- **2009 :** Changement de dénomination : Société Algérienne de Production de l'Electricité dénommée par abréviation SPE. ;
- **2010-2013 :** Un rajeunissement du parc de production avec la mise en service successives, de six (06) nouvelles centrales Turbine à Gaz d'une capacité totale de 2000MW. SPE a donné naissance en avril 2013 à une autre filiale de production d'électricité par scission dénommée SKTM.
- **2014 - 2017 :** Introduction du cycle combiné dans le parc de production de SPE, Une technologie aux normes d'efficacité énergétique et du respect de l'environnement.

II-2. Programme de développement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables et l'électricité sont intimement liés. Les réformes politiques en Algérie dans les deux secteurs semblent reconnaître ce lien, d'autant plus que les décideurs tentent de trouver des réponses efficaces au problème d'application large des énergies renouvelables accentuées par des conditions climatiques favorables. L'Algérie possède des sites propices au développement des énergies renouvelables, notamment solaires avec une bonne irradiation élevée. Un premier centre de production d'électricité à base de photovoltaïque solaire a été initié à Tamanrasset en juillet 1998, à Moulay Lahcène. Une installation, entrée en service en septembre 2000, est située à Tin Tarabin et In Blel. Après ses premières tentatives avec des petites centrales et des projets pilotes, l'Algérie s'est engagée sur la voie de développer 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. C'est un programme qui porte sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle. L'introduction du solaire thermique (CSP) ainsi que les filières de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie interviendra graduellement. Ce programme a été lancé en 2011 pour le développement des énergies renouvelables et la promotion de l'efficacité énergétique. L'Algérie souhaite ainsi installer 12 000 MW de capacités de production d'électricité à partir des énergies renouvelables d'ici 2030 pour couvrir 40% de sa demande domestique, et 10 000 MW supplémentaires destinés à l'exportation sous certaines conditions, notamment celles d'accéder au marché européen et à des sources

de financement extérieures. Sonelgaz, la société algérienne nationale de l'électricité et du gaz, a été chargée de mettre en œuvre ce programme.

Les capacités et types d'énergies renouvelables seront installés selon les spécificités de chaque région:

- Région du Sahara, pour l'hybridation des centrales diesel existantes et l'alimentation des sites éparses compte tenu de l'important potentiel solaire et éolien existant au niveau de cette région;
- Région des Hauts Plateaux, pour son potentiel d'ensoleillement et d'exposition au vent, avec la disponibilité de terrains ;
- Région du littoral selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces où des potentiels renouvelables existent.

Par ailleurs, les besoins complémentaires pour d'autres domaines d'application font partie, également, de la capacité totale du photovoltaïque prévue dans le programme, tels que le résidentiel, l'agriculture, le pompage, les ressources en eau, l'industrie, l'éclairage public et les services. Le tableau II.1 suivant donne les capacités cumulées du programme EnR, par type et phase, sur la période 2015 - 2030 :

Tableau II.1 : Capacités cumulées du programme EnR sur la période 2015 - 2030

| Type | 1 ^{ère} phase 2015 -2020 | 2 ^{ème} phase 2021- 2030 | Total |
|-----------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------|
| Photovoltaïque | 3 000 | 10 575 | 13 575 |
| Eolien | 1 010 | 4 000 | 5 010 |
| CSP | - | 2 000 | 2 000 |
| Cogénération | 150 | 250 | 400 |
| Biomasse | 360 | 640 | 1 000 |
| Géothermie | 05 | 10 | 15 |
| TOTAL | 4 525 | 17 475 | 22000 |

II-3. Programme de l'efficacité énergétique

L'efficacité énergétique devrait avoir toute sa place dans le contexte énergétique national, caractérisé par une forte croissance de la consommation, notamment par le secteur domestique avec la construction de nouveaux logements, la réalisation d'infrastructures d'utilité publique et la relance de l'industrie.

L'objectif du programme de l'efficacité énergétique consiste à réduire graduellement la consommation. Sa mise en oeuvre générerait une économie d'énergie cumulée de l'ordre de 90 millions de tep, dont 60 millions sur la période 2015-2030 et 30 millions de tep, au-delà de 2030, pour la période correspondant à la durée de vie des équipements utilisés et des constructions réalisées. Ainsi, Il permettrait pour l'année 2030 de réduire la demande en énergie d'environ 10%. Les actions phares de ce programme portent sur :

L'isolation thermique des bâtiments ;

- La promotion du chauffe-eau solaire et de la climatisation solaire ;
- Une meilleure performance dans l'éclairage ;
- L'amélioration de l'isolation thermique des bâtiments ;
- La promotion du GPL/C et du GN/C;
- La promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel;
- La promotion de la cogénération ;
- La conversion au cycle combiné des centrales électriques quand cela est possible;
- La génération d'électricité à partir des déchets ménagers.

Chapitre III : Centrales thermiques

Introduction

Une centrale thermique est une centrale électrique qui produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur. Cette source peut être un combustible brûlé (tels gaz naturel, certaines huiles minérales, charbon, déchets industriels, déchets ménagers), la fission de noyaux d'uranium 235 ou de plutonium 239. La source de chaleur chauffe un fluide (souvent de l'eau) qui passe de l'état liquide à l'état gazeux (vapeur par exemple), qui entraîne une turbine accouplée à un alternateur qui transforme l'énergie cinétique de la turbine en énergie électrique.

Pour entraîner la turbine, il faut que la pression soit plus faible à sa sortie qu'à l'entrée. La baisse de pression à la sortie de la turbine est obtenue en condensant le gaz, en aval de la turbine, à l'aide d'une source froide. Le fluide condensé est en général réutilisé comme source de vapeur et effectue un cycle thermodynamique fermé. Les centrales thermiques se répartissent en trois grandes catégories, selon la nature de leur source de chaleur :

- Centrales à flamme (charbon, fioul ou gaz), (figure III.1) ;
- Centrales nucléaires (figure III.20) ;
- Centrales récupérant de la chaleur préexistante (solaire, géothermique...).

III-1. Centrales à flamme

La production d'électricité à partir des centrales thermiques à flamme est la plus répandue dans le monde car le gaz ou le charbon qu'elles utilisent comme combustibles sont des ressources naturelles abondantes. Les centrales thermiques à flamme permettent d'ajuster en permanence la production à la demande d'électricité car elles sont souples et réactives. L'électricité ne se stockant pas, l'équilibre du système électrique a besoin de moyens de production capables de démarrer très vite. L'hydraulique répond pour une part à cette nécessité. Mais le thermique à flamme est aussi sollicité car il est très flexible : on peut le faire démarrer rapidement, faire varier sa puissance, l'interrompre sans problème, le garder « en réserve ». Il est donc toujours disponible.

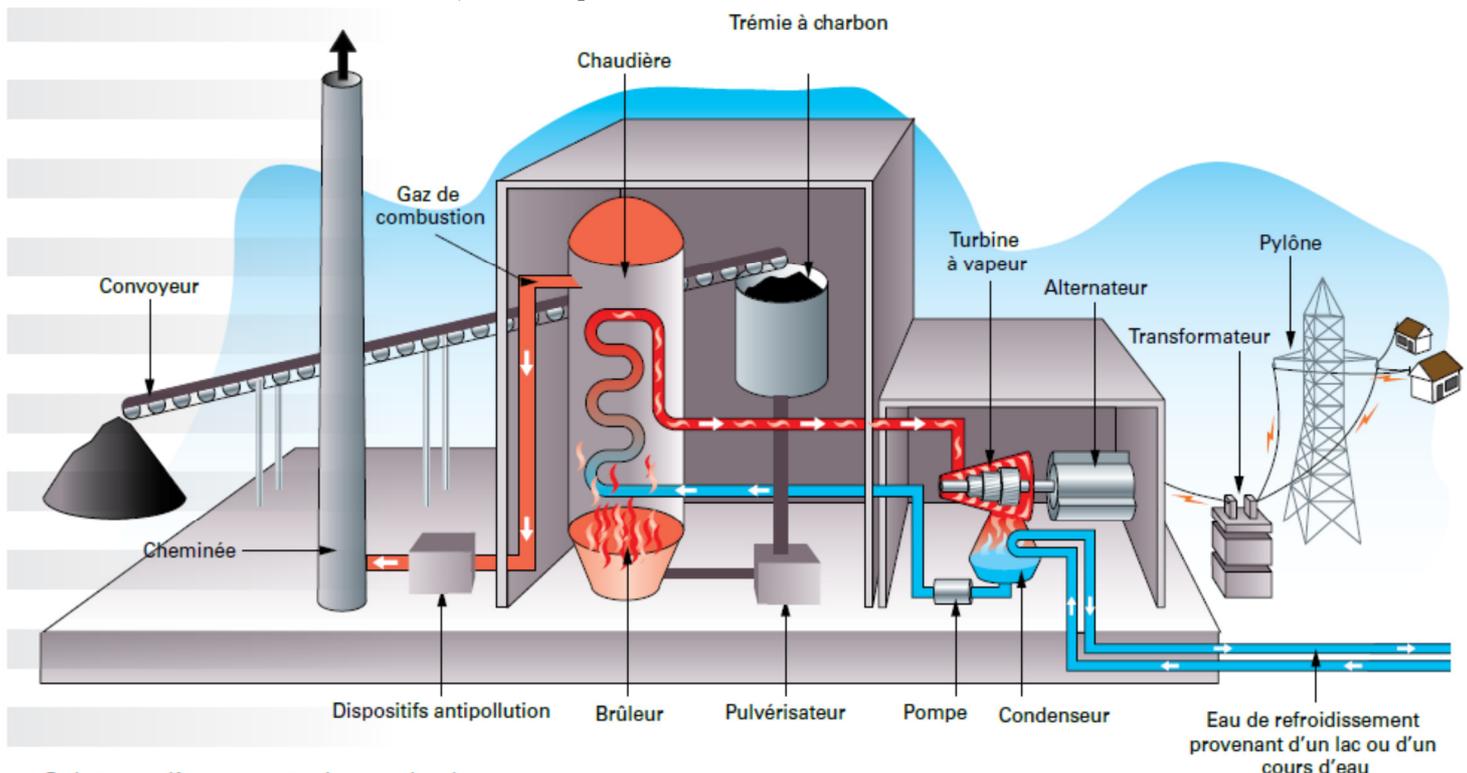


Figure III.1 Principe d'une centrale à flamme (charbon)

III-2. Turbine à gaz

Une turbine à gaz, appelée aussi turbine à combustion, est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est

de produire de l'énergie mécanique (rotation d'un arbre) à partir de l'énergie contenue dans un hydrocarbure (gaz ou fuel).

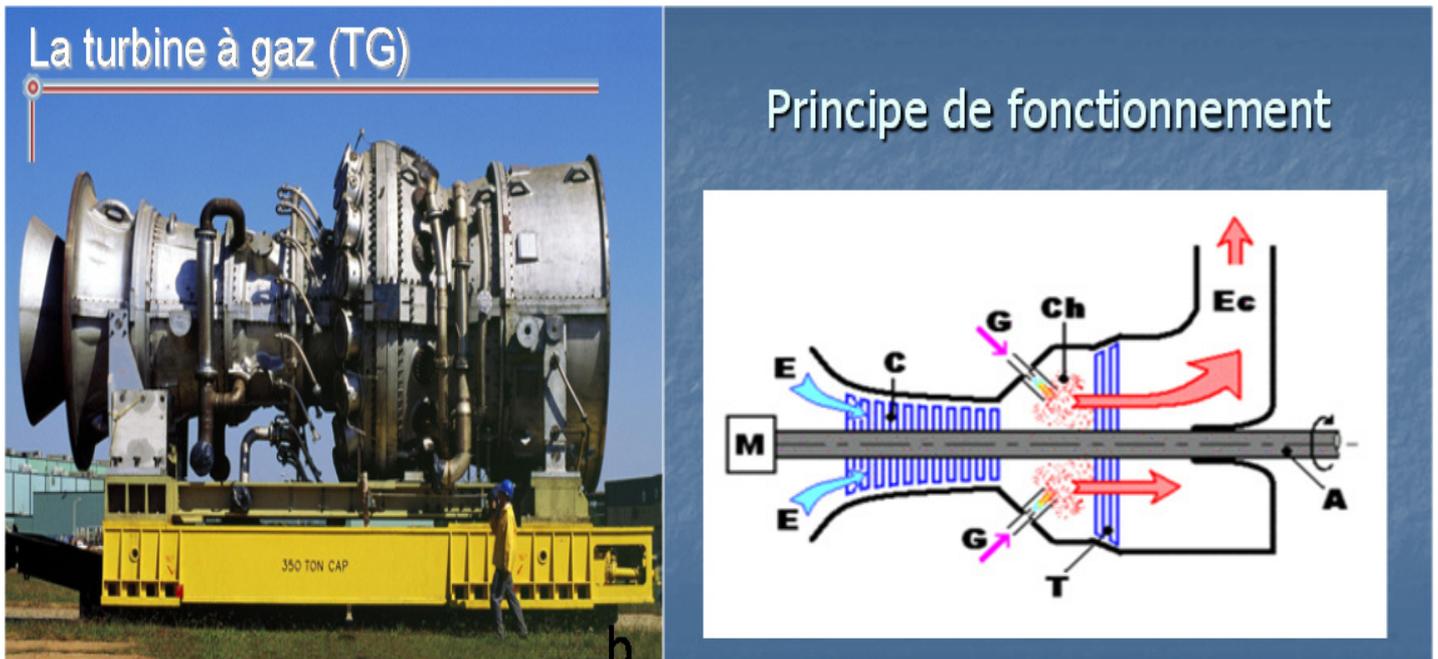


Figure III. 2 Principe d'une turbine à gaz

III-2.a Principe de fonctionnement

Le compresseur (repère C), comprime de l'air extérieur (repère E) filtré jusqu'à 10 à 15 bars, voir 30 bar pour certains modèle. Du gaz (repère G), ou un combustible liquide atomisé est injecté dans la chambre de combustion (repère CH) ou il est mélangé à l'air comprimé et s'enflamme. Les gaz chaud se détendent en traversant la turbine (repère T) et s'échappent par la cheminée (repère EC).

III-2.b Compresseur

Le compresseur de la turbine à gaz est du type axial, les principaux équipements du compresseur sont le rotor et le stator du compresseur. Chaque niveau de compression est constitué d'une rangée d'ailettes mobil suivie d'une rangée d'aubage fixes. La fonction du compresseur de turbine à gaz est de comprimer efficacement la masse d'air nécessaire et de fournir l'air à l'étage de combustion.

III-2.c Chambre à combustion

La combustion est une réaction chimique qui a lieu lors de la combinaison entre une matière combustible (gaz, charbon, fuel,...) et comburant (air). Cette réaction est exothermique, c'est-à-dire quelle se produit avec dégagement de chaleur. La réaction chimique de combustion ne peut se produire que si l'on réunit trois éléments. Un combustible, un comburant, et une énergie d'activation en quantité suffisante. On représente de façon symbolique cette association par le triangle du feu. De la même manière, la combustion cesse dès qu'un élément du triangle est enlevé.



Figure III.3 Triangle du feu

L'air de combustion en provenance du compresseur entre dans la chambre de combustion par le centre. L'air circule en avant le long de l'extérieur de l'enveloppe de la chambre de combustion vers les brûleurs

III-2.d Brûleurs

Le rôle des brûleurs est d'assurer le mélange intime combustible- comburant en vue d'une bonne combustion, en distingue plusieurs types de brûleurs :

- Brûleur à combustible gazeux ;
- Brûleur à combustible liquide ;
- Brûleur à combustible solide.

III-2.e Inflammation et distribution de la flamme

Au regard de la conception ou du type de chambre de combustion utilisée, la partie de combustion de chaque turbine à gaz est équipée de système d'allumage. La fonction du système d'allumage est d'établir l'inflammation du mélange combustible air dans les chambres de combustion lors de la séquence de démarrage de la turbine. Les composants élémentaires du système d'allumage sont composés de deux générateurs d'étincelle ou bougie d'allumage, et une source de haute tension. Les bougies dépassent dans la chambre à combustion et produisent une étincelle à haute tension quant elles sont alimentées. Les gaz chaud obtenus en brûlant le combustible dans les chambres de combustion sont utilisés pour actionner la turbine. Les pièces de transition dirigent les gaz chaud des enveloppes vers les aubes de la turbine.

III-2.f Auxiliaires de la turbine à gaz

Une turbine à gaz nécessite de l'air, du combustible et bien d'autres systèmes de soutien pour fonctionner correctement. Chaque sous système a une fonction spécifique pour le bon fonctionnement et la commande de la turbine à gaz. Les sous systèmes sont fournis avec la turbine à gaz.

III-2.g Module des auxiliaires

- Huile de graissage ;
- Huiles hydraulique ;
- Huile d'étanchéité ;
- Gaz combustible ;
- Eau de refroidissement (l'eau de refroidissement provenant du système en boucle fermée d'eau de refroidissement permet de refroidir l'huile de graissage);
- Détection gaz dangereux;
- Chauffage et ventilation.

III-3. Cycle de Brayton (cycle de Joule)

III-3.a Présentation générale

Le cycle de Brayton est utilisé en général pour les turbines à gaz lorsque la compression et la détente sont réalisées avec des machines tournantes. Les turbines à gaz fonctionnent en général en cycle ouvert.

III-3.b Modélisation

Le cycle ouvert de turbine à gaz peut être modélisé par un cycle fermé :

- ❖ Combustion : apport de chaleur à pression constante ;
- ❖ Echappement : rejet de chaleur à l'air ambiant à pression constante.

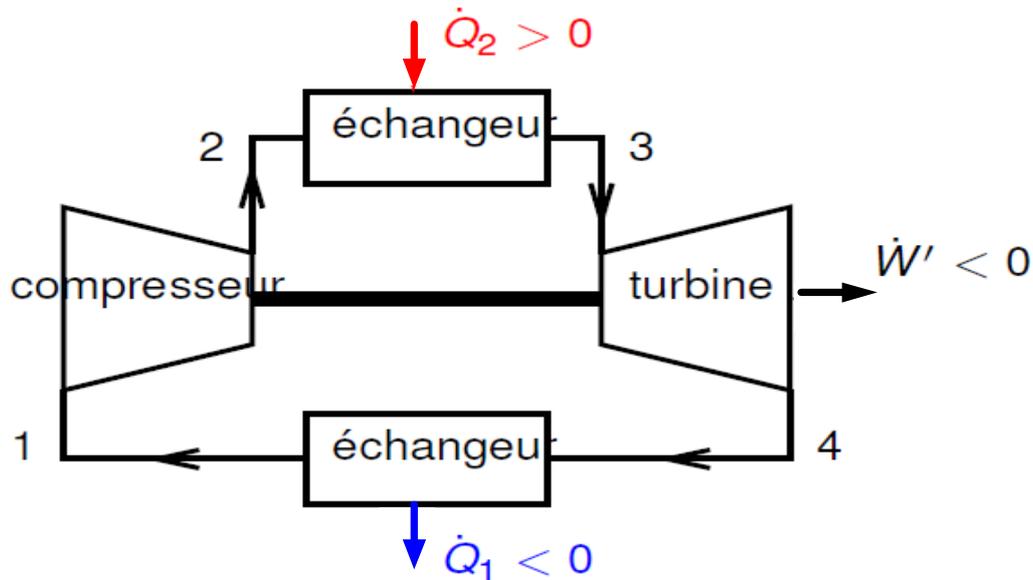


Figure III.4 Installation motrice à vapeur fonctionnant sur la base d'un cycle fermé de Brayton

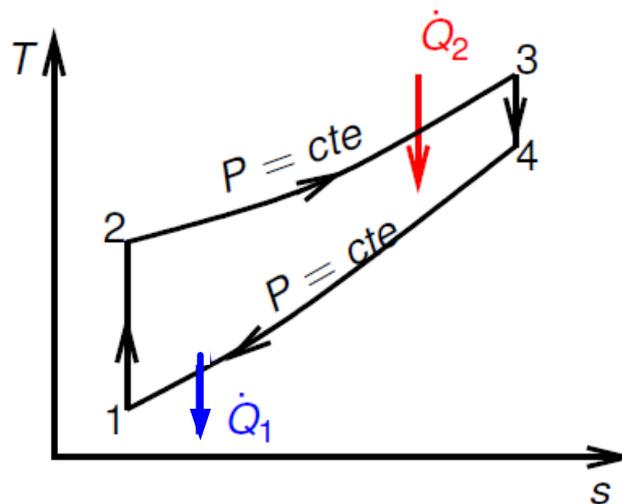


Figure III.5 Cycle de Brayton dans le Diagramme entropique (T, S)

III-4. Turbine à vapeur

Bien que les turbines à vapeur soient construites selon deux principes différents (turbine à action ou turbine à réaction). Leurs éléments essentiels sont similaires. Elles se composent de tuyères, et d'ailettes. La vapeur s'écoule à travers les tuyères dans lesquelles elle se dilate. Ainsi, sa température diminue et son énergie cinétique augmente. La vapeur en mouvement exerce une pression contre les ailettes mobiles, entraînant leur rotation. Les turbines à vapeur sont des machines relativement simples dont la seule partie mobile importante est le rotor. Elles possèdent toutefois un équipement annexe, nécessaire à leur fonctionnement parmi celui-ci, un palier supporte le rotor et un palier de butée le positionne de manière axiale. Un système de graissage assure le graissage des paliers, des joints réduisant les pertes de la vapeur tout au long de son trajet. Enfin, un système d'étanchéité empêche la vapeur de s'échapper à l'extérieur de la turbine et l'air d'y entrer. La vitesse de la machine est commandée par des soupapes situées aux entrées d'admission de la machine et pilotées par un système de régulation électronique ou mécanique.

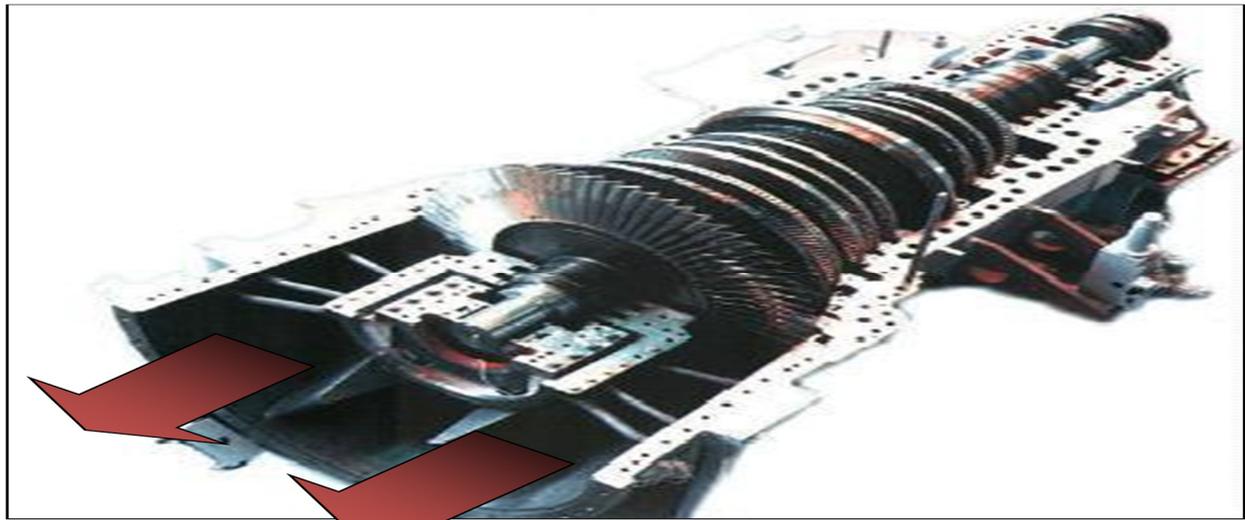


Figure III.6 Principe de fonctionnement d'une turbine à vapeur

Les turbines à vapeur peuvent être classées selon :

1- La forme de la veine de vapeur (direction de la vapeur) :

➤ **Turbines axiales**

Dans les turbines axiales l'écoulement de la vapeur se fait dans un cône ayant même axe que la turbine.

➤ **Turbines radiales**

Dans les turbines radiales l'écoulement de la vapeur se fait dans toutes les directions perpendiculaires à l'axe de la turbine.

2- Le nombre d'éléments de la turbine (nombre d'étages)

- turbine à une seule roue (monocellulaire)
- turbine à plusieurs roues (multicellulaire)

3- La pression de la vapeur :

À l'admission :

- Turbines haute pression
- Turbines basse pression

À l'échappement :

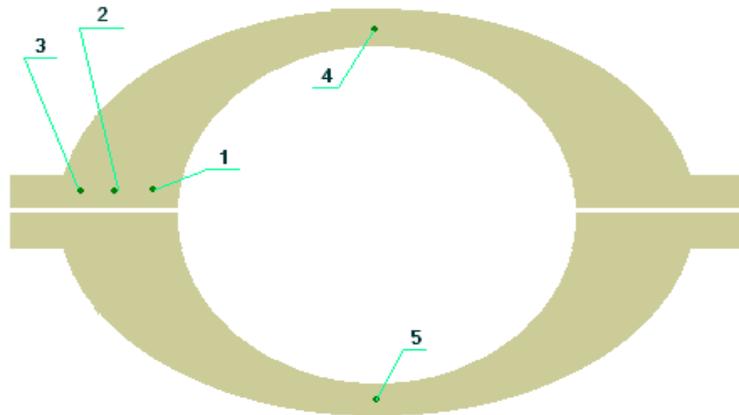
- Turbines à condensation : la totalité de la vapeur est condensée dans le condenseur ;
 - Turbines à contre pression atmosphérique : la vapeur sort de la turbine à la pression atmosphérique ;
 - Turbines à haute contre pression : la pression de la vapeur à la sortie de la turbine est supérieure à la pression atmosphérique (vapeur utilisée divers usages) ;
 - Turbines à soutirage : une partie de la vapeur est soutirée, le reste suit cours au condenseur ;
- 4- Le lieu où s'opère la transformation (principe de fonctionnement)
- Turbine à action : Dans une turbine à action la transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique se fait entièrement dans les aubages fixes ;
 - Turbine à réaction : Dans une turbine à réaction la transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique se fait à la fois dans les directrices et dans les aubages mobiles.
- 5- Le nombre de corps : Le nombre de corps est variable et varie en générale de 2 à 4 la majorité de nos centrales sont équipées de turbines à trois corps (un corps HP, un corps MP, un corps BP).

III-4.a Démarrage de la turbine

La première phase consiste à chauffer progressivement les éléments de la turbine (enveloppes et rotors). Afin d'éviter les contraintes thermiques pendant la mise en service de la turbine. Le circuit de chauffage étant disposé, observer l'évolution des températures des

enveloppes de la turbine et les comparé avec les valeurs préconisées par le constructeur. Une fois que les paramètres de la vapeur surchauffé et resurchauffé sont obtenus procédé au réarmement de la turbine.

❖ **Exemple :**



Enveloppe corps turbine

| points | T_1 | T_2 | T_3 |
|--------|------------------------------|------------------------------|--------|
| t_1 | $\geq 200^\circ\text{C}$ | $\geq 170^\circ\text{C}$ | $=120$ |
| t_2 | $T_{t_1} + 25^\circ\text{C}$ | $T_{t_1} + 15^\circ\text{C}$ | — |
| t_3 | $T_{t_2} + 25^\circ\text{C}$ | $T_{t_2} + 15^\circ\text{C}$ | — |

t_1 - palier à 1200t/min

t_2 - palier à 3000t/min

t_3 - palier de couplage

- Cette opération consiste à ouvrir :
 - Les vannes d'arrêt ;
 - Les vannes d'interception ;
 - Les clapets.
- Pendant cette phase il faut surveiller :
 - Les paramètres de la vapeur ;
 - La température d'huile ;
 - La température des différents points des enveloppes.
- Une fois les paramètres de vapeur et les températures métal des différents points des corps turbine sont obtenus, procéder au lancement de la turbine (lancement de préchauffage 1200 ou 600 t/min).
- Pendant l'opération de lancement il faut surveiller :
 - Les paramètres de la vapeur ;
 - Les dilatations ;
 - Les vibrations ;
 - La température d'huile.
- Une fois la vitesse de préchauffage atteinte, rester à ce niveau de vitesse le temps nécessaire pour que les températures des corps de la turbine atteintes les valeurs préconisées par le constructeur. Pendant ce palier surveiller :
 - Les paramètres de la vapeur ;
 - La température d'huile ;
 - Les dilatations les vibrations des paliers et rotor ;
 - Les températures paliers.

- Une fois que les paramètres de température obtenus et la vitesse stable augmenter la vitesse progressivement jusqu'à 3000t/min. Pendant ce palier surveiller :
 - Les paramètres de la vapeur ;
 - Les dilatations ;
 - Les vibrations ;
 - La température d'huile ;
 - Les températures des paliers.

III-4.b Excitation, couplage et prise de charge

Si toutes les conditions sont obtenues il faut exciter l'alternateur une fois que les conditions d'excitation et de synchronisation sont obtenues procéder au couplage du groupe soit automatiquement ou manuellement.

Une fois le groupe couple procéder au monter en charge progressivement en cette phase il faut surveiller :

- Les paramètres de la vapeur ;
- Les vibrations ;
- Les dilatations.

Mettre en service le poste d'eau et des que la charge atteint environ 50- 70 MW procéder à la fermeture de système de contournement.

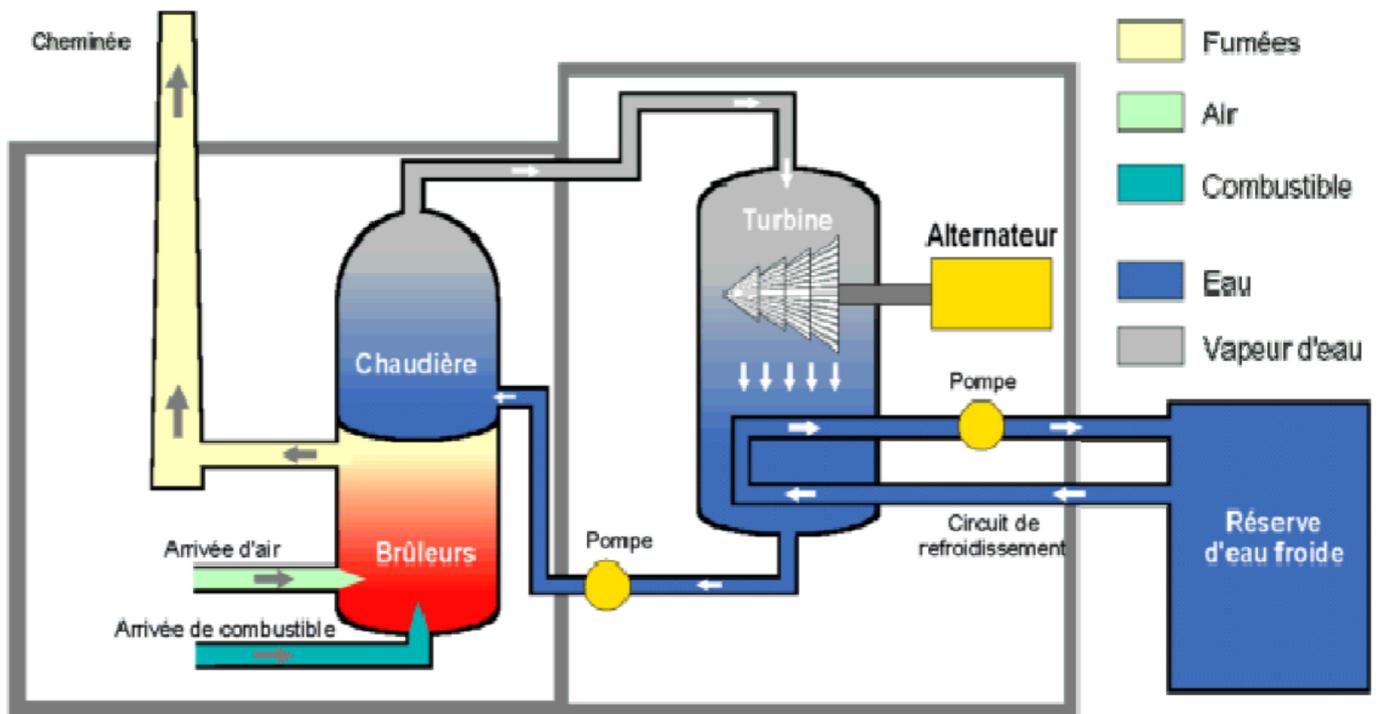


Figure III.7 Principe de fonctionnement d'une centrale à vapeur

III-5. Cycles thermodynamiques d'une turbine à vapeur

III-5.a. Cycle de Carnot

L'avantage des machines frigorifiques ou des pompes à chaleur à vapeur par rapport aux machines à gaz du fait de la possibilité dans ces machines de réaliser des échanges thermiques avec les sources chaude et froide à la fois isobares et isothermes, l'isothermicité des échanges avec les sources est une condition nécessaire au fonctionnement d'une machine de Carnot dont l'efficacité est maximale. Le cycle de Carnot est le cycle idéal suivant lequel une machine thermique motrice fonctionne en assurant le rendement thermique maximum possible. Il est composé de deux isothermes 4-1 et 2-3 qui correspondent respectivement aux échanges thermiques avec les sources chaude (GV) et froide (condenseur) et deux isentropiques avec échange de travaux, l'une pour la compression adiabatique réversible dans la pompe 3-4, l'autre pour la détente adiabatique réversible dans la turbine 1-2, voir (Figure III.8).

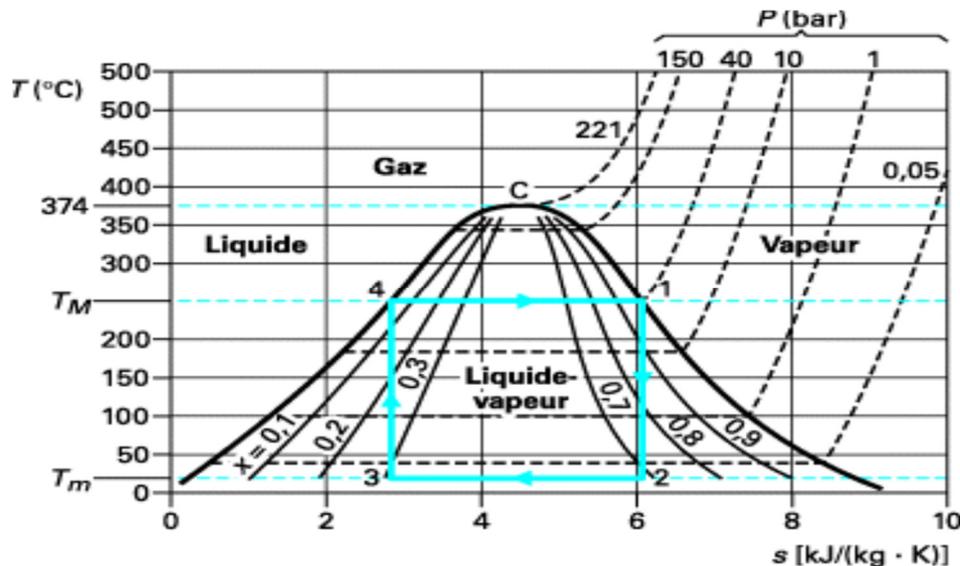


Figure III.8 Cycle de Carnot dans le Diagramme entropique (T, S)

Le rendement d'une machine fonctionnant selon ce cycle est le rendement de Carnot donné par :

$$\eta_{th} = - \frac{W_{T12} - W_{T34}}{q_{41}} = \frac{T_M - T_m}{T_M}$$

Avec T_M et T_m respectivement, les températures des sources chaude et froide égales, dans un cycle de Carnot, aux températures maximale et minimale du cycle, q_{41} est la chaleur totale fournie au système. La valeur maximale du rendement théorique de ce cycle atteint 60%.

III-5.b. Cycle de Rankine et cycle de Hirn

• Description

Le cycle de Rankine (ne diffère du cycle de Carnot que par le fait que la condensation du fluide moteur est complète (jusqu'à l'état de liquide saturé, il n'est pas envisageable de pratiquer une compression sur un fluide diphasique (mélange liquide-vapeur), dans une pompe. Pour éviter cette situation, on est conduit à prolonger la condensation 2-3 jusqu'à obtenir le liquide seul (figure III.9). Le pompage a lieu alors dans la zone du liquide selon la transformation 3-4 et le liquide est envoyé dans le ballon, ce qui a pour effet de réduire énormément le travail de compression. Le cycle ainsi obtenu est le cycle de Rankine, utilisé couramment dans les petites installations de l'ordre de quelques centaines de kilowatts à quelques mégawatts et pour des pressions maximales inférieures à 50 bars.

Le cycle de Rankine constitue le cycle théorique des centrales nucléaires à vapeur. En effet, les réacteurs nucléaires actuels réalisent des sources de chaleur à température peu élevée, ce qui explique le recours à un cycle à vapeur sans surchauffe.

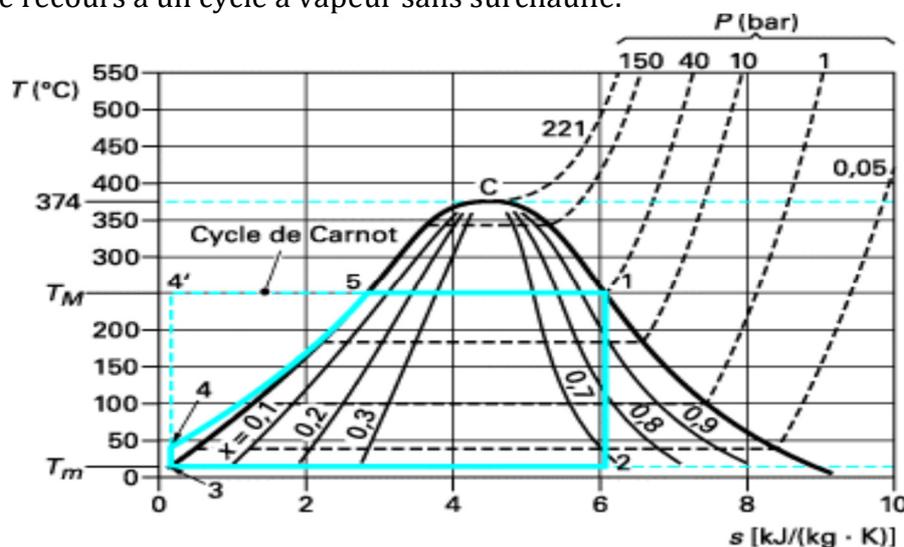


Figure III.9 Cycle de Rankine d'une IMV et cycle de Carnot associé pour l'eau

La comparaison des aires de ce cycle et de celle du cycle de Carnot associé (mêmes températures extrêmes) met en évidence la perte du rendement du cycle de Rankine par rapport à celui du cycle de Carnot, voir (Figure III.9).

Dans un fonctionnement selon un cycle de Rankine, la détente du fluide a lieu dans la zone diphasique. Une telle situation est dommageable pour le fonctionnement de la turbine (l'humidité entraîne l'érosion de la turbine).

Afin d'éviter cette situation, on pratique une surchauffe (6-1) de la vapeur à la sortie du ballon dans le GV avant qu'elle ne pénètre dans la turbine. Il faut que la surchauffe soit suffisante pour que la majeure partie de la détente ait lieu dans la zone de vapeur surchauffée. Ceci a pour effet d'augmenter énormément le travail de détente et donc le travail utile est d'améliorer les conditions de fonctionnement de la turbine et donc son rendement interne puisque une grande partie des étages de la turbine fonctionnent avec de la vapeur sèche.

En pratique cette surchauffe est limitée par le niveau maximal de température admissible (jusqu'à 600°C) dans les installations classiques, ce qui permet d'utiliser des matériaux peu onéreux). Ce fonctionnement utilisé dans les IMV (installations motrices à vapeur) de puissance moyenne (5 à 20 MW), correspond au cycle de Hirn (figure III.11).

N.B. La très grande variation du débit-volume au cours de la détente représente l'une des principales contraintes technologiques des centrales à vapeur.

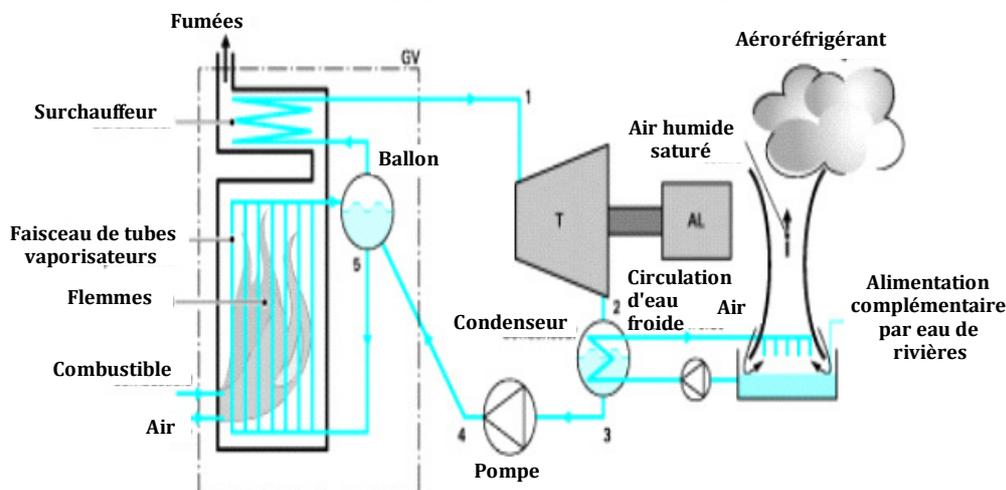


Figure III.10 Installation motrice à vapeur fonctionnant sur la base d'un cycle de Hirn.

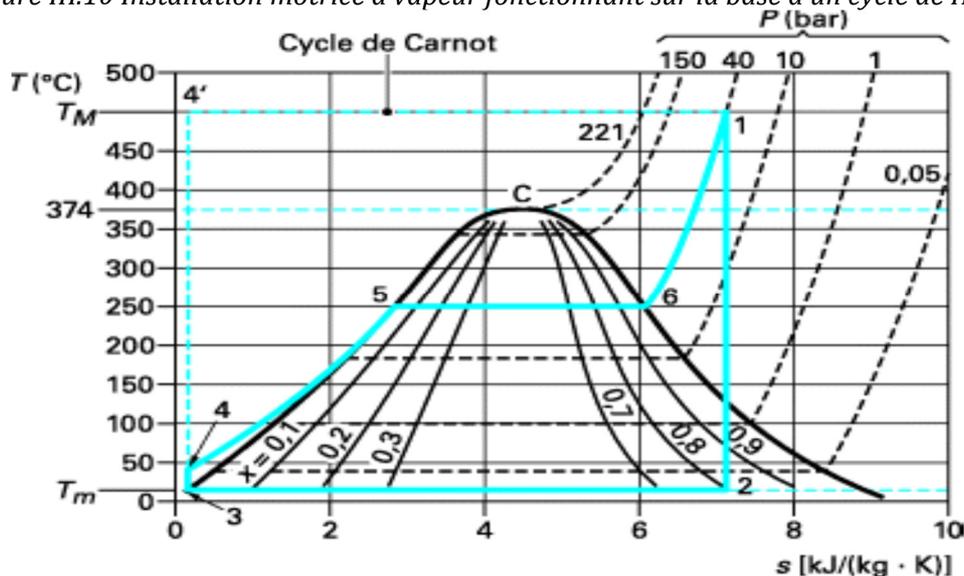


Figure III.11 Cycle de Hirn et cycle de Carnot associés pour l'eau

• Expressions du rendement théorique

Pour ce type de cycles, le rendement théorique η_{th} est calculé à partir des valeurs des enthalpies massiques h de l'eau aux divers points caractéristiques du cycle. Ainsi, on notera que :

$$\eta_{th} = - \frac{W_{T12} - W_{T34}}{q_{41}} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{(h_1 - h_4)}$$

En procédant comme précédemment avec le cycle de Rankine, on constate que le cycle de Hirn a un rendement nettement plus faible que celui d'un moteur de Carnot fonctionnant entre les mêmes températures extrêmes. L'écart est d'ailleurs plus important que dans le cas d'un cycle de Rankine. Il ne faut cependant pas en conclure que le rendement d'une IMV fonctionnant selon le cycle de Hirn est inférieur à celui d'une IMV fonctionnant selon le cycle de Rankine car les températures maximales T_M sont différentes pour des pressions maximales de cycle identiques, le rendement théorique de cycle de Hirn est d'environ de 42%.

III-5.c. Cycle de Hirn avec resurchauffe

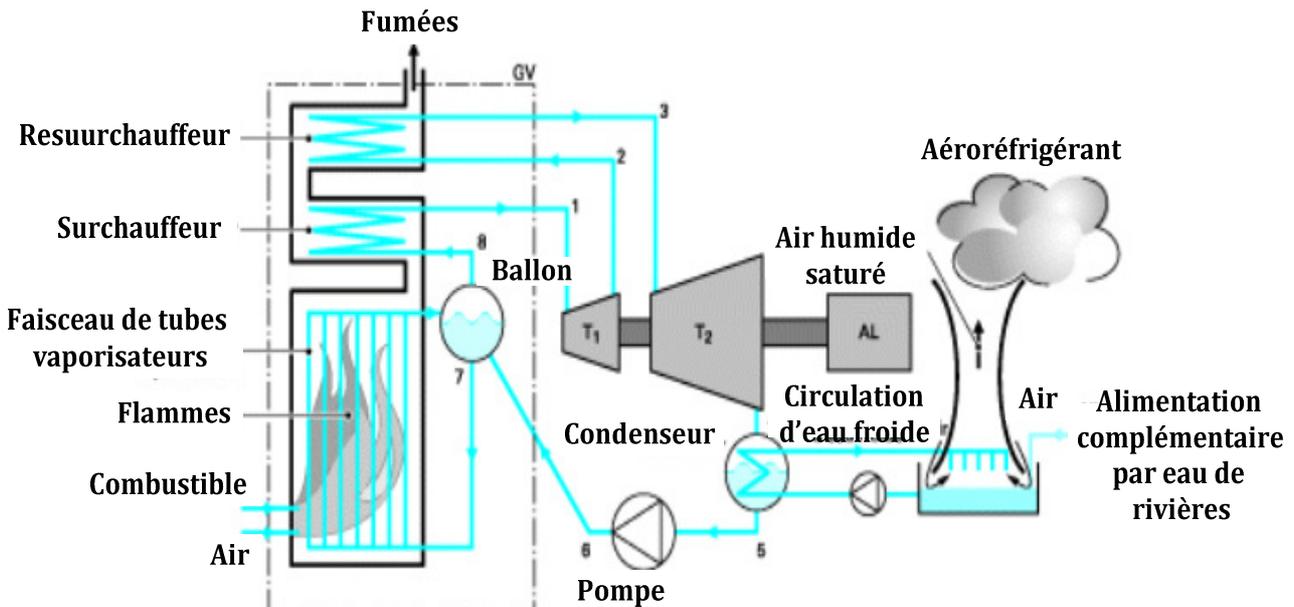


Figure III.12 Schéma d'une IMV fonctionnant sur la base d'un cycle de Hirn avec surchauffe

Une première idée pour améliorer le cycle de Hirn consiste à se rapprocher du cycle de Carnot en effectuant des resurchauffes (ou réchauffes). Dans ce cas, on commence par détendre partiellement le fluide, puis on le refait passer dans la chaudière, où il est réchauffé, à la nouvelle pression, jusqu'à la température maximale du cycle. Cette opération peut le cas échéant être répétée plusieurs fois, générant ce que l'on appelle une para-isotherme.

Dans le cycle de Hirn (figure III.13) on note que la détente réversible jusqu'à la température ambiante (du condenseur) conduirait à obtenir de la vapeur humide contenant près de 30 % de liquide environ, pour éviter ça, la détente est alors faite en deux temps :

- Une première détente 1-2 est réalisée dans le domaine de la vapeur surchauffée ;
- La deuxième partie de la détente 3-4 a lieu après une nouvelle surchauffe 2-3 de la vapeur ;
- La deuxième surchauffe est faite en général jusqu'à la même température que celle de fin de première surchauffe. La détente totale a lieu dans le domaine de la vapeur sèche (surchauffée) ce qui est favorable au fonctionnement de la turbine.

La pression de surchauffe (40 bar pour notre cas) ne sera plus la pression maximale atteinte au premier chauffage (150 bar pour notre cas), là où la première détente est toutefois interrompue à 40 bars, et la vapeur partiellement détendue est alors resurchauffée jusqu'à 480°C.

Le rendement théorique du cycle de Hirn a resurchauffe est donné par :

$$\eta_{th} = - \frac{W_{t12} + W_{t34} - W_{t56}}{q_{61} + q_{23}} = - \frac{\Delta h_{12} + \Delta h_{34} - \Delta h_{56}}{\Delta h_{61} + \Delta h_{23}} = \frac{(h_1 - h_2) + (h_3 - h_4) - (h_6 - h_5)}{(h_1 - h_6) + (h_3 - h_2)}$$

Le rendement théorique de ce cycle peut arriver à 46%.

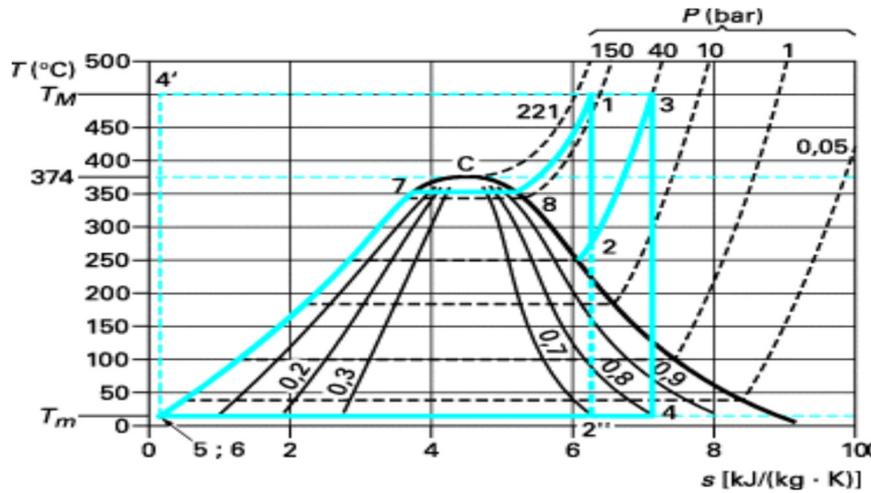


Figure III.13 Cycle de Hirn à resurchauffe

III-5.d. Cycle de Hirn avec soutirage de vapeur

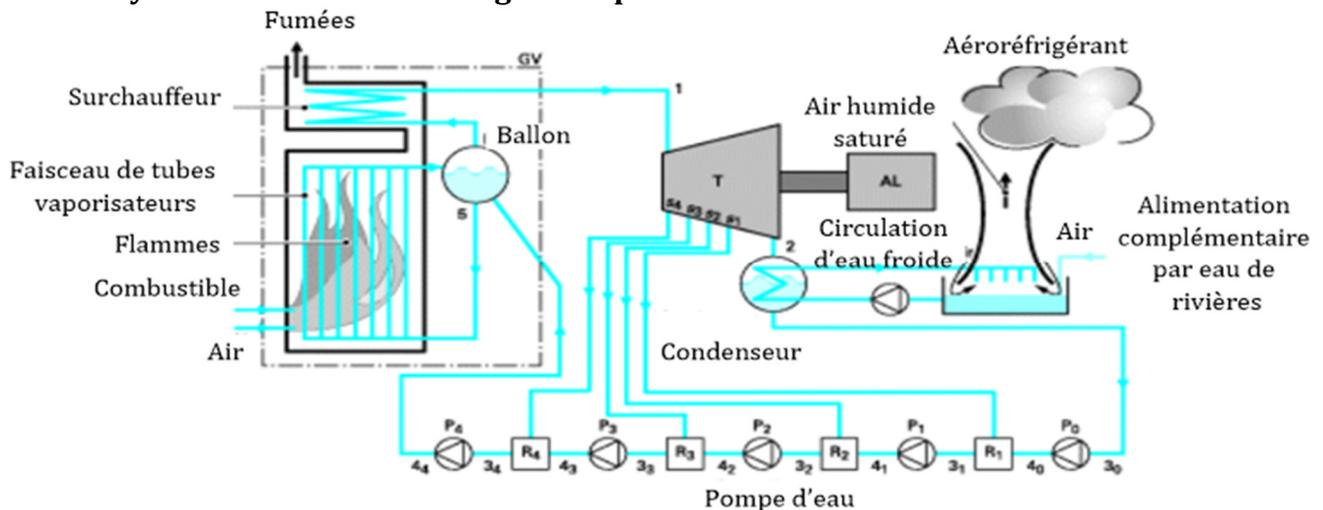


Figure III.14 IMV à cycle de Hirn avec quatre soutirages de vapeur

Le rendement d'un cycle pouvait être amélioré en utilisant la chaleur contenue dans le fluide au cours de son refroidissement ou de sa détente pour réchauffer le fluide lors d'une autre étape de son évolution ; voir (figure III.14), C'est le principe utilisé dans les cycles à rendement maximal.

Pour un débit de vapeur donné en entrée de turbine, les soutirages diminuent la puissance délivrée par la machine puisque le débit dans la turbine diminue au fil des soutirages, en revanche le rendement croît. On montre que l'amélioration du rendement suit l'augmentation du nombre de soutirages, mais le gain diminue à chaque soutirage supplémentaire. On arrive ainsi à un optimum économique qui, pour les centrales classiques, est de 7 à 9 soutirages.

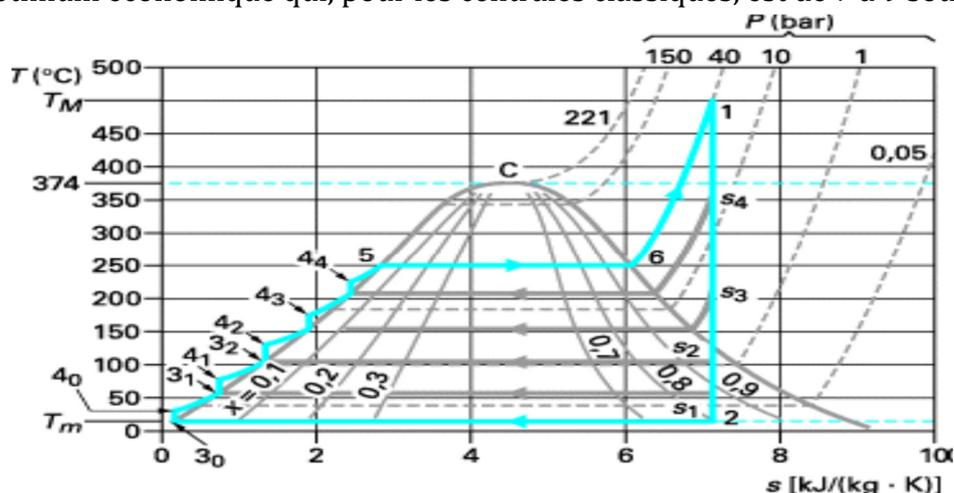


Figure III.15 Cycle de Hirn avec soutirages de vapeur

Le réchauffage de l'eau est réalisé par la vapeur soutirée, C'est un réchauffage gratuit. En réalité ce réchauffage se par une production moindre d'énergie mécanique sur l'arbre de la turbine. En notant par \dot{m}_i les débits massiques dans chacun des soutirages (si), et par \dot{m} le débit qui traverse le générateur de vapeur, les puissances thermiques et mécaniques mises en jeu sont données par :

$$q = \dot{m}(h_1 - h_{4n})$$

$$-W_t = \dot{m}(h_1 - h_2) - \sum_{i=1}^n \dot{m}_i (h_{si} - h_2)$$

$$\eta_{th} = -\frac{W_t}{q} = \frac{\dot{m}(h_1 - h_2) - \sum_{i=1}^n \dot{m}_i (h_{si} - h_2)}{\sum_{i=1}^n \dot{m}_i (h_{si} - h_2)}$$

III-5.e Cycle supercritique

Pour améliorer le rendement des centrales électrogènes, on tend à utiliser des cycles supercritiques, c'est-à-dire des cycles dans lesquels le réchauffage de l'eau a lieu à une pression supérieure à la pression critique, soit supérieure à 221 bars. Il n'y a plus alors de palier de changement de phase liquide/vapeur, mais une évolution progressive du liquide vers le gaz, comme on peut le voir sur la figure III.16. Dans les cycles étudiés précédemment la température et la pression de la vapeur à l'entrée de la turbine sont limitées respectivement aux environs de 550 °C et 165 bars limitant ainsi le rendement thermique du cycle aux environs de 40%. Cette limitation est due principalement à la résistance mécanique et thermique des matériaux utilisés notamment pour les tubes de la chaudière.

Pour obtenir un rendement thermique du cycle appréciablement supérieur à 40%, il est nécessaire d'augmenter la température et la pression de la vapeur à l'entrée de la turbine. Actuellement, vue les progrès technologiques, dans les installations à vapeur fonctionnant suivant des cycles supercritiques la température est de l'ordre de 600 °C et la pression de l'ordre de 250 à 325 bars à l'entrée de la turbine. Pour 600°C et 225 bars, l'épaisseur minimal de la tuyauterie résistante à ces conditions a diminué de 250 mm, pour l'acier P22 avec 2,25% de Cr, à 93 mm pour l'acier P91 avec 9% de Cr, et à 68 mm pour l'acier HCM12A avec 12% de Cr. Des études aux USA envisagent une température de 700 °C et une pression de 415 bars à l'entrée de la turbine. Ceci permet une augmentation de 6 à 10% pour un surcout de l'investissement de l'ordre de 3 à 5%.

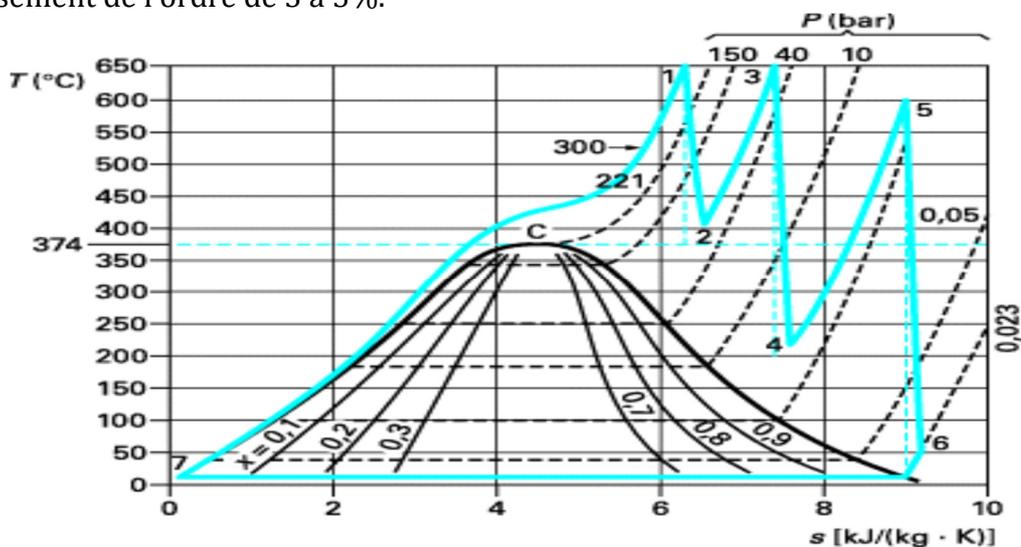


Figure III.16 IMV à cycle supercritique à deux resurchauffes

III-6. Centrales à cycle combiné

Dans les centrales thermiques à gaz, le fluide utilisé pour actionner la turbine est la fumée produite par la combustion du gaz avec l'air comprimé provenant du compresseur. Le rendement de la turbine à gaz la plus performante fabriquée à ce jour est de 40%, par contre le rendement des centrales à vapeur varie entre 38 et 42%.

A l'échappement de la turbine à gaz, la température des fumées dépasse les 500°C, une grande partie de la chaleur est ainsi perdue dans l'atmosphère. C'est cette chaleur résiduelle qui est récupérée dans une centrale en cycle combiné pour produire de la vapeur alimentant

un cycle à vapeur. L'échange de chaleur est effectué dans une chaudière de récupération qui assure la connexion entre les deux installations motrices. Dans une centrale en cycle combiné, les rendements des turbines gaz et vapeur ne sont pas aussi élevés que dans les cycles simples, mais leur combinaison donne tout de même un rendement global de l'ordre de 55% à 60%. Depuis les premières centrales en cycle combiné mises en service au début des années 70, cette technologie a connu ses plus importantes évolutions avec l'amélioration des performances des turbines à gaz tant sur la taille que sur le rendement de ces dernières.

Pour les cycles combinés dont les rendements varient de 55 à 60%, à chaque amélioration du rendement de 1 point, correspond, environ 3 Nm³ de gaz naturel épargné dans la production de chaque MWh électrique.

III-6.a. Distribution énergétique d'une installation à cycle combiné

Dans une installation à cycles combinés, le fluide de l'IMV est chauffé par les gaz d'échappement de la turbine à gaz. Le schéma de principe de l'installation est donné sur la figure III.17. L'échange thermique entre les gaz de la turbine à gaz et l'eau de l'IMV a lieu dans un échangeur de chaleur appelé chaudière de récupération qui joue le rôle du GV d'une IMV. Compte tenu des niveaux de température, le cycle de base de l'IMV est un cycle de Hirn avec des soutirages. Analyse énergétique du cycle combiné (gaz-vapeur) :

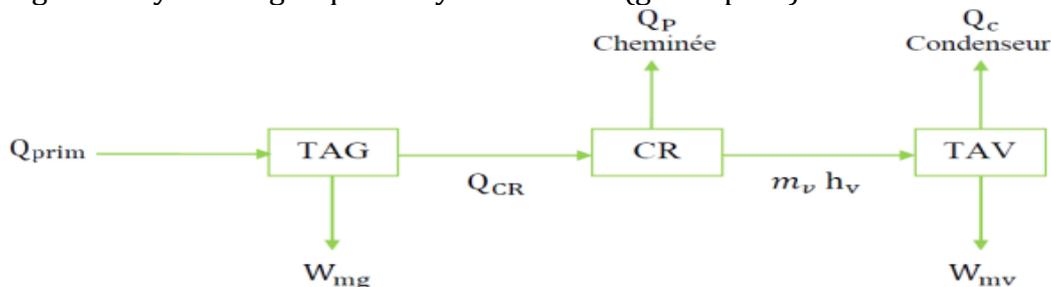


Figure III.17 Organigramme d'une centrale à cycle combiné

Bilans thermique :

- Turbine à gaz : $Q_{prim} = W_{mg} + Q_{CR}$;
- Chaudière de récupération : $Q_{CR} = Q_p + m_v \cdot h_v$;
- Turbine à vapeur : $m_v \cdot h_v = W_{mv} + Q_c$;
- Turbine à gaz : $\eta_{tg} = \frac{W_{mg}}{Q_{prim}}$;
- Chaudière de récupération : $\eta_{CR} = \frac{m_v \cdot h_v}{Q_{CR}}$;
- Turbine à vapeur : $\eta_{tv} = \frac{W_{mv}}{Q_{prim}}$;
- Rendement de l'installation : $\eta_{in} = \frac{W_{mg} + W_{mv}}{Q_{prim}}$.

III-6.b. Intérêt du Cycle Combiné

Dans une turbine à gaz en cycle ouvert, 2/3 de l'énergie introduite sous forme de combustible est perdue dans les fumées.

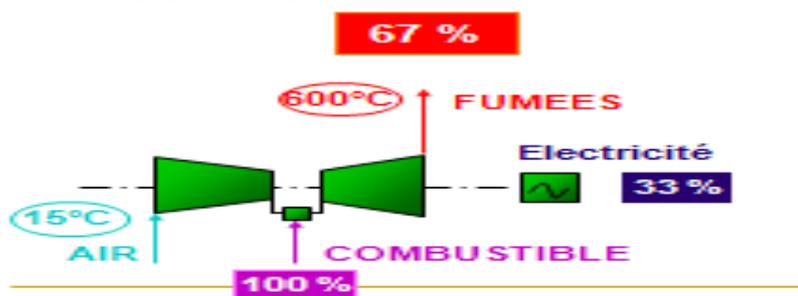


Figure III.18 Exemple sur le rendement d'une centrale à gaz

Tous les cycles thermodynamiques ont un rendement défini par :

$$\eta = \frac{\text{Energie récupérée}}{\text{Energie fournie}}$$

Remarque :

- La majorité des pertes d'une turbine à gaz sont des pertes de chaleur à l'échappement ;
- Le cycle combiné permet de récupérer sur la turbine à vapeur la moitié de la puissance générée par la turbine à gaz.

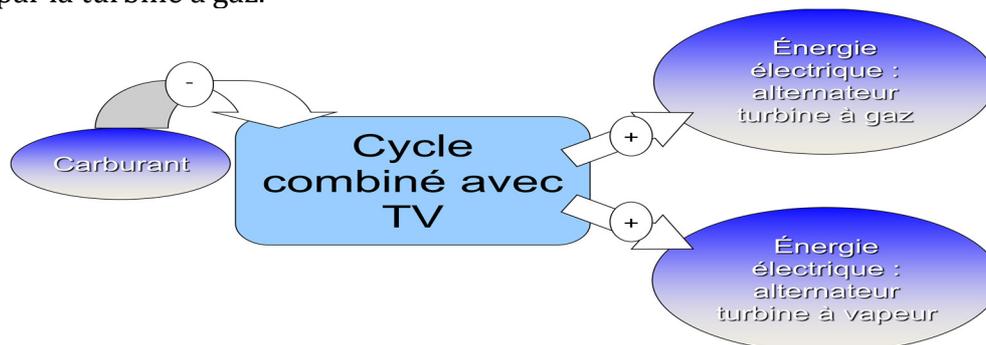


Figure III.19 Exemple des différents composants d'une centrale à cycle combiné

Le nouveau rendement est défini comme suit:

$$\eta = \frac{\text{Énergie électrique (TG + TV)}}{\text{Énergie fournie}} \quad (\text{ce rendement peut atteindre jusqu'à } 60\%)$$

III-6.c. Avantages d'une centrale à cycle combiné

Amélioration du rendement (55-60%), réduction de 50% des émissions de (CO₂), démunitions de rejet des oxydes d'azote (NOX) et suppression de émission des rejets de soufre (So₂).

III-6.d. Principe de fonctionnement d'une centrale à cycle combiné

La production d'électricité dans une centrale électrique à cycle combiné (TGV) commence par la combustion de gaz naturel dans la chambre de combustion d'une turbine à gaz. Les gaz de combustion chaud entraînent la turbine. Celle-ci est couplée à un alternateur qui produit de l'électricité une première fois. Les gaz de combustion quittent la turbine a gaz et aboutissent dans la chaudière de récupération.ils servent à chauffer la tuyauterie dans la quelle circule de l'eau qui sera transformée en vapeur sous l'effet de la chaleur. Les gaz de combustion s'échappent par la cheminée. A son tour la vapeur entraine une turbine à vapeur couplée à un alternateur. De l'électricité est ainsi produite une deuxième fois. A la sortie de la turbine la vapeur est dirigé ver un condenseur ou un aérocondenseur. Dans un aérocondenseur la vapeur traverse un grand nombre de tubulures refroidies par un courant d'air ambiant produit par de grands ventilateurs. Au contact de l'air froid, la vapeur se condense et retourne sous forme d'eau vers la chaudière de récupération. Dans un condenseur à eau, la vapeur glisse le long d'une multitude de tube contenant de l'eau de refroidissement froide, la vapeur cède sa chaleur à l'eau de refroidissement est se condensent et retourne vers la chaudière de récupération.

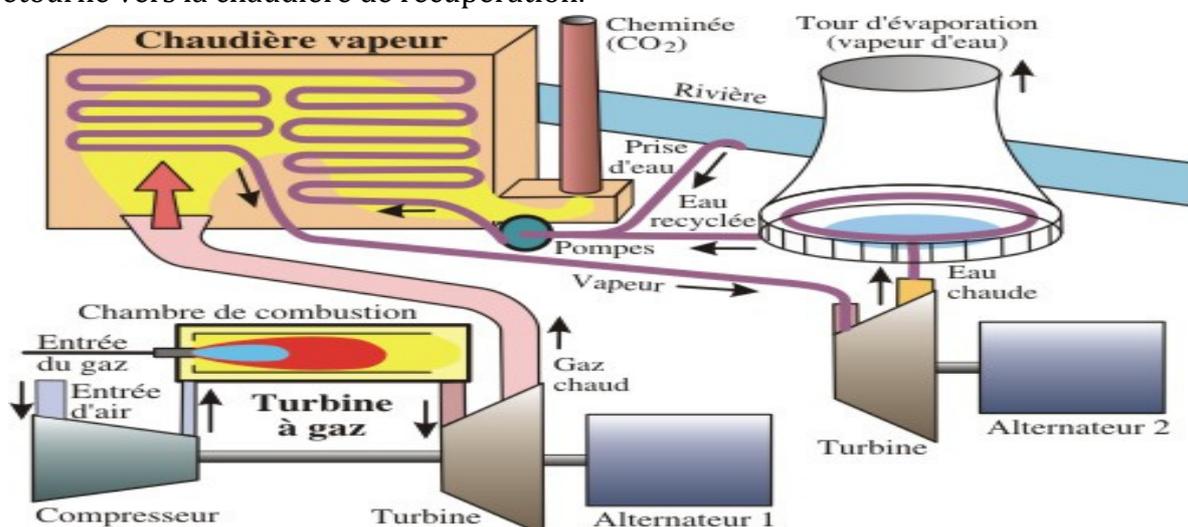


Figure III.20 Schéma d'une centrale à cycle combiné

III-6.e. Types de centrale à cycle combiné

En effet, les cycles combinés peuvent se présenter selon deux configurations :

- Cycle combiné single-shaft : est un cycle constitué d'une seule turbine à gaz, d'une seule chaudière de récupération qui alimente une turbine à vapeur et d'un unique alternateur dimensionné pour les deux turbines. La configuration single shaft se caractérise par le fait que les équipements : turbine à gaz, turbine à vapeur et alternateur sont agencés selon une disposition longitudinale, pour ne constituer qu'une seule ligne d'arbre.
- Cycle combiné multi-shaft : est un cycle constitué d'une ou plusieurs turbines à gaz, d'une chaudière de récupération pour chaque turbine à gaz ou d'une chaudière commune à toutes les turbines à gaz, d'une turbine à vapeur et d'un alternateur pour chaque turbine. La configuration multi-shaft se caractérise par le fait que les équipements turbo-alternateurs à gaz et à vapeur peuvent être agencés selon la forme du site.

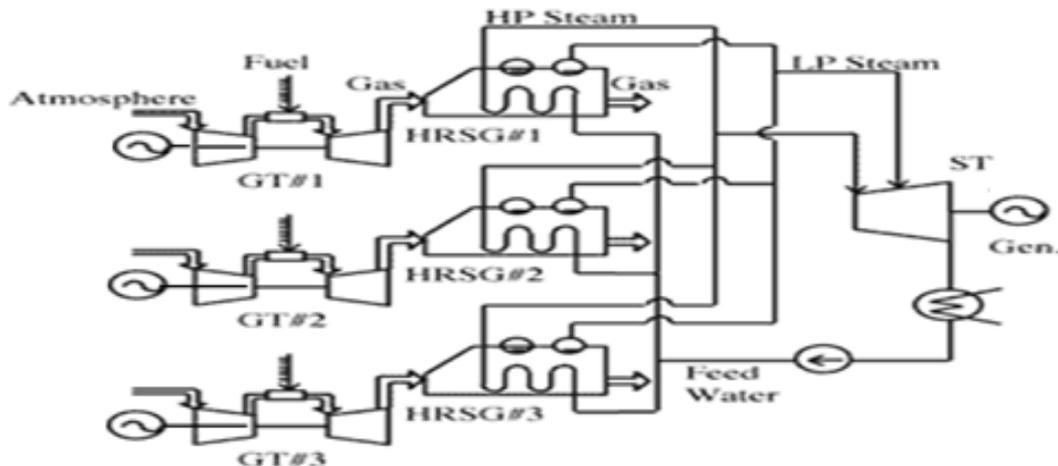


Figure III.21 Principe de fonctionnement d'une centrale multi-shaft

III-6.f Exemple d'un bilan thermique

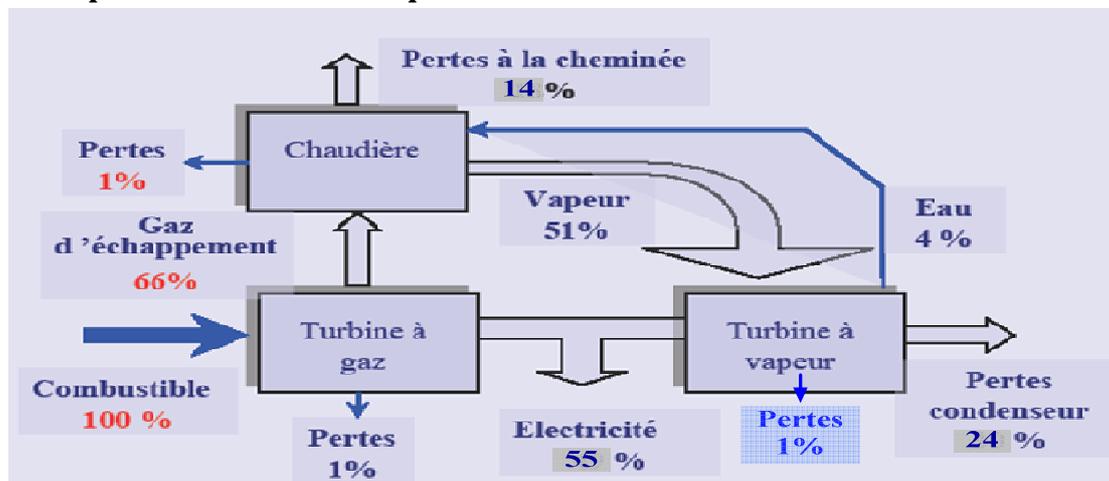


Figure III.22 Exemple d'un bilan thermique d'une centrale à cycle combiné

III-7. La cogénération : de quoi s'agit-il ?

La cogénération est un principe de production simultanée d'électricité et de chaleur, cette chaleur étant issue de la production électrique. L'idée de cogénération se base sur le fait que la production électrique dégage une grande quantité de chaleur, habituellement dissipée dans l'environnement. En réponse à une demande thermique (chauffage, process industriel, ...), elle propose d'utiliser le cycle de génération électrique également comme source thermique.

Les techniques de cogénération consistent à récupérer et à valoriser le plus possible cette énergie thermique résiduelle et disponible. L'énergie électrique de la cogénération est soit autoconsommée, soit réinjectée sur le réseau électrique public suivant des conditions techniques et économiques fixées par les pouvoirs publics. L'énergie thermique sert le plus souvent au chauffage des bâtiments et/ou à la production d'eau chaude sanitaire ou à des procédés industriels.

La cogénération conduit donc à :

- Une production décentralisée d'électricité (au regard des grandes centrales thermiques ou nucléaires) qui, à travers le réseau électrique, peut alimenter des clients proches ou éloignés.
- Une production de chaleur qui doit être consommée à proximité (le plus souvent : site industriel ou réseau de chaleur adapté) une zone urbaine assez dense).
- La trigénération: La tri-génération est une extension de la cogénération, avec production d'une troisième catégorie d'énergie, en général du froid. Ce froid peut être produit mécaniquement, par utilisation directe de l'énergie mécanique du moteur ou de la turbine, il peut également être produit indirectement au travers par exemple d'un groupe à absorption alimenté par la vapeur ou l'eau surchauffée issues de la cogénération.

III-8. Centrales nucléaires

Une centrale nucléaire est un site industriel utilisant la fission de noyaux atomiques pour produire de la chaleur, dont une partie est transformée en électricité (entre 30 % et 40 % en fonction de la différence de température entre la source froide et chaude). C'est la principale mise en œuvre de l'énergie nucléaire dans le domaine civil. La première production d'électricité d'origine nucléaire (1951). Ainsi, en une vingtaine d'années, l'énergie nucléaire est passée de la connaissance de ses premiers principes à sa démonstration pratique. Après cette première application de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité aux États-Unis, le Royaume-Uni (1953), la Russie (le 27 juin 1954, la première centrale nucléaire civile fut connectée au réseau électrique à Obninsk en Union soviétique), la France (1956) et l'Allemagne (1961) lui ont emboîté le pas. Ainsi, cinq pays ont exploité cette source d'énergie pour produire de l'électricité dans la première décennie qui a suivi sa démonstration pratique.

Les centrales nucléaires peuvent produire des quantités considérables d'électricité à partir d'une très petite quantité de combustible. Une seule pastille de combustible nucléaire de 2,5 cm produit autant d'énergie que 807 kilogrammes de charbon, 677 litres de mazout ou 476 mètres cubes de gaz naturel. Parmi les particularités du cycle des centrales nucléaires, il faut mentionner la très grande valeur des débits mis en jeu. En effet, d'une part le travail utile par unité de débit y est de l'ordre de 60 % plus faible que celui des centrales classiques à charbon ou à fioul, d'autre part leur optimum technico-économique correspond à des puissances unitaires beaucoup plus importantes (900 ou 1 300 MW). Les débits massiques et volumiques sont donc très élevés. À l'échappement des corps bas pression, il faut limiter les vitesses pour augmenter l'efficacité et protéger le condenseur, ce qui conduit à concevoir des turbines gigantesques (jusqu'à 7 m de diamètre) avec des sections de passage très grandes. La seule solution pour respecter les contraintes mécaniques à l'extrémité des aubages est donc pour les puissances importantes, de diviser par deux la vitesse de rotation de la turbine, qui vaut 1 500 tr/mn.

Le rendement d'une centrale nucléaire est de l'ordre de 33% - auquel il faut ajouter les pertes en ligne sur le réseau Très Haute Tension. Les centrales électriques alimentées au fioul ou au charbon possèdent un rendement un peu supérieur (~40%) car elles fonctionnent avec une température de vapeur plus élevée (moins de contraintes de sécurité).

III-8.a. Fission nucléaire

La plupart des réacteurs utilisent comme combustible un uranium contenant entre 3 et 5 % d'uranium 235. L'uranium naturel (U238) n'en contient que 0,7 %. Il convient donc d'augmenter la concentration en uranium 235 pour obtenir une matière utilisable dans les réacteurs nucléaires (c'est l'enrichissement).

Deux procédés industriels sont actuellement exploités au niveau mondial : la diffusion gazeuse et la centrifugation.

- Un noyau d'uranium 235 est bombardé par un neutron. Ce choc va rendre le noyau d'U 235 instable qui va se rompre en deux nouveaux noyaux : c'est la fission. Cette réaction libère beaucoup d'énergie sous forme de chaleur. De nouveaux éléments apparaissent, on les appelle "produit de fission". En plus de ces éléments, des neutrons sont libérés. Les neutrons

libérés vont pour la plupart aller frapper d'autres noyaux d'uranium qui, à leur tour, vont se rompre en libérant d'autres neutrons : c'est la réaction en chaîne.

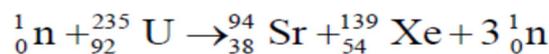
III-8.a.1. Enrichissement de l'Uranium en Uranium 235

L'Uranium naturel est principalement constitué d'Uranium 238, il ne contient que 0,7% d'Uranium 235. Or seul celui-ci est apte à être utilisé pour produire la fission de son noyau qui libère de l'énergie utilisable pour produire de l'électricité. L'uranium naturel ne contient pas assez d'Uranium 235 pour être économiquement utilisé dans des réacteurs électronucléaires actuels. Il faut donc enrichir l'Uranium naturel en Uranium 235 de façon à obtenir un Uranium contenant 3 à 4% d'Uranium 235 (pour des usages militaires, il faut enrichir jusqu'à 90%).

Relativement peu de pays ont des installations d'enrichissement car cette opération est politiquement délicate, une usine pouvant être poussée à des enrichissements de 90%, peut alors produire un Uranium de qualité militaire. Actuellement, ont des capacités d'enrichissement : les Etats-Unis, la Grande Bretagne, la France, le Japon, la Chine, le Pakistan, l'Inde, les Pays bas, la Russie, alors que le Brésil et l'Iran ont des capacités un peu faibles.

Il existe aujourd'hui deux procédés industriels d'enrichissement de l'uranium : **la diffusion gazeuse** et **la centrifugation**. Si la première est la plus répandue actuellement, la seconde s'avère plus performante.

III-8.a.2. Exemple de fission nucléaire : un neutron lent peut s'introduire dans un noyau d'uranium-235 et y rester. Le noyau excité se scinde en deux fragments suivant une multitude de possibilités dont l'une est :



Les neutrons sortant de cette réaction sont des neutrons rapides et peuvent donner lieu à une fission nucléaire si on les ralentit (neutrons thermiques, vitesse de 2,2 km/s). L'énergie libérée est:

$$\Delta E = E_{\text{réactifs}} - E_{\text{produits}} = [(m_U + m_n) - (m_{Xe} + m_{Sr} + 3m_n)]c^2$$

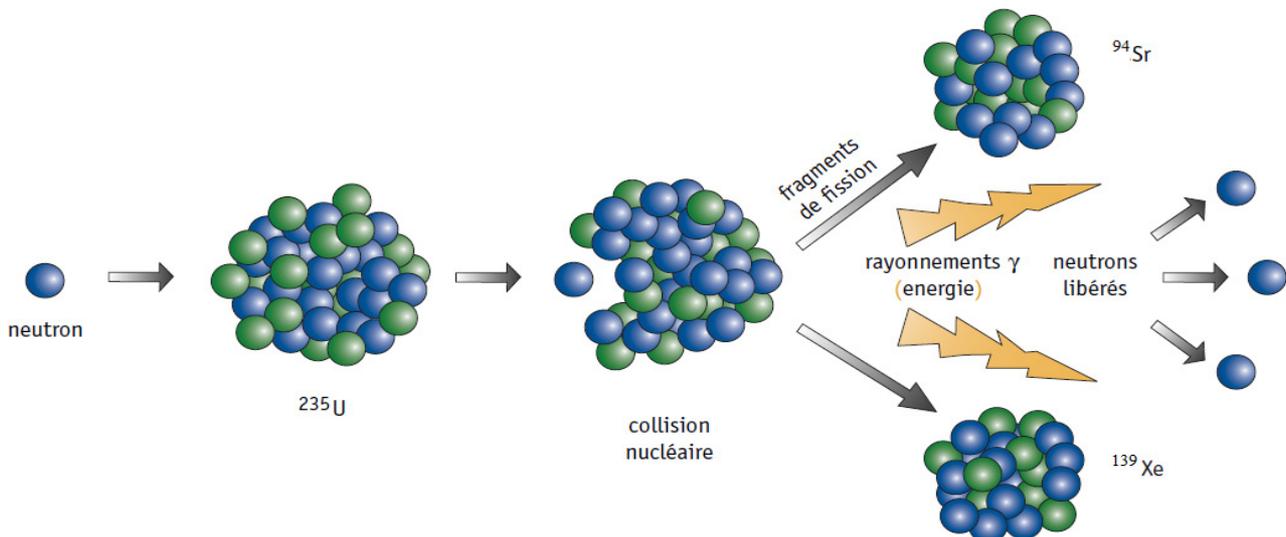


Figure III.23 Principe d'une réaction en chaîne

III-8.a.3. Contrôle de la réaction en chaîne

Pour entretenir une réaction en chaîne, il faut qu'à chaque instant le nombre de neutrons produits dans le cœur par les fissions soit exactement égal au nombre de neutrons qui disparaissent dans le cœur ou s'en échappent. Le rapport de la production à la disparition est appelé coefficient de multiplication, noté K, et il doit donc être rigoureusement égal à 1. Cet état est appelé criticité, et le réacteur est alors critique, ce qui, pour un réacteur nucléaire, n'a aucun caractère péjoratif... au contraire. Si ce nombre K est inférieur à 1, les neutrons disparaissent rapidement, la réaction en chaîne s'arrête et donc le réacteur aussi : on dit que le cœur est sous-critique. A l'inverse, si K est supérieur à 1, le nombre de neutrons va augmenter très rapidement, donc aussi les fissions, ainsi que l'énergie dégagée dans le cœur,

et la réaction en chaîne va «s'emballer». On dit alors que le cœur est sur-critique. Pour conserver en permanence le réacteur critique ($K=1$), on introduit, ou on retire, selon les besoins, des poisons ou absorbants neutroniques, éléments composés de noyaux qui absorbent des neutrons. On utilise généralement 3 types d'absorbants :

- Des barres mobiles, appelées barres ou grappes de contrôle, que l'on fait pénétrer plus ou moins dans le cœur (Il faut donc éliminer les neutrons excédentaires; c'est le rôle des barres de contrôle contenant du cadmium (Cd): c'est un métal neutrophage c'est à dire absorbeur de neutrons) ;
- Des corps dissous dans le caloporteur et dont on peut faire varier la concentration au cours du temps. On parle d'empoisonnement homogène ;
- Des corps dispersés dans le combustible lui-même et qui disparaissent progressivement. On les appelle poisons consommables.

III-8.c. Fonctionnement d'une centrale nucléaire

Le réacteur nucléaire permet de produire à volonté une réaction de fission en chaîne et d'en régler l'intensité. L'énergie considérable produite par cette réaction est utilisée dans une "chaudière nucléaire" qui transforme de l'eau en vapeur. A l'intérieur de la centrale électronucléaire, la force motrice de cette vapeur actionne un turbo-alternateur et produit de l'électricité. A la sortie du turboalternateur, la vapeur est retransformée en eau dans un "condenseur" refroidi par l'eau de mer ou de rivière ou encore par l'air frais et humide qui s'engouffre dans les tours en béton appelées "aéroréfrigérants". Cette eau est ramenée vers le réacteur nucléaire pour être à nouveau transformée en vapeur refermant ainsi le cycle.

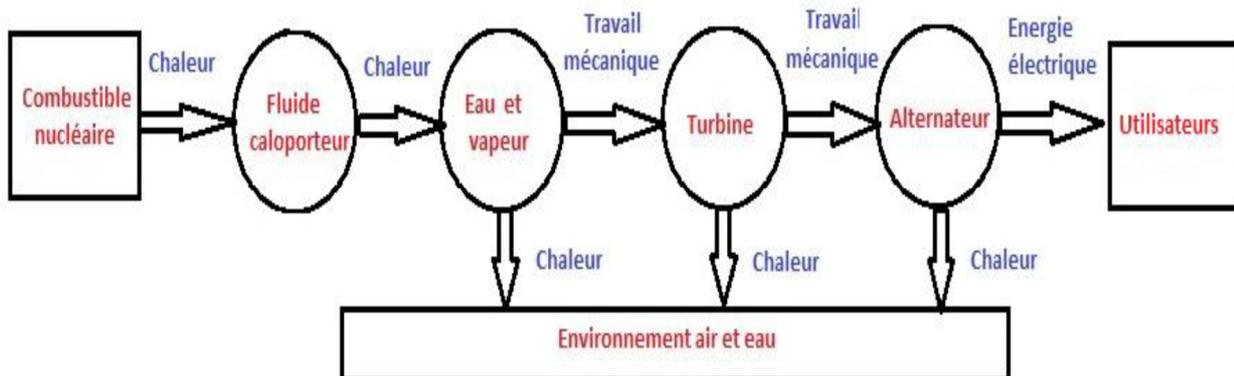


Figure III.24 Chaîne de conversion de l'énergie nucléaire

III-8.d. Types des centrales nucléaires

Différents types de réacteurs ont été développés. Ils diffèrent par la nature de leur combustible, de leur fluide de refroidissement et de la configuration de leur cœur:

III-8.d.1. Filières à eau "ordinaire" ou "légère"

Elles sont représentées par les réacteurs à eau bouillante (REB) et par les réacteurs à eau sous pression (REP), ces derniers étant, de loin, les plus utilisés dans le monde (66 % du parc actuel en puissance installée). Dans les deux types de réacteur, une cuve contient le cœur du réacteur avec le combustible ;

- Dans un réacteur nucléaire à eau sous pression (REP), l'eau dans le circuit primaire est maintenue à une pression suffisamment élevée pour l'empêcher de bouillir et la garder sous forme liquide (300 °C, 150 bar). De plus, cette eau n'est pas envoyée directement à la turbine. Elle est séparée du circuit secondaire, c'est la vapeur produite par l'eau secondaire qui est acheminée vers le turboalternateur ;
- Dans les REB, présence d'un seul circuit, l'eau légère étant portée à l'ébullition dans le cœur, la vapeur produite est acheminée directement par des tuyauteries vers le turboalternateur (280 °C, 70 bar). Ce type de réacteur nécessite d'augmenter le volume du cœur par rapport au REP. En plus sa puissance spécifique est plus faible: au même volume de combustible et, approximativement, au même nombre de crayons et à la même puissance que pour un réacteur REP, il faut associer un volume d'eau plus important.

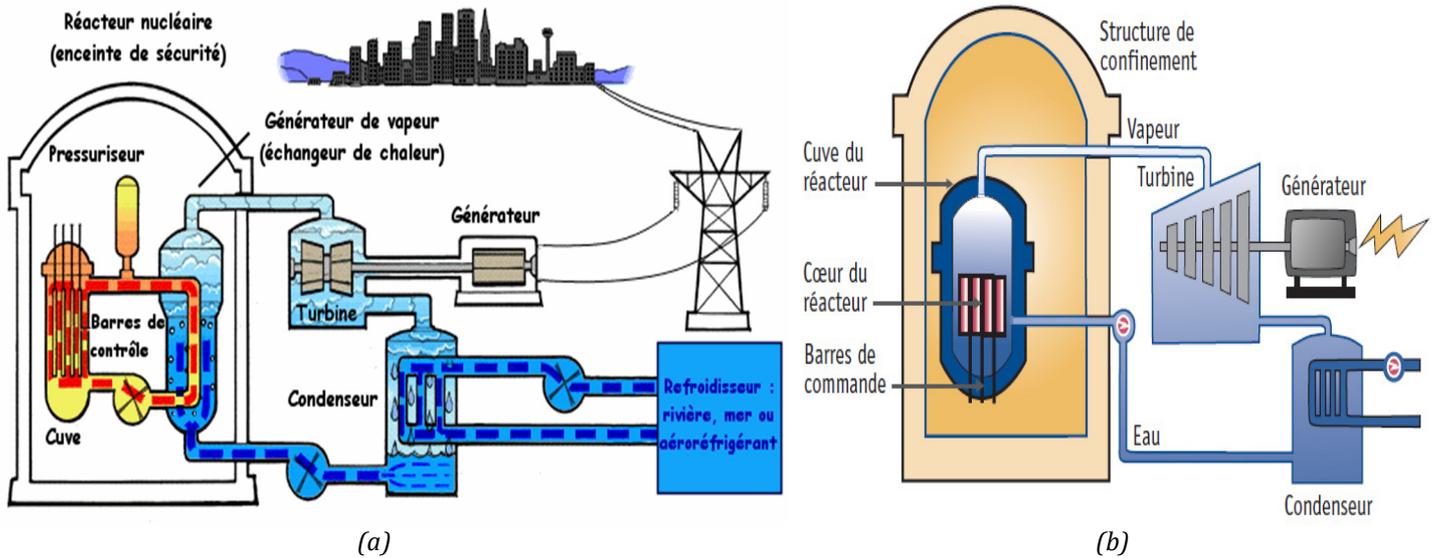


Figure III.25 Principe d'une centrale nucléaire (a) REP et (b) REB

III-8.d.2. Réacteurs à eau lourde

On appelle eau lourde, de l'eau dont les molécules sont formées, comme celles de l'eau ordinaire, de deux atomes d'hydrogène et d'un atome d'oxygène, mais presque tous les atomes d'hydrogène ont un noyau qui comporte un neutron en plus du proton habituel. On dénomme deutérium, noté D, cet isotope lourd de l'hydrogène, et l'eau lourde a pour formule chimique D_2O . Le deutérium est le meilleur matériau modérateur car il ralentit les neutrons presque aussi bien que l'hydrogène. Il ne se trouve cependant naturellement qu'en faible proportion dans l'eau (0,015%) et sa concentration est coûteuse en énergie. L'eau lourde de refroidissement primaire sous pression (11 bar, 300 °C) circule dans des tubes de force horizontaux en alliage zirconium-niobium, ou canaux, contenant les assemblages combustibles, puis passent dans des générateurs de vapeur analogues à ceux des réacteurs REP, le circuit secondaire étant également analogue à celui des REP ;

III-8.d.3. Réacteurs à graphite et eau bouillante

Développés par les Soviétiques pour produire à la fois de l'électricité et du plutonium pour les armes atomiques, les Reaktor Bolshoy Moshchnosti Kanalnyi (RBMK), réacteurs à graphite et eau bouillante, sont restés confinés à l'Union Soviétique pour cette raison. Il en reste 11 en Russie, pour une puissance totale de 10 GWe (sans compter 4 très petits réacteurs électro-calogènes en Sibérie). Presque inconnue à l'Ouest, la filière RBMK a acquis une fâcheuse notoriété en 1986 avec l'accident de la tranche 4 de Tchernobyl. Le combustible en oxyde d'uranium légèrement enrichi est refroidi par de l'eau bouillante qui circule dans des tubes de force traversant verticalement un énorme massif de graphite qui joue le rôle de modérateur.

III-8.d.4. Réacteurs graphite-gaz

En France et au Royaume Uni, les premiers réacteurs, alimentés en uranium naturel métallique, étaient modérés par un empilement de graphite et refroidis par du gaz carbonique sous pression.

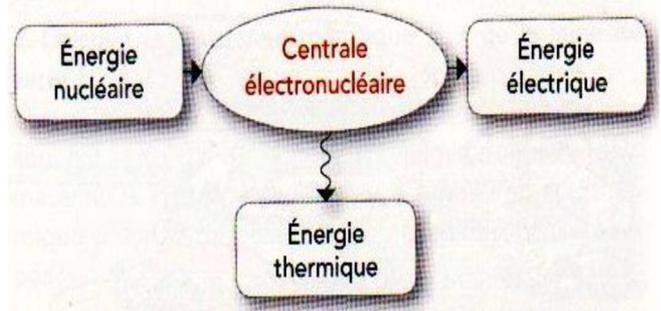
III-8.d.5. Réacteurs à neutrons rapides

Dans ces réacteurs, les neutrons n'ont pas besoin d'être ralentis, d'où leur nom. Le fluide caloporteur est soit un métal liquide (souvent le sodium) soit un gaz inerte (l'hélium). Leur combustible contient du plutonium, élément artificiel qui, comme l'uranium 235, a la propriété d'être fissile. Le cœur des réacteurs à neutrons rapides contient également de l'uranium 238 qui, bien que n'étant pas fissile et ne participant donc pas à la réaction en chaîne, présente la propriété de se transformer en plutonium en absorbant un neutron. Aussi, lorsqu'ils fonctionnent en mode surgénérateur, ces réacteurs produisent plus de plutonium qu'ils n'en consomment multipliant ainsi considérablement la récupération du contenu énergétique des ressources d'uranium.

Annexe A

A-1 Exemple d'application : Centrale électronucléaire

En France, en 2011, environ 75 % de la production d'électricité est réalisée dans des centrales électronucléaires. L'énorme énergie libérée par la fission de l'uranium 235 ne peut techniquement pas être entièrement convertie en énergie électrique. Pour évacuer l'énergie non convertie, la centrale doit être équipée d'un circuit d'eau de refroidissement. Les centrales électronucléaires sont donc construites à proximité de rivières, fleuves, mers ou océans. Ce circuit de refroidissement est un élément crucial pour la sécurité, car, s'il n'est plus alimenté en eau, la température peut augmenter jusqu'à la fusion du cœur du réacteur. C'est ce qui s'est passé lors de l'accident nucléaire de Fukushima en mars 2011. Le fonctionnement d'une centrale électronucléaire est modélisé par la chaîne énergétique suivante :



- Le cœur du réacteur fournit à la centrale une énergie thermique Q ;
- L'eau du circuit de refroidissement est à la température initiale $T = 16\text{ °C}$ et la centrale lui fournit une énergie thermique Q' ;
- Le travail électrique fourni par la centrale au réseau électrique est noté W . Le rendement de conversion de la centrale vaut 33 %.

1. Établir le bilan énergétique de la centrale en précisant le signe des grandeurs qui interviennent.
2. Comment se traduit la conservation de l'énergie lors du fonctionnement de cette centrale ?
3. Définir le rendement de conversion ρ de cette centrale électronucléaire.
4. Déduire de ce qui précède l'expression du transfert thermique entre la centrale et l'eau du circuit de refroidissement en fonction de W et ρ .
5. Quelle est la conséquence pour l'eau du circuit de refroidissement de ce transfert thermique ?
6. Ce circuit de refroidissement a un débit massique de $4,2.10^4\text{ kg.s}^{-1}$.
 - a) Exprimer la masse d'eau correspond au fonctionnement de la centrale pendant 10 min.
 - b) Quelle est l'élévation de la température de cette masse d'eau au cours de cette durée sachant que le travail électrique fourni par la centrale est de $5,4.10^{11}\text{ J}$.
7. Quel est l'effet d'une augmentation du débit de l'eau dans le circuit de refroidissement sur la température de cette eau ?
8. Au cours de quel phénomène météorologique peut-il être nécessaire d'arrêter ou de réduire le fonctionnement des centrales ? Justifier la réponse.
9. Pourquoi les centrales nucléaires contribuent-elles à réduire l'effet de serre ?

Donnée : pour l'eau liquide : $c = 4,18.\text{kJ.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$.

Solution :

1. Établir le bilan énergétique de la centrale en précisant le signe des grandeurs qui interviennent.

Le système {centrale} échange avec l'extérieur :

- Un travail électrique W , compté négativement, car fourni à l'extérieur par la centrale ;
- Un transfert thermique Q , compté positivement, car fourni à la centrale par l'extérieur (cœur du réacteur) ;
- Un transfert thermique Q' , compté négativement, car fourni à l'extérieur (circuit de refroidissement) par la centrale.

2. Comment se traduit la conservation de l'énergie lors du fonctionnement de cette centrale ?

- D'après la conservation de l'énergie pour ce système, l'énergie reçue par la centrale est égale à l'énergie fournie par la centrale :

$$Q = -W - Q' \text{ (puisque } W < 0 \text{ et } Q' < 0)$$

3. Définir le rendement de conversion ρ de cette centrale électronucléaire.

- Le rendement de conversion de la centrale est le rapport de l'énergie exploitable en sortie de chaîne et de l'énergie utilisée en entrée de chaîne :

$$\rho = -\frac{W}{Q} \text{ (Puisque } W < 0)$$

4. Déduire de ce qui précède l'expression du transfert thermique entre la centrale et l'eau du circuit de refroidissement en fonction de W et ρ .

- En combinant les deux relations précédentes, il vient :

$$Q' = -W - Q \text{ or } Q = -\frac{W}{\rho} \text{ donc } Q' = -W + \frac{W}{\rho} = W\left(\frac{1}{\rho} - 1\right) = W\left(\frac{1-\rho}{\rho}\right)$$

5. Quelle est la conséquence pour l'eau du circuit de refroidissement de ce transfert thermique ?

L'eau du circuit de refroidissement reçoit le transfert thermique $(-Q') > 0$, donc son énergie interne et sa température vont augmenter.

6. Ce circuit de refroidissement a un débit massique de $4,2 \cdot 10^4 \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$.

a- Exprimer la masse d'eau correspond au fonctionnement de la centrale pendant 10 min. En 600 s, la masse d'eau qui va circuler au contact de la centrale est :

$$m = 4,2 \times 10^4 \times 600 = 2,52 \times 10^7 \text{ kg.}$$

b- Elévation de la température de cette masse d'eau au cours de cette durée sachant que le travail électrique fourni par la centrale est de $5,4 \cdot 10^{11} \text{ J}$.

Pour l'eau liquide, transfert thermique et variation de température sont liés par :

$$-Q' = m \cdot c \cdot \Delta T \text{ Soit } \Delta T = \frac{Q'}{m \cdot c}$$

$$\text{D'où } \Delta T = -\frac{W\left(\frac{1-\rho}{\rho}\right)}{m \cdot c} \text{ A.N : } \Delta T = -\frac{5,4 \cdot 10^{11} \cdot \left(\frac{1-0,33}{0,33}\right)}{2,52 \cdot 10^7 \cdot 4,18 \cdot 10^3} = 10,4 \text{ K}$$

La température de l'eau s'élève d'environ 10°C lors du fonctionnement de la centrale.

7. Effet d'une augmentation du débit de l'eau dans le circuit de refroidissement sur la température de cette eau :

L'étude montre que plus le débit de l'eau est important, moins la variation de température est élevée.

8. Au cours de quel phénomène météorologique peut-il être nécessaire d'arrêter ou de réduire le fonctionnement des centrales ? Justifier la réponse.

En cas de sécheresse ou de canicule, afin de ne pas réchauffer davantage l'eau du fleuve, par exemple.

9. Pourquoi les centrales nucléaires contribuent-elles à réduire l'effet de serre ?

Elles ne rejettent pas de dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

A-2 Exercices

Exercice 1 : Obtention de l'uranium enrichi

Une centrale nucléaire utilise comme combustible de l'uranium enrichi en uranium 235.

- L'uranium naturel est un mélange d'uranium 238 (99,3%) et d'uranium 235 (0,7%). Que représentent les nombres 238 et 235 ?
- Quels termes peut-on employer pour désigner à la fois les deux termes ?
- Que signifie l'expression « uranium enrichi » ?

- Pour préparer 1 kg d'uranium enrichi, on consomme environ 3×10^7 kJ, tandis que dans une centrale nucléaire, avec 1 kg d'uranium enrichi, on obtient environ $1,1 \times 10^9$ kJ.
- Quel est le pourcentage de l'énergie produite par la centrale employée à l'obtention de l'uranium enrichi ?

Solution 1 :

1. Les nombres 238 et 235 correspondent aux nombres de masse. Ce sont des isotopes.

2. Uranium enrichi : L'uranium naturel, tel qu'il est extrait du sol, est constitué essentiellement de deux isotopes : l'uranium 238 pour 99,3% et l'uranium 235 pour 0,7%. Or seule cette toute petite fraction, l'uranium 235, donne lieu à fission sous l'impact des neutrons et constitue ainsi la source d'énergie des centrales nucléaires. On sait réaliser des réactions en chaîne avec de l'uranium naturel, au sein d'empilements de graphite ou dans des cuves emplies d'eau lourde. Par contre, les réacteurs les plus répandus dans le monde actuellement, qui utilisent l'eau ordinaire (l'eau légère) comme modérateur, ne peuvent fonctionner que si l'uranium de leur combustible contient au moins 3 % d'uranium 235. Leur alimentation nécessite donc d'augmenter au préalable la proportion de l'isotope 235 dans l'uranium. Il est clair que ceci ne peut être fait facilement, puisque, par définition, des isotopes se comportent de façon identique dans toutes les réactions chimiques auxquelles ils sont soumis. Il faut donc avoir recours à des procédés physiques particuliers, tels que la diffusion gazeuse ou l'ultracentrifugation. C'est l'opération d'enrichissement. Cette opération d'enrichissement qui produit de l'uranium enrichi entre 3 et 5 % se fait en France à l'usine Georges Besse du Tricastin. Il ne faut pas confondre cet uranium enrichi avec l'uranium très enrichi (plus de 90% d'uranium 235) utilisé dans les armes et fabriqué dans des installations spécialisées.

3. Quel pourcentage représente $3 \cdot 10^7$ kJ par rapport à $1,1 \cdot 10^9$ kJ, soit X par rapport à 100

$$X = (3 \cdot 10^7 \times 100) / 1,1 \cdot 10^9 = 2,7 \%$$

Exercice 2 :

- Quel est le lieu où sont confinées les réactions de fission ?
- Comment l'énergie libérée par ces réactions est-elle récupérée ?
- Quel fluide permet de transfère l'énergie récupérée jusqu'au lieu de conversion ?
- Quel organe convertit l'énergie récupérée en énergie mécanique ?
- Quel dispositif permet d'obtenir de l'électricité ? Indiquer :
 - Les parties constituant ce dispositif ;
 - Le phénomène sur lequel son fonctionnement est fondé.
- Pourquoi y-t-il un circuit primaire et un circuit secondaire pour les fluides utilisés dans les transferts thermiques ?
- Pourquoi une centrale nucléaire doit-elle être équipée d'un condenseur ?

Solution 2 :

- 1 Les réactions de fissions sont confinées au cœur du réacteur.
2. L'énergie est récupérée sous forme de chaleur transportée par le fluide caloripporteur.
3. La chaleur transportée par le fluide caloripporteur est échangée à de l'eau.
4. a. La vapeur d'eau entraîne les pales d'une turbine reliée à un alternateur.
- 4.b. L'alternateur permettant de récupérer de l'électricité est constitué d'un rotor et d'un stator. C'est le phénomène de l'induction électromagnétique qui permet de produire de l'électricité.
- 5.a. L'existence de deux circuits permet de mieux contrôler les fuites radioactives car l'eau constituant le circuit secondaire n'est pas irradiée.
- 5.b. Le condenseur est la " source froide " où s'échange le flux de chaleur

A-3 Compléments du cours

A-3.1 Tuyère

La **tuyère** est un simple conduit sans pièce. Elle permet au gaz de se détendre, et ainsi d'accélérer vers l'arrière du moteur. C'est cette augmentation de la vitesse du gaz (différence entre vitesse à l'entrée et à la sortie) qui est à l'origine de la poussée fournie par un moteur. Il n'y a aucun apport de chaleur ou de travail dans la tuyère : si l'on néglige les frottements, l'énergie du gaz est conservée. La tuyère est le seul élément du moteur pour lequel la variation d'énergie cinétique doit être impérativement prise en compte.

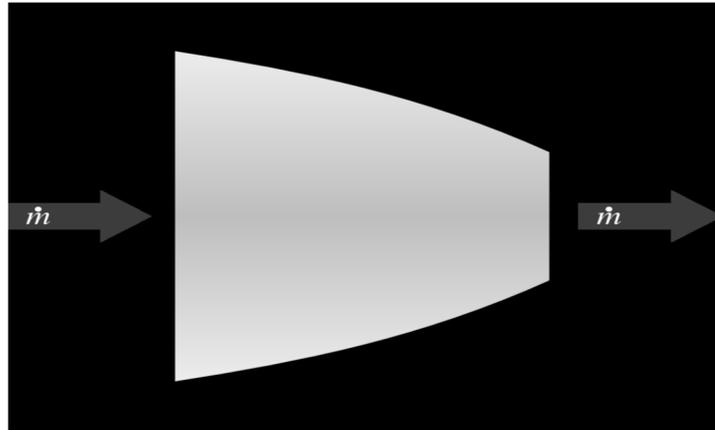


Figure A.1 Représentation schématique d'une tuyère.

A-3.2 Chaudière

Dans les centrales à vapeur, les apports de chaleur se font à pression constante. L'eau du circuit thermodynamique est réchauffée par contact avec une autre canalisation : d'air dans le cas des centrales à combustion (déchets, charbon, gaz), ou d'eau (d'un circuit secondaire) dans le cas des centrales nucléaires.

L'extraordinaire comportement des fluides lorsqu'ils changent de phase tourne ici à notre avantage : en mélange diphasique, une évolution à pression constante se fait aussi à température constante, ce qui nous permet de nous rapprocher des conditions prescrites par **Carnot** sans avoir recours à la moindre pièce mobile. Parce qu'elle fonctionne à haute pression (au-delà de 60 bar dans les installations modernes) et qu'elle est le théâtre de transferts de chaleur et gradients de température importants, la chaudière est un élément coûteux et lourd, même si son principe de fonctionnement est simple.

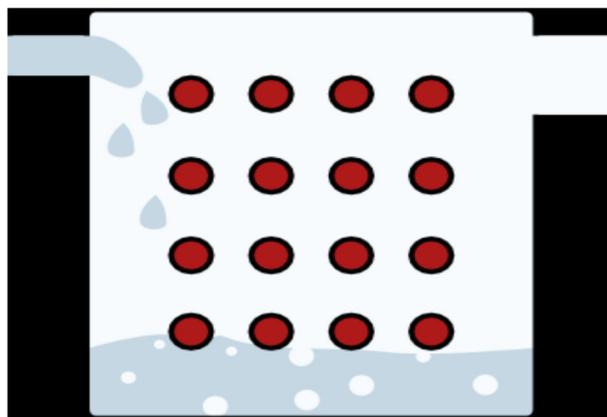


Figure A.2 Représentation de principe d'échange thermique dans une chaudière

A-3.3 Turbine

La turbine est la pièce maîtresse de toute centrale à vapeur. Longue de plusieurs dizaines de mètres dans les installations modernes, elle est équilibrée avec grand soin, mise en place dans son coffrage et, si elle fait l'objet d'attention adéquate (minimisation des gradients de température, lubrification avancée), peut délivrer de la puissance mécanique pendant plusieurs dizaines d'années sans aucune interruption. L'efficacité d'une turbine se mesure en comparant sa puissance avec celle d'une turbine idéale (une turbine qui serait isentropique).

A-3.4 Condenseur

Le condenseur, composant le moins glorieux de l'installation, est en charge de rejeter toute la chaleur dont l'ingénieur/e ne sait plus faire usage. L'eau y est toujours refroidie à pression constante, ce qui ne nécessite pas de pièce mobile. Technologiquement, le condenseur est un élément simple : on met simplement la canalisation de vapeur en contact avec un circuit de température basse. Usuellement, ce circuit de refroidissement est constitué d'eau extérieure provenant d'une rivière ou de la mer, qui sera refroidie ensuite par évaporation dans les agrès cheminées que l'on aperçoit aux abords des centrales.

A-3.5 Pompes à chaleur et systèmes frigorifiques

Ce sont des machines thermodynamiques inversées qui, au lieu de convertir de la chaleur en énergie mécanique comme le font les moteurs, convertissent de l'énergie mécanique en chaleur : une pompe à chaleur prélève la chaleur dans l'environnement en augmentant sa température, et un système frigorifique rejette la chaleur, extraite d'une chambre froide, dans l'environnement (Figure A.3).

La performance d'une pompe à chaleur, basée sur le second principe de la thermodynamique et en particulier sur la température des sources primaires et secondaires, est caractérisée par son coefficient de performance ou *COP*, ratio de l'énergie « produite » sur l'énergie « consommée ». Le coefficient de performance est défini lors de la production de froid par :

$$COP = \left(\frac{Q_{\text{absorbée}}}{E_{\text{mécanique}}} \right)$$

Et lors de la récupération de chaleur dans l'environnement (pompes à chaleur) par :

$$COP = \left(\frac{Q_{\text{fournie}}}{E_{\text{mécanique}}} \right)$$

Le *COP* maximum et idéal que l'on pourrait atteindre dépend de la température de la source secondaire sur la différence de température entre les deux sources. Il est appelé *COP* de Carnot:

$$COP_{\text{Carnot}} = \left(\frac{T_{\text{chaud}}}{T_{\text{chaud}} - T_{\text{froid}}} \right) \quad (\text{Pompes à chaleur})$$

$$COP_{\text{Carnot}} = \left(\frac{T_{\text{froid}}}{T_{\text{chaud}} - T_{\text{froid}}} \right) \quad (\text{Système frigorifiques})$$

En pratique, le *COP* réel est toujours inférieur à la limite théorique ou *COP* de Carnot ; en effet les performances des échangeurs thermiques ne permettent pas de faire en sorte que les températures des sources réelles soient égales à celles de la machine de Carnot idéale, mais également à cause des imperfections des machines et du fluide de travail.

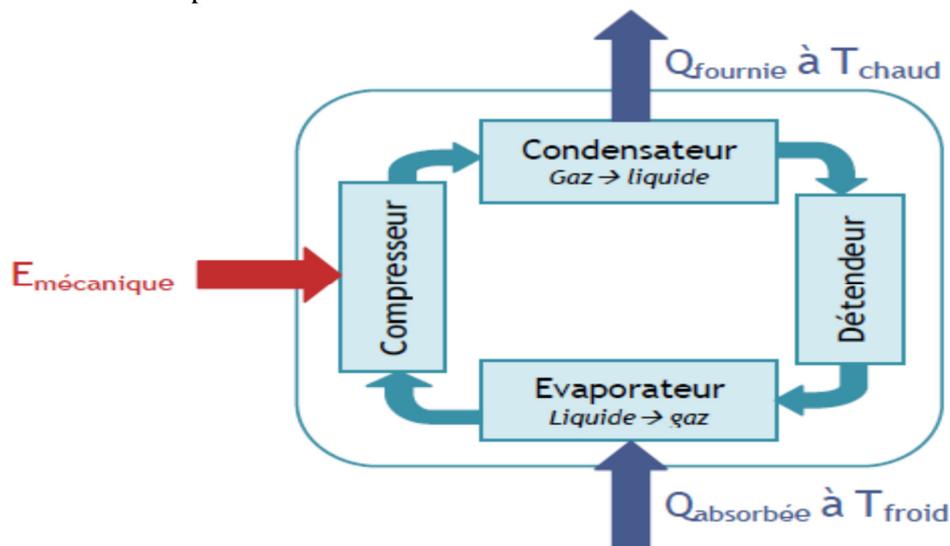


Figure A.3 Schématisation du fonctionnement des pompes à chaleur et systèmes frigorifiques

Chapitre IV : Energie solaire

Introduction

Le soleil reste jusqu'à présent la plus importante source d'énergie malgré la distance considérable qui le sépare de la terre ($150 \times 10^6 \text{ km}$). La puissance émise par le soleil sous forme de rayonnement est estimée à $90 \times 10^{15} \text{ GW}$, alors que la couche terrestre n'arrive à recevoir que $180 \times 10^6 \text{ GW}$. Avant d'arriver à la terre, le rayonnement solaire subit de considérables modifications, dues principalement aux phénomènes d'absorption et de diffusion. On peut ainsi compter sur 1000 W/m^2 crête dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m^2 lorsque l'atmosphère est faiblement polluée.



Figure IV.1 Filières de l'énergie solaire

IV-1. Rayonnement reçu par un capteur photovoltaïque

Le rayonnement solaire globale reçue par un capteur incliné par rapport à un plan horizontal est effectuée par des qui font intervenir les composantes directe, diffuse et réfléchi.

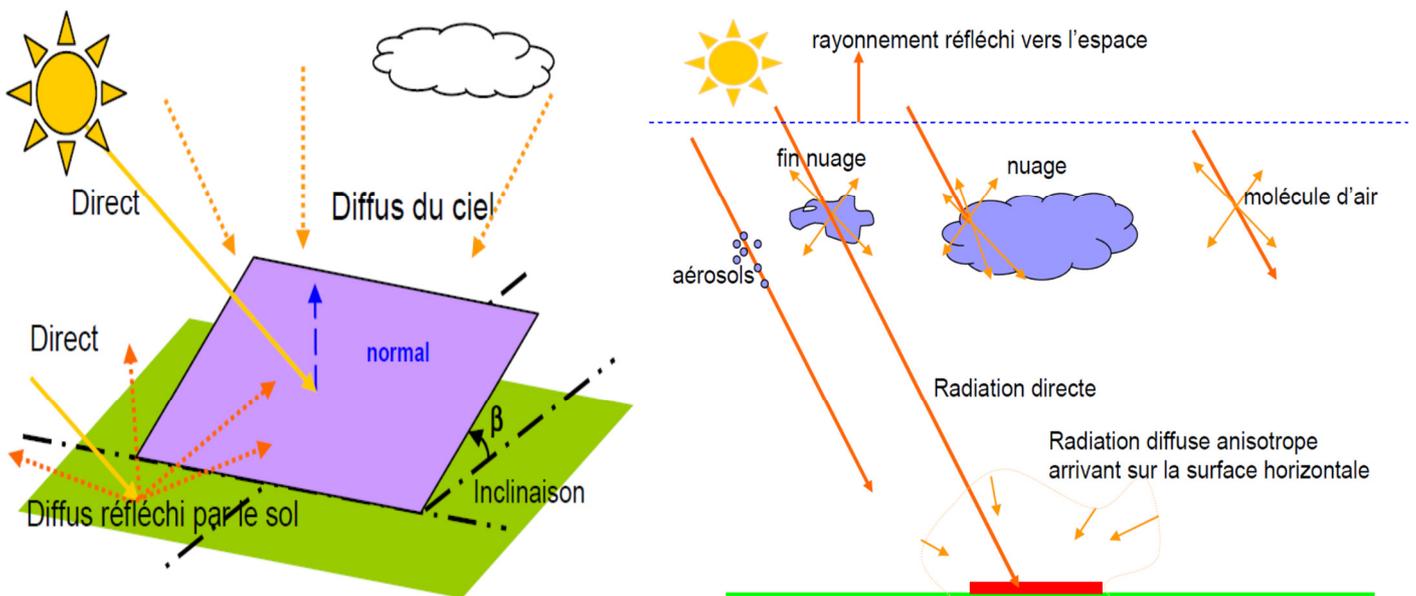


Figure IV.2 Différents types de rayonnement solaire

IV-1.a. Rayonnement direct : c'est le rayonnement qui arrive directement du disque solaire au niveau du sol sans subir des modifications. Il peut être mesuré par un pyréliomètre ;

IV-1.b. Rayonnement diffus : est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Donc ayant subi multiples réflexions. Sa structure varie avec les conditions météorologiques. La part du rayonnement diffus n'est pas négligeable et peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu). Il peut être mesuré par un pyranomètre;

IV-1.c. Rayonnement solaire réfléchi : ou l'albédo du sol : c'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant. Il peut être mesuré par un albedomètre ;

Tableau IV.1 Quelques valeurs d'albédo

| Type de surface | Albédo (0 à 1) |
|--------------------|----------------|
| Surface de lac | 0,02 à 0,04 |
| Forêt de conifères | 0,05 à 0,15 |
| Surface de la mer | 0,05 à 0,15 |
| Sol sombre | 0,05 à 0,15 |
| Cultures | 0,15 à 0,25 |
| Sable léger et sec | 0,25 à 0,45 |
| Glace | environ 0,60 |
| Neige tassée | 0,40 à 0,70 |
| Neige fraîche | 0,75 à 0,90 |
| Miroir | 1 |

IV-2. Effet photovoltaïque

Le mot « photovoltaïque » vient du grec « phôtos » signifiant la lumière et de « volta » du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Découvert par le physicien Becquerel en 1839, l'effet photovoltaïque permet la conversion directe du rayonnement solaire en électricité. Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie E_{ph} qui répond, elle-même, à la relation suivante :

$$E_{ph} = h \cdot \frac{c}{\lambda}$$

Où E_{ph} représente la quantité d'énergie, λ la longueur d'onde, h la constante de Planck et C la vitesse de la lumière. Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap W_g tel que $W_g = W_c - W_v$ de ce semi conducteur l'électron passe de la bande de valence W_v à la bande de conduction W_c en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction.

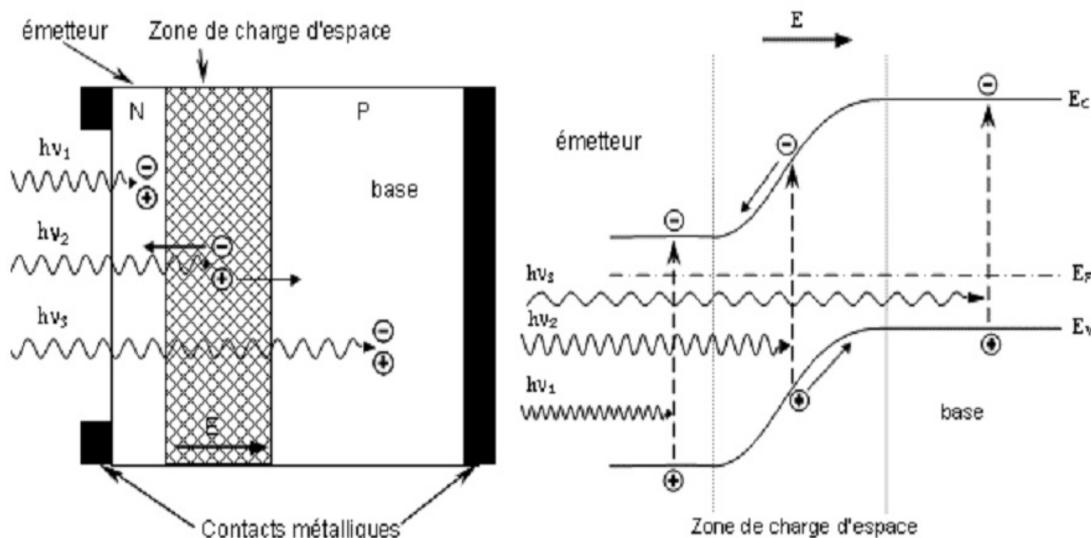


Figure IV.3 Principe de génération du courant

Le tableau (IV.2) donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'onde ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

Tableau IV.2 Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire

| Région spectrale | Longueurs d'onde (μm) | E_{ph} (ev) | Eclairement énergétique (W/m^2) | Pourcentage (%) |
|------------------|------------------------------------|---------------|---|-----------------|
| Infrarouge | >0.70 | < 1.77 | 695 | 50.8 |
| Visible | 0.40 à 0.70 | 1.77 à 3.10 | 559 | 40.9 |
| ultraviolet-A | 0.32 à 0.40 | 3.10 à 3.87 | 86 | 6.3 |
| ultraviolet-B | 0.28 à 0.32 | 3.87 à 4.43 | 21 | 1.5 |
| ultraviolet-C | <0.28 | >4.43 | 6 | 0.4 |

On peut remarquer à partir le tableau IV.2 que la plus grande partie de l'énergie solaire est rayonnée principalement dans le domaine visible et infrarouge.

IV-2.a. Modélisation de générateur photovoltaïque

Une cellule solaire est représentée par plusieurs modèles, chacun d'eux est régi par une expression mathématique (analytique) en fonction des paramètres technologiques de la cellule tels que le courant et la tension. Le schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque qui est largement utilisé, est représenté sur la figure IV.4 suivante.

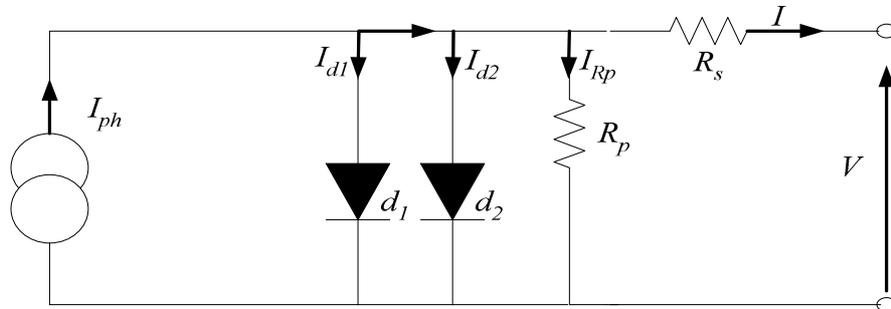


Figure IV.4 Schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

Où :

- I et V : Courant et tension de sortie de la cellule photovoltaïque;
- I_{ph} : Photo-courant produit.

Le modèle est complété par une résistance série R_s due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et une résistance parallèle ou shunt R_p qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule.

IV-2.b. Constitution d'un générateur photovoltaïque

La puissance fournie par une seule cellule solaire étant très faible, plusieurs cellules dont les caractéristiques sont semblables doivent être électriquement associées en série (ajout des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule) et encapsulées dans un plastique pour former un générateur PV pratique selon les besoins des applications visées. La puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_{sce} \cdot V_{ce} \cdot N_{pce} \cdot I_{ce}$$

Avec :

- N_{sce} et N_{pce} : respectivement, le nombre de cellules en série et le nombre de cellules en parallèle ;
- V_{ce} et I_{ce} : respectivement, la tension et le courant d'une cellule PV.

Afin d'obtenir la puissance désirée, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série (N_s) et parallèle N_p pour former ce que l'on appelle un champ photovoltaïque.

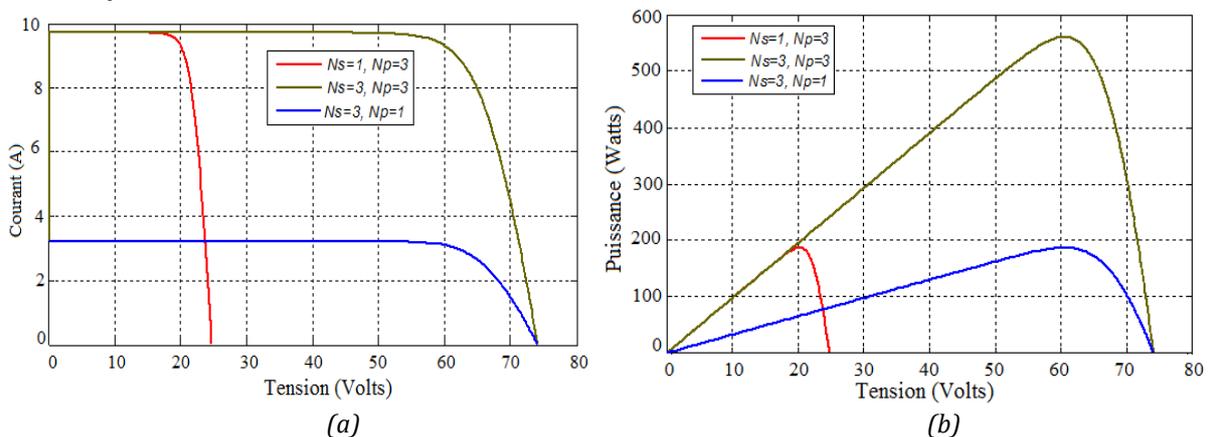


Figure IV.5 Association des modules photovoltaïques ((a) caractéristique $I(V)$ et (b) caractéristique $P(V)$)

IV-2.c. Structure d'un champ photovoltaïque

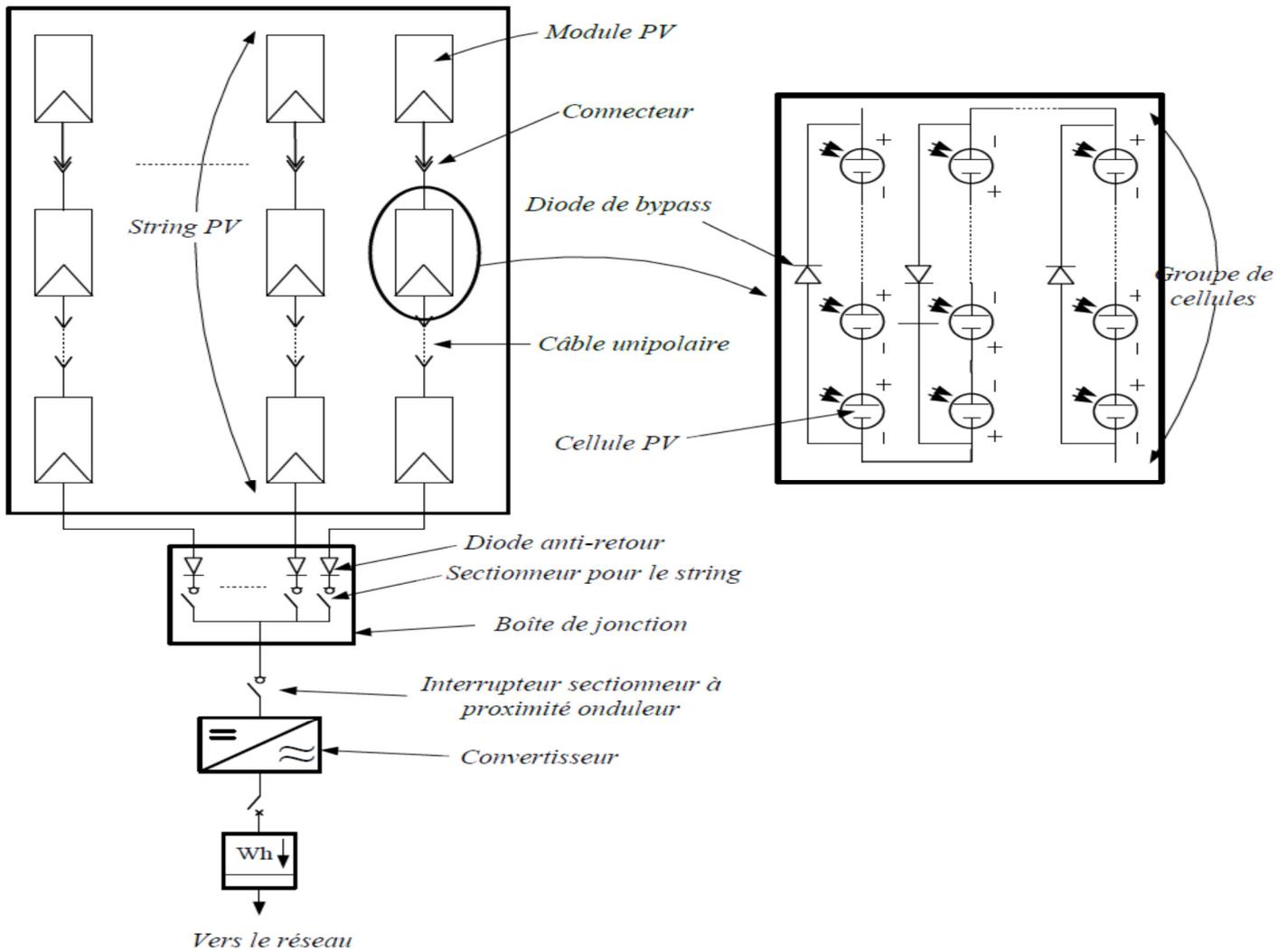
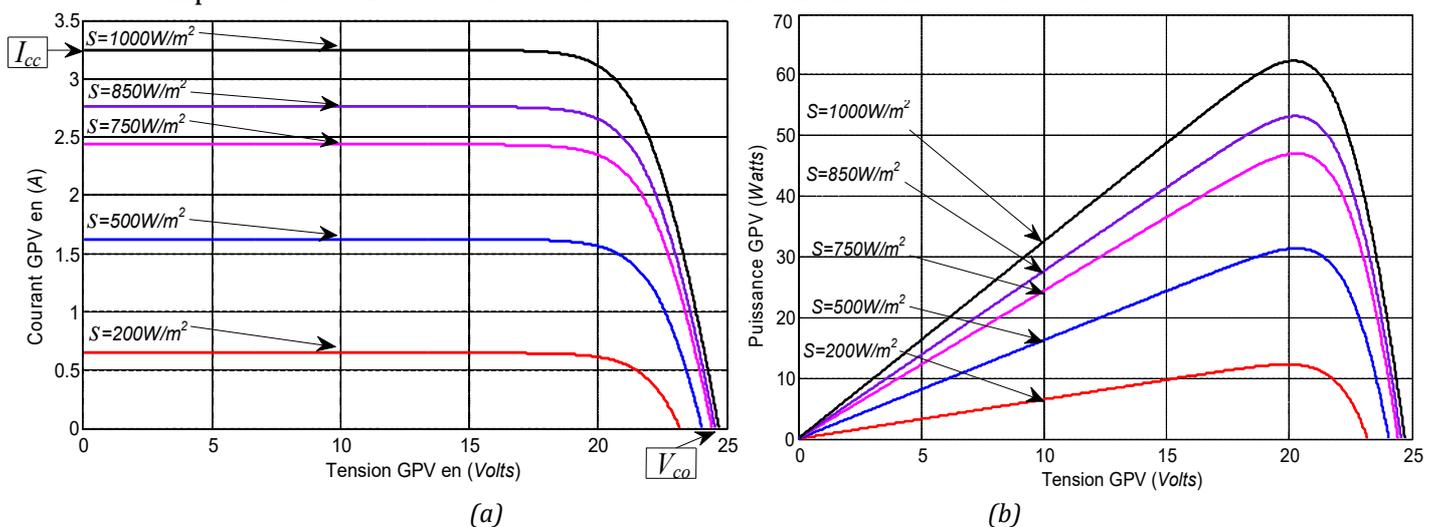


Figure IV.6 Structure d'un champ photovoltaïque

IV-2.d. Influence des conditions climatiques

IV-2.d.1. Influence de l'ensoleillement

Une température de 25 °C est maintenue constante. L'ensoleillement S varie.

Figure IV.7 Influence de l'ensoleillement sur (a) la caractéristique $I=f(V)$ et (b) la caractéristique $P=f(V)$

A partir Les courbes précédentes, on peut remarquer que :

- La baisse de l'éclairement fait diminuer fortement la valeur du courant de court-circuit I_{cc} . Par contre la tension de circuit ouvert V_{co} diminue faiblement ;
- Le point de puissance optimale chute brusquement si l'ensoleillement diminue.

IV-2.d.2. Influence de la température

Pour un ensoleillement maintenu de 1 kW/m^2 (100 %) constant, nous varions la température.

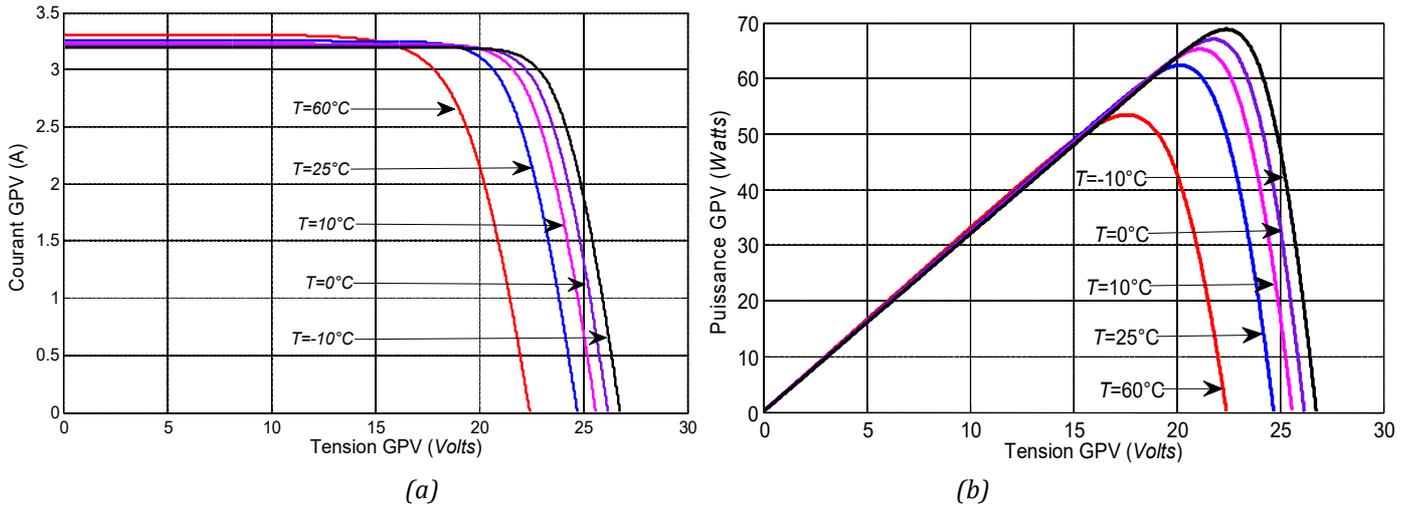


Figure VI.8 Influence de la température sur (a) la caractéristique $I=f(V)$ et (b) la caractéristique $P=f(V)$

A partir Les courbes précédentes, on peut remarque que:

- I_{cc} est faiblement dépendant de la température alors que V_{co} est très sensible à la variation de la température ;
- L'augmentation de la puissance optimale va dans le sens inverse de T .

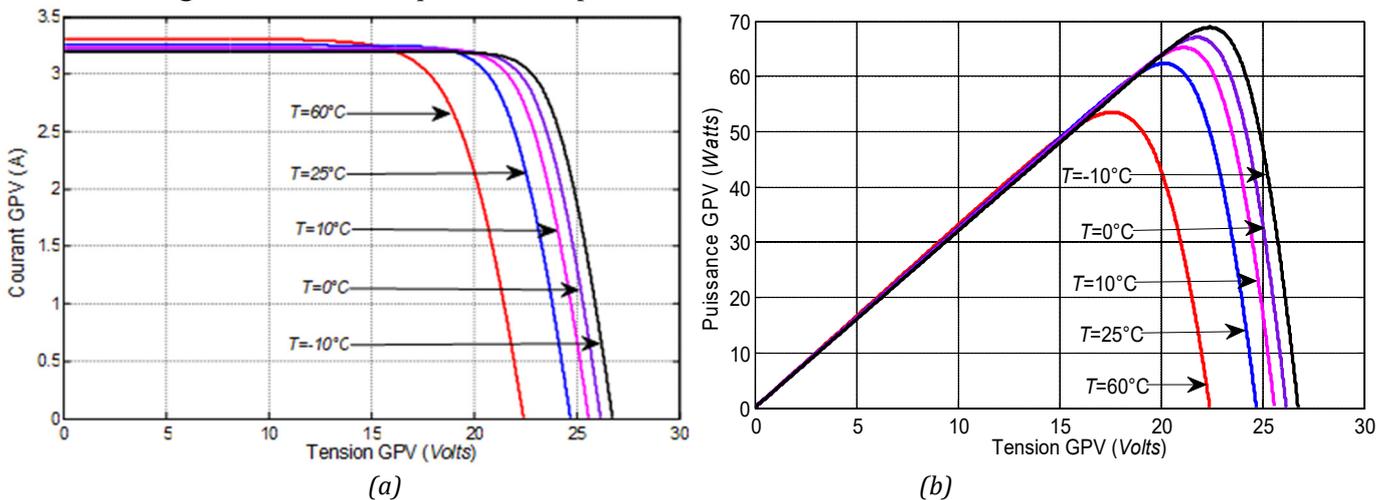


Figure IV.9 Influence de la température sur (a) la caractéristique $I=f(V)$ et (b) la caractéristique $P=f(V)$

IV-2.e. Orientation et inclinaison

- **Orientation** : l'idéal est que l'installation soit orientée côté SUD.

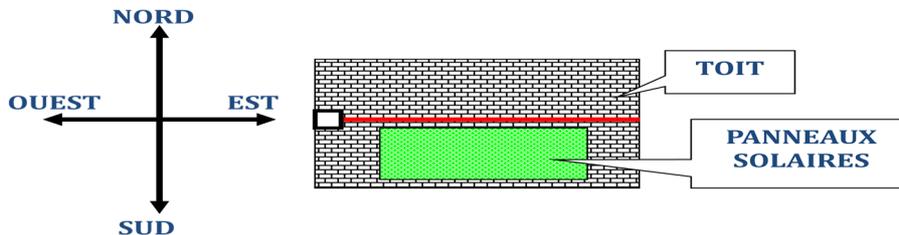


Figure IV.10 Orientation des panneaux photovoltaïques

- **Inclinaison** : l'inclinaison des panneaux doit prendre en compte l'angle par rapport de l'horizontale.

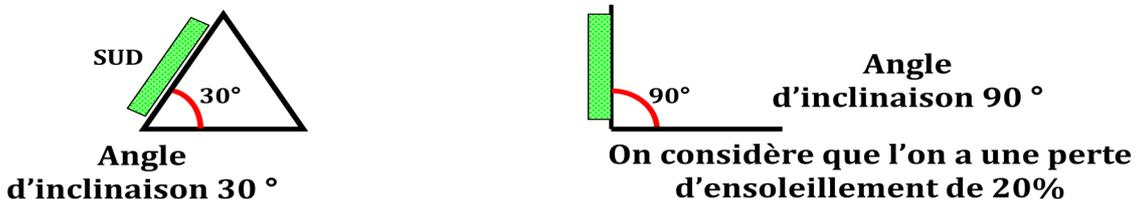


Figure IV.11 Inclinaison des panneaux photovoltaïques

Tableau IV.3 Facteur de correction (pour projet simplifié)

| FACTEUR DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEE | | | | |
|--|------|------|------|------|
| Inclinaison \ Orientation | 0° | 30° | 60° | 90° |
| SUD | 0.93 | 1 | 0.91 | 0.68 |
| SUD-EST SUD-OUEST | 0.93 | 0.96 | 0.88 | 0.66 |
| EST OUEST | 0.93 | 0.90 | 0.78 | 0.55 |

IV-2.f. Ombrage

L'ombrage prend en compte les obstacles existants naturels (arbres, reliefs) ou artificiels (pylône, bâtiments, câbles) et la course du soleil (sur la journée, sur l'année).

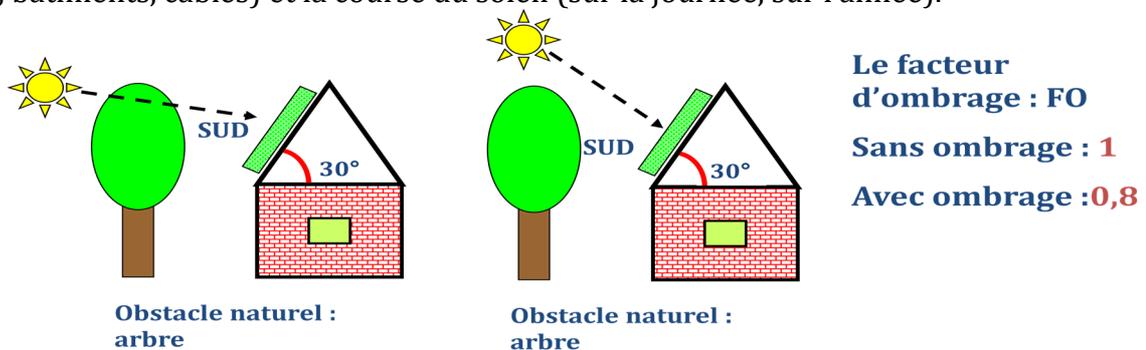


Figure IV.12 Effet de l'ombrage sur les panneaux photovoltaïques

IV-2.g. Architecture d'une centrale photovoltaïque autonome

La figure (IV.13) montre un système de petite puissance DC conventionnel avec une liaison en courant alternatif à travers un onduleur. La majorité de ces systèmes présente une structure où le bus DC de la batterie est le point central de connexion. La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) est un organe fonctionnel du système PV et permet de chercher le point de fonctionnement optimal du générateur PV dans des conditions météorologiques et de charge stables. Que ce soit une commande analogique ou digitale, le principe de régulation est basé sur la variation automatique du rapport cyclique de convertisseur DC/DC à la valeur adéquate de manière à maximiser la puissance à la sortie du panneau PV.

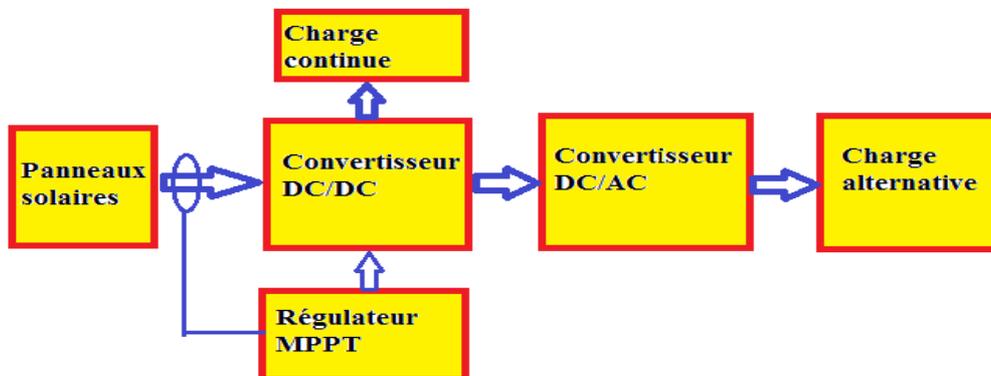


Figure IV.13 Exemple d'un système de pompage photovoltaïque

IV-2.h. Secteurs d'applications

Dans ces dernières années l'énergie photovoltaïque est utilisée largement dans plusieurs domaines. Dans cette partie, on va citer quelques applications que nous jugeons très utiles :

- **Domaine spatial**

C'est le secteur le plus ancien, puisque les premières utilisations de cellules solaires pour des engins spatiaux (satellites, navettes,...) remontent aux années soixante ;

- **Habitations isolées**

Des dizaines de milliers d'unités photovoltaïques autonomes installées dans le monde ont pourtant démontré leur compétitivité en ce qui concerne de multiples applications de petite (surtout systèmes solaires individuels) et moyenne puissance (inférieur à 100 kW).

- **Industries isolées**

Beaucoup d'applications professionnelles exigent une source d'électricité hautement fiable, autonome, sans entretien et sans combustible. Le générateur photovoltaïque est l'option la plus séduisante. On l'utilise avec succès dans les télécommunications (stations relais pour TV, radio, téléphonie, émetteur-récepteur).

- **Centrales de puissances**

Avec les applications photovoltaïques connectées au réseau d'électricité national, une nouvelle tendance se dégage, elle est caractérisée par un fort potentiel de diffusion dans les pays industrialisés. Des centrales de production photovoltaïque sont expérimentées depuis quelques années en Europe (44 kW en Allemagne, 300 kW en Grèce, 340 kW en Corse), aux Etats-Unis (1MW à Lugo, 8 MW à Carissa Plain) et au Japon (1MW à Saijo), mais elles n'ont pas encore dépassé le stade pilote.



Figure IV.14 Projet pharaonique d'usine solaire en Allemagne

- **Résidences urbaines**

Le générateur photovoltaïque connecté au réseau est aussi envisagé en zone urbaine avec l'installation de modules sur les toits et façades de bâtiments.

- **Traction électrique**

Dans un contexte de crise économique, les industries des véhicules, si elles veulent rester compétitives et maintenir des emplois doivent développer et proposer des produits toujours plus innovants et à haute valeur ajoutée.



Figure IV.15 Première voiture solaire

- **Biens de consommation**

L'électronique moderne requiert de très petites puissances - du milli Watt à la dizaine de Watt de sorte que beaucoup de petits appareils peuvent être alimentés par une petite surface de cellules photovoltaïques. Les calculatrices et les montres sont de loin les applications les plus connues. Les chargeurs de batteries, radios, lampes de poche, luminaires de jardin,

systèmes d'alarme, jouets, fontaines, tondeuses à gazon, etc., sont d'autres exemples et cette liste n'est pas exhaustive.

IV-2.i. Dimensionnement d'une station photovoltaïque autonome

Les étapes ci-dessous nous présentent de façon détaillée la démarche à suivre pour concevoir un système photovoltaïque autonome.

- **Etape 1** : Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durées d'utilisation, selon le type de système photovoltaïque choisi (autonome ou raccordé au réseau).

- Calcule de la puissance apparente de chaque élément de l'installation S_i .
- Calcule de la puissance demandée qui devra réellement transiter par les convertisseurs statiques pour chaque élément : $S_{di} = S_i / \eta_{con}$

η_{con} : Rendement des convertisseurs

- Calcule des besoins énergétiques journaliers de l'installation (E_B):

$$E_B = S_{d1} \times t_1 + S_{d2} \times t_2 + \dots + S_{dn} \times t_n$$

- **Etape 2** : Chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique et climatique.

- Calculer la puissance qui doit produire la centrale photovoltaïque (P_{prod}) :

$$P_{prod} = E_B / N_h$$

N_h : Nombre moyen d'heures d'exposition aux conditions standards (STC : $s=1000$ W/m², T=25°C) ;

- **Etape 3** : Définition des modules photovoltaïque, tension de fonctionnement, technologie, puissance totale à installer.

- Calcule de la puissance installée (P_{inst}) :

$$P_{inst} = P_{prod} / K$$

K : coefficient correctif global qui tient compte de : l'incertitude météorologique (de l'ordre de ± 5 %), l'encrassement des modules dans le temps (de l'ordre de 5 %), l'intégrale de la traversée du vitrage du module sous tous les angles (de l'ordre de 5%), vieillissement des modules (de l'ordre de 5 %), la dispersion des caractéristiques des modules lorsqu'ils sont montés en série (de l'ordre de 5 %) et le rendement faradique de la batterie (perte de l'ordre de 10 %). La prise en compte de tous ces paramètres amène un coefficient correctif global (K) compris entre 0,65 et 0,75.

Soit V_{ch} la tension de fonctionnement de l'installation, les modules disponibles sont de puissance crête P_c et de tension nominale V_n .

Le nombre total de modules à installer se calcule par :

$$N_m = P_{inst} / P_c$$

Le nombre de modules connectés en série sera égale à :

$$N_s = V_{ch} / V_n$$

Le nombre de modules connectés en parallèles sera égale à :

$$N_p = N_m / N_s$$

- **Etape 4** : Définition de la capacité de la batterie et choix de la technologie.

- **Etape 5** : Choix du régulateur.

Un régulateur de charge fait en sorte que la batterie soit bien chargée et la protège contre la surcharge, mais il ne gère pas les problèmes de décharge éventuels. Ce type de régulateur est donc généralement suffisant dans les cas où il n'y a pas de risque de décharge accidentelle.

Un régulateur charge-décharge est très souvent requis pour les applications domestiques, car les utilisateurs peuvent dépasser les consommations prévues. Il est alors utile de couper l'utilisation d'une partie au moins des récepteurs pour permettre à la batterie de se recharger.

- Etape 6 : Choix de l'onduleur.

- Etape 7 : Plan de câblage : détermination des accessoires de câblage et des sections de câbles...

- Etape 8 : coût du système.

IV-3. Energie solaire thermique

IV-3. a. Définition

On désigne par l'énergie solaire thermique la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. La production de cette énergie thermique peut être soit utilisée directement (pour chauffer un bâtiment vapeur par exemple) ou indirectement (comme la production de la vapeur d'eau pour entraîner des alternateurs et ainsi obtenir une énergie électrique).

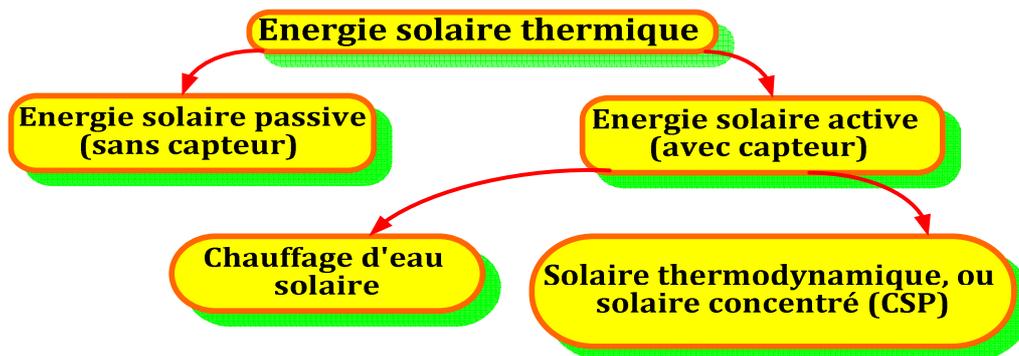


Figure IV.16 Filières de l'énergie solaire thermique

IV-3.b. Énergie solaire thermique passive

Le domaine de l'énergie solaire thermique passive suppose la conception de bâtiments et la mise en place des composants de construction appropriés afin d'utiliser la lumière solaire pour l'éclairage naturel, le chauffage des locaux. Le rayonnement lumineux est exploité directement à travers des ouvertures vitrées pour le besoin en éclairage.

Une réflexion sur les matériaux de construction, l'isolation thermique et l'orientation Nord-Sud, est indispensable lors de la conception d'un bâtiment solaire passif.

L'architecture solaire passive est conçue pour un site spécifique en utilisant les matériaux et des énergies disponibles localement. Les bâtiments bénéficient de la chaleur du soleil en raison du caractère judicieux de leur conception (forme, orientation, répartition des ouvertures, isolation, inertie thermique...), de la qualité de ses composants (murs, toiture, sol, fenêtres et portes...) et d'une ventilation performante. Ce concept est généralement associé avec les constructions neuves, mais le choix des matériaux et les techniques mises en œuvre pour bénéficier des apports naturels suivant les saisons peuvent également s'adapter à la rénovation des logements anciens.

IV-3.c. Énergie solaire thermique active

IV-3.c.1 Installation chauffe-eau solaire

IV-3.c.1.a Principe de fonctionnement d'une installation chauffe-eau solaire

Le soleil réchauffe l'absorbeur du capteur et le fluide caloporteur (mélange d'eau et d'antigel) circule à l'intérieur de celui-ci. L'eau réchauffée est véhiculée vers l'échangeur thermique inférieur du réservoir solaire grâce à la pompe de circulation et fournit son énergie thermique au fluide du réservoir (eau sanitaire). Le régulateur de température active la pompe de circulation du circuit solaire lorsque la température au niveau du capteur est supérieure à celle de la partie basse de ballon, l'eau chaude soutirée est remplacée immédiatement par la même quantité d'eau froide du réseau, réchauffée à son tour par le liquide du circuit primaire. Lorsque le rayonnement solaire est trop faible, il est possible de connecter un générateur d'appoint (par ex. une chaudière chauffage seul).



Figure IV.17 Principe d'un chauffage d'eau solaire

IV-3.c.1.b Types de capteur solaire

La « pièce maîtresse » de toute installation solaire est le capteur solaire. Il absorbe les rayons solaires par l'intermédiaire de l'absorbeur et les transforme en chaleur. Le fluide caloporteur - un mélange d'eau et d'antigel - circulant dans les tubes étroits de l'absorbeur passe par celui-ci, se réchauffe à son contact et transporte la chaleur vers l'échangeur thermique du réservoir solaire. Il existe différents types de capteurs solaires pour chauffer des liquides. Leur choix dépend de la température désirée de l'eau chaude et des conditions climatiques pendant la période d'utilisation du système. Les technologies les plus courantes sont : les capteurs à liquide plans sans vitrage, les capteurs à liquide plans vitrés et les capteurs solaires à tubes sous vide. Il existe de nombreux modèles de chauffe-eau solaires proposés par les fabricants. Le type de chauffe-eau, la capacité du ballon et la surface des panneaux solaires, sont les trois caractéristiques qui varient tellement, que le particulier qui souhaite réaliser une installation, peut rapidement se trouver perdu, parmi l'offre diversifiée et les nombreuses dénominations commerciales.

IV-3.c.1.b.1 Capteurs à liquide plans sans vitrage

Les capteurs plans sans vitrage, tels que celui montré à la Figure IV.18, sont ordinairement fait de plastique polymère noir. Normalement, ils n'ont pas de revêtement sélectif et n'ont ni cadre ni isolation en arrière. Ils sont simplement posés sur un toit ou sur un support en bois. Ces capteurs de faible coût captent bien l'énergie solaire, cependant les pertes thermiques vers l'environnement augmentent rapidement avec la température de l'eau, particulièrement dans les endroits venteux. En conséquence, les capteurs sans vitrage sont couramment utilisés pour des applications demandant une fourniture d'énergie à basse température (piscines, eau d'appoint en pisciculture, chaleur industrielle, etc.); dans les climats froids, ils sont habituellement utilisés exclusivement durant l'été à cause de leurs pertes thermiques élevées.

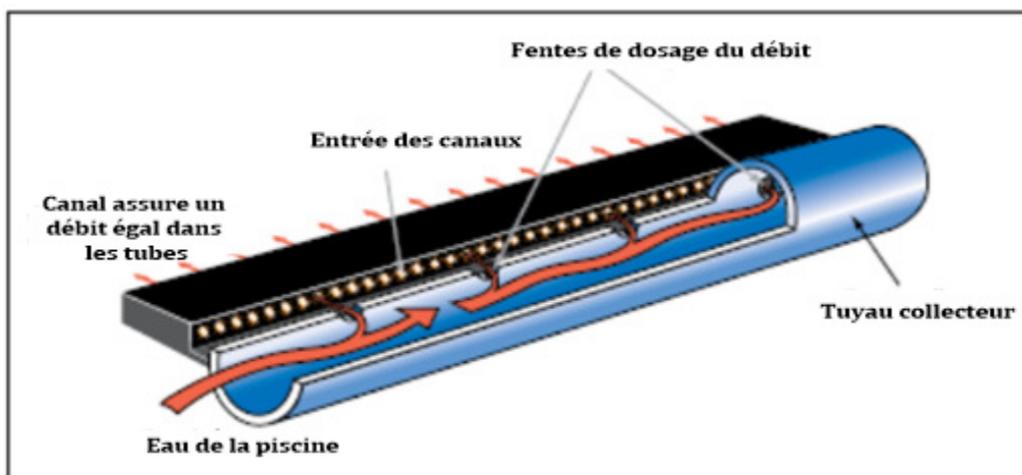


Figure IV.18 Principe d'un capteur à liquide plans sans vitrage

IV-3.c.1.b.2 Capteurs à liquide plans avec vitrage

Dans les capteurs à liquide plans avec vitrage, comme montré à la Figure IV.19, une plaque absorbante (qui souvent est recouverte d'un revêtement sélectif) est fixée dans un cadre entre un vitrage simple ou double et un panneau isolant placé à l'arrière. L'énergie solaire est ainsi emprisonnée dans le capteur à cause du vitrage (effet de serre). Ces capteurs sont couramment utilisés pour des applications à températures modérées (chauffage de l'eau sanitaire, chauffage de locaux, chauffage de piscines intérieures ouvertes toute l'année et chauffage pour procédés industriels).

Le capteur plan vitré

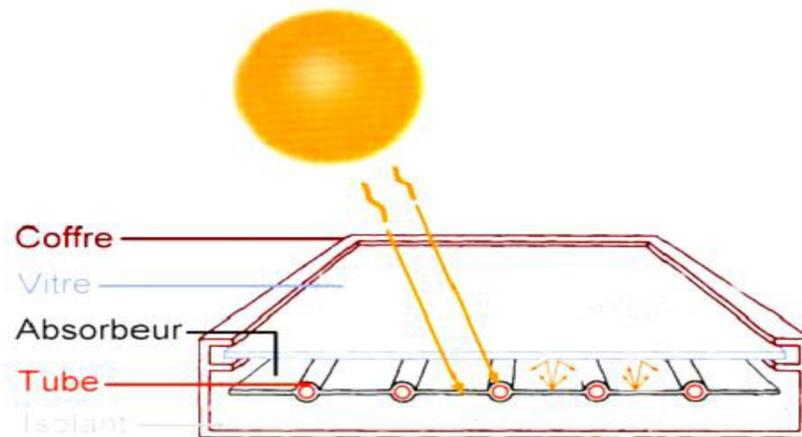


Figure IV.19 Principe d'un capteur à liquide plans avec vitrage

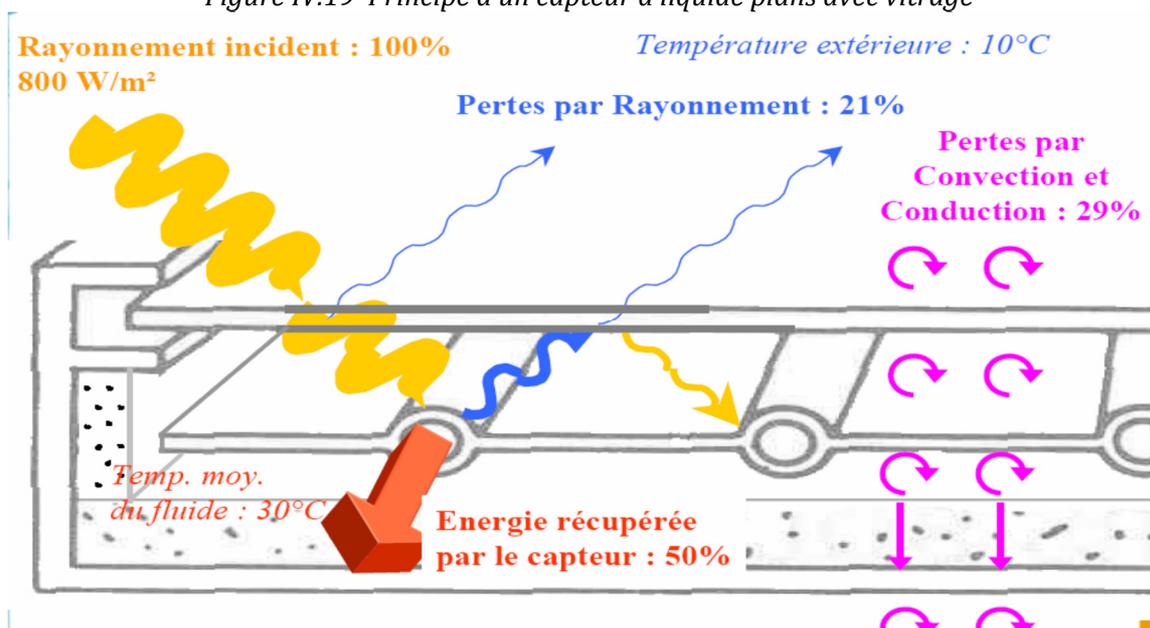


Figure IV.20 Exemple de l'effet de serre dans un capteur à liquide plans avec vitrage

IV-3.c.1.b.3 Capteurs solaires à tubes sous vide

Les capteurs solaires à tubes sous vide, comme montré à la figure IV.21, comportent un absorbeur revêtu d'une surface sélective et enfermé sous vide dans un tube en verre. Ils captent bien l'énergie solaire et leurs pertes thermiques vers l'environnement sont extrêmement faibles. Les systèmes présentement sur le marché utilisent un caloduc pour extraire la chaleur de l'absorbeur (un liquide se vaporise au contact de l'absorbeur chaud, la chaleur est récupérée dans la tête du tube lorsque la vapeur s'y condense et le condensat, retourne par gravité à l'absorbeur). Les capteurs sous vide sont bien adaptés aux applications requérant la fourniture d'énergie à des températures moyennes ou hautes (eau chaude domestique, chauffage de locaux et applications de chauffage industriel dans des gammes de températures de 60 °C à 80 °C, selon la température extérieure), en particulier dans les climats froids.

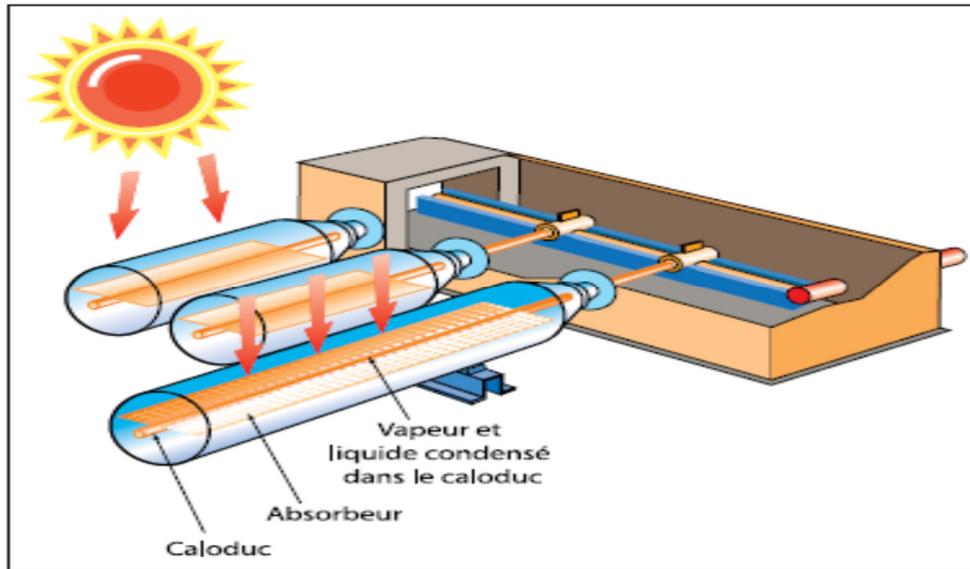


Figure IV.21 Principe d'un capteur solaire à tubes sous vide

IV-3.c.2 Systèmes solaires de concentration (solaire thermodynamique)

IV-3.c.2.a Type de centrale à concentration

Le solaire thermodynamique, ou solaire concentré (CSP : « Solar Concentrated Power »), est une technologie qui consiste à produire de l'électricité en concentrant l'énergie solaire en un point focal à l'aide de systèmes optiques concentrateurs couplés à des systèmes récepteurs. Cet ensemble s'appelle le capteur solaire, et permet de convertir la puissance rayonnée en puissance thermique avec des rendements supérieurs à 70% (Figure IV.22).

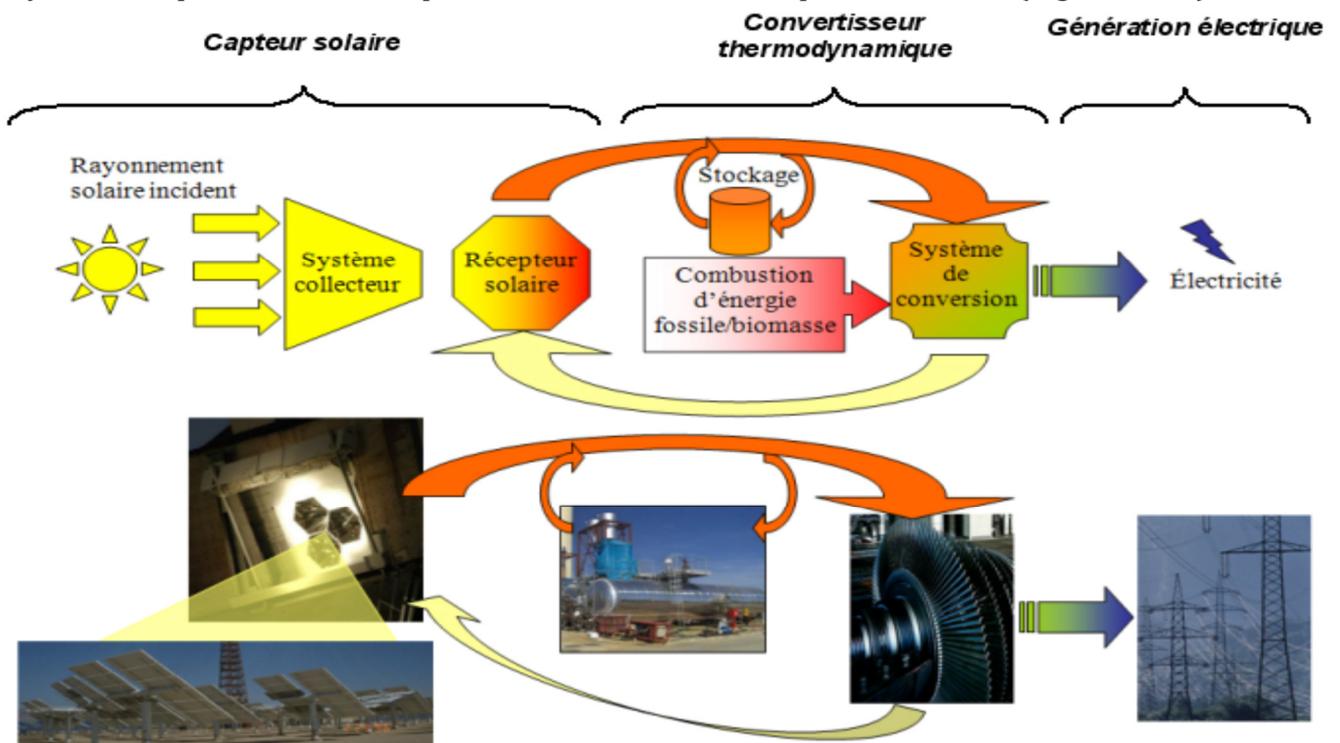


Figure IV.22 Schéma de principe de la conversion solaire thermodynamique

Dans cette filière, il existe deux types de systèmes à concentration optique donnant naissance à quatre grandes familles de technologies thermo-solaires dont le schéma de principe est représenté sur la Figure IV.23:

- ✓ Une concentration linéaire que l'on retrouve dans les miroirs cylindro-paraboliques (PT : « Parabolic Trough ») ainsi que dans les collecteurs linéaires de Fresnel (LFC : « Linear Fresnel Collector ») ;
- ✓ Une concentration ponctuelle présente dans les concentrateurs paraboliques (DS : « Dish Stirling ») et les concentrateurs à tour (CRS : « Central Receiver Systems »).

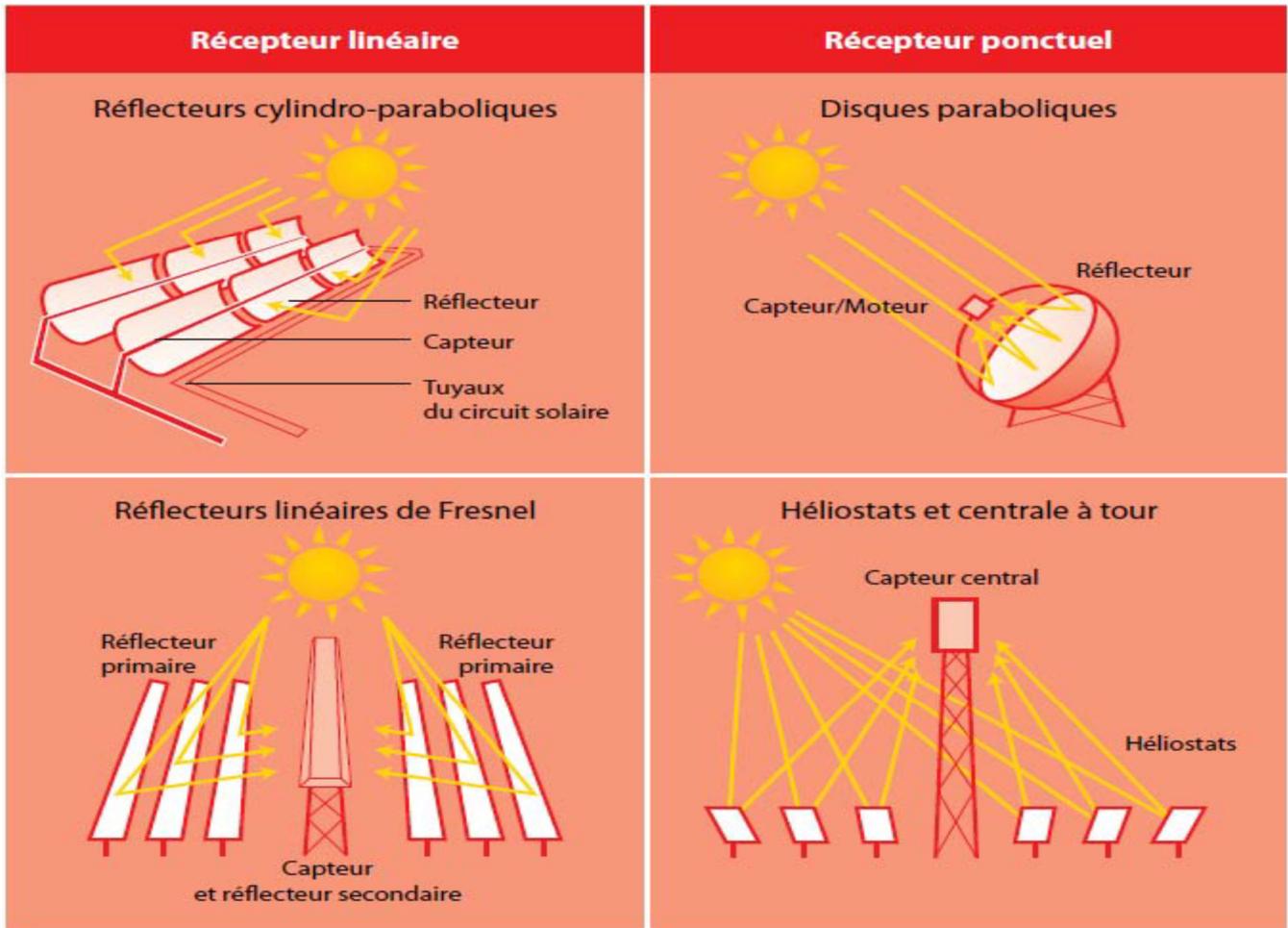


Figure IV.23 Types des capteurs solaires à concentration

IV-3.c.2.a.1 Centrales à collecteurs cylindro-paraboliques

Ce type de centrale se compose de rangées parallèles de longs miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube récepteur horizontal, dans lequel circule un fluide caloporteur dont la température atteint en général 400 °C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée qui actionne une turbine ou un générateur électrique.

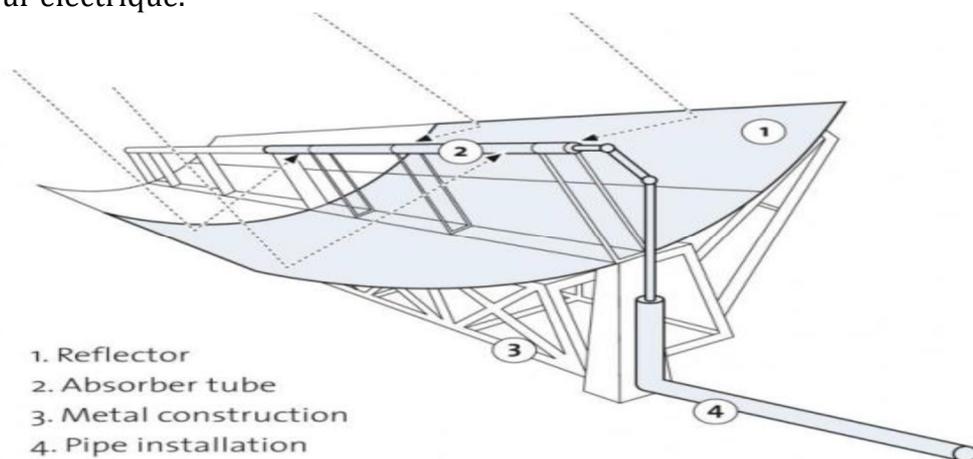


Figure IV.24 Schéma de principe d'un cylindroparabolique

IV-3.c.2.a.2 Centrales solaires à miroir de Fresnel

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques repose sur la mise en forme du verre pour obtenir sa forme parabolique. Une alternative

possible consiste à approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans. C'est le principe du concentrateur de Fresnel. Chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes.

En circulant dans ce récepteur horizontal, le fluide thermodynamique peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à 500 °C. La vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité. Le cycle thermodynamique est généralement direct, ce qui permet d'éviter les échangeurs de chaleur.



Figure IV.25 Schéma de principe d'un linéaire Fresnel

IV-3.c.2.a.3 Centrales à capteurs paraboliques

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température de 750°C. De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%).

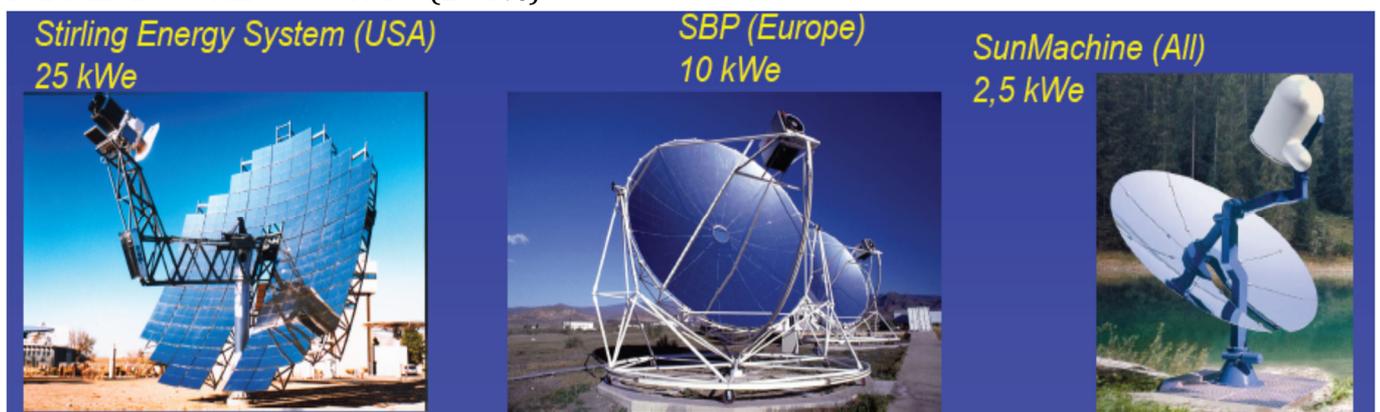


Figure IV.26 Exemples des concentrateurs paraboliques

IV-3.c.2.a.4 Tour solaire

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée. Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et le réfléchit en direction d'un receveur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C.



Figure IV.27 Centrale à tour solaire de Barstow, California

Dans cette filière, au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différents dans ces quatre cas et nous les passons en revue :

- **Récepteur à eau-vapeur** : Dans ce cas, on utilise un récepteur à tubes qui est alimenté en eau à haute pression. Cela pose déjà un problème de sollicitation mécanique des tubes bien connu dans le cas des chaudières à vapeur classiques : leur entretien est coûteux car l'éclatement, et donc le changement d'un tube de chaudière, est ici un événement courant ;
- **Récepteur à sel fondu** : Le récepteur à sel fondu est un appareil robuste car, étant parcouru sur toute sa surface par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles de la cartographie des flux. La rupture d'un de ses tubes peut être considérée comme un événement tout à fait exceptionnel (le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes, ils peuvent donc être fins), d'où un entretien a priori peu coûteux. Par contre, son fonctionnement entraîne des pertes de charge sévères qui nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante qui pénalise le rendement de conversion de la centrale. En plus les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au-dessous d'une valeur critique.
- **Récepteur à métal fondu** : L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient de ce qu'il est très bon conducteur de la chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel. La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées. C'est à peu près l'opinion générale aujourd'hui après qu'une centrale de ce type ait été étudiée et construite à Almeria en Espagne (centrale CRS de l'AIE), et qu'elle ait été partiellement détruite par un incendie de sodium ;
- **Récepteur à air** : Aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Mais de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans l'ambition de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements. La plus élaborée de ces propositions, et de loin, est le concept « GAST » devenu plus tard « PHOEBUS » étudié par les équipes allemandes ayant donné lieu à l'étude détaillée d'au moins un projet. De plus, des expérimentations poussées d'éléments de sa chaudière volumétrique ont été réalisées par l'équipe germano-espagnole d'Almeria. Bien que jamais mise en œuvre, cette variante de la filière est souvent considérée comme une alternative crédible à la centrale à sel fondu et mérite donc qu'on s'y arrête.

IV-3.c.3 Définitions du fluide caloporteur : Les liquides ont été très tôt utilisés pour leurs propriétés d'absorption et de restitution des chaleurs. Le fluide caloporteur est un fluide qui est chargé de transporter la chaleur entre deux ou plusieurs sources. Dans un circuit de chauffage courant le fluide caloporteur est simplement de l'eau qui est chauffée dans la chaudière destinée à céder sa chaleur en se diffusant dans des radiateurs. On utilise de l'eau glycolée (eau + antigel) comme fluide caloporteur dans les installations dans le circuit primaire enterré (capteur solaire) et dans le circuit secondaire (plancher chauffant, radiateurs). Dans le cas de transport de froid on parle de fluide frigopporteur.

IV-3.b.4 Types de fluides caloporteurs

- **Sels Fondus :** les mélanges ternaires de nitrate (ou nitrite) de sodium/potassium sont utilisés pour stocker l'énergie thermique, ou comme fluides caloporteurs dans les centrales thermodynamiques ;
- **Eau et vapeur d'eau :** utilisées soit comme fluide thermodynamique, soit comme fluide caloporteur et thermodynamique (génération directe de vapeur) ;
- **Gaz (Hydrogène, Hélium) :** entraîne un moteur thermique placé au foyer d'une coupole parabolique ;
- **Fluides organiques :** à basse température d'évaporation (butane, propane,...), utilisés dans les cycles à basse température ;
- **Air :** utilisé soit comme caloporteur, soit comme fluide thermodynamique dans une turbine à gaz, le récepteur remplaçant la combustion comme source chaude.

IV-3.c.5 Facteur de concentration : Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à celui des concentrateurs ponctuels. On caractérise la performance du système par son facteur de concentration. Ce coefficient permet d'évaluer l'intensité de la concentration solaire : plus le facteur de concentration est élevé, plus la température atteinte sera importante.

$$\text{Facteur de concentration} = \frac{\text{Surface du miroir}}{\text{Surface du récepteur}}$$

La concentration linéaire (LFC et PT) permet d'atteindre des facteurs de concentration ne dépassant pas les 100 soleils et par conséquent des températures allant au maximum jusqu'à 500°C. En revanche les capteurs ponctuels (DS et CRS) ont un facteur de concentration bien plus élevés (de 200 soleils à 1000 soleils) et permettent de chauffer jusqu'à 1000°C.

IV-3.c.6 Principe d'une centrale solaire thermique : Les éléments constitutifs principaux d'une centrale solaire thermodynamique (voir la figure IV.28) sont :

- Dispositif optique de concentration du rayonnement solaire;
- Système de production de chaleur composé d'un récepteur, d'un fluide caloporteur et éventuellement d'un moyen de stockage;
- Sous système de conversion de la chaleur en électricité.

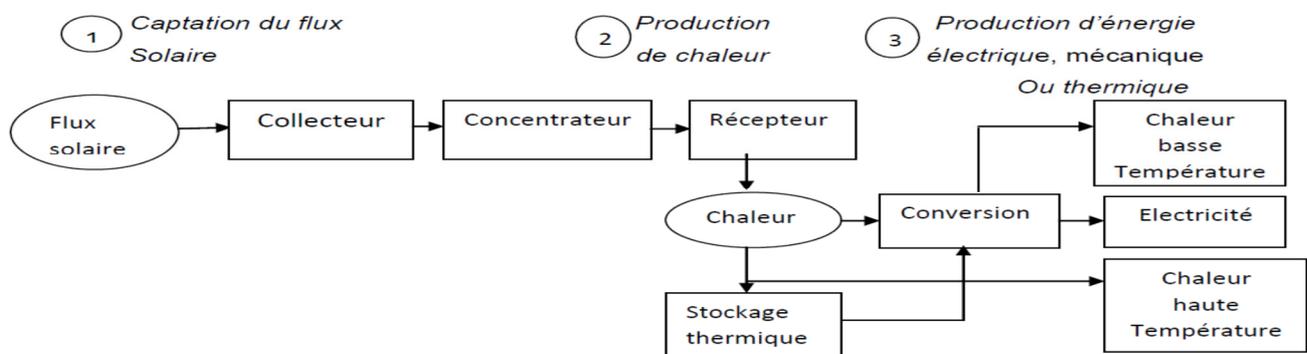


Figure IV.28 Organigramme d'une centrale solaire thermodynamique

Aujourd'hui les centrales cylindro-paraboliques de forte puissance utilisant un cycle vapeur d'eau de Rankine atteignent des rendements élevés de l'ordre de 14%, les centrales à tour de forte puissance couplées à un cycle à gaz de type Brayton ou à un cycle combiné offrent des rendements de plus de 25%.

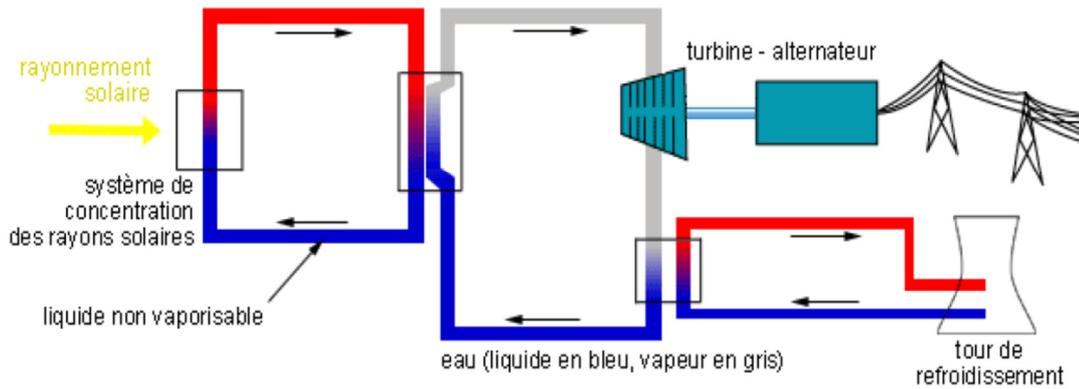


Figure IV.29 Schéma de principe d'une centrale à cylindro-paraboliques ou à collecteurs linéaires de Fresnel

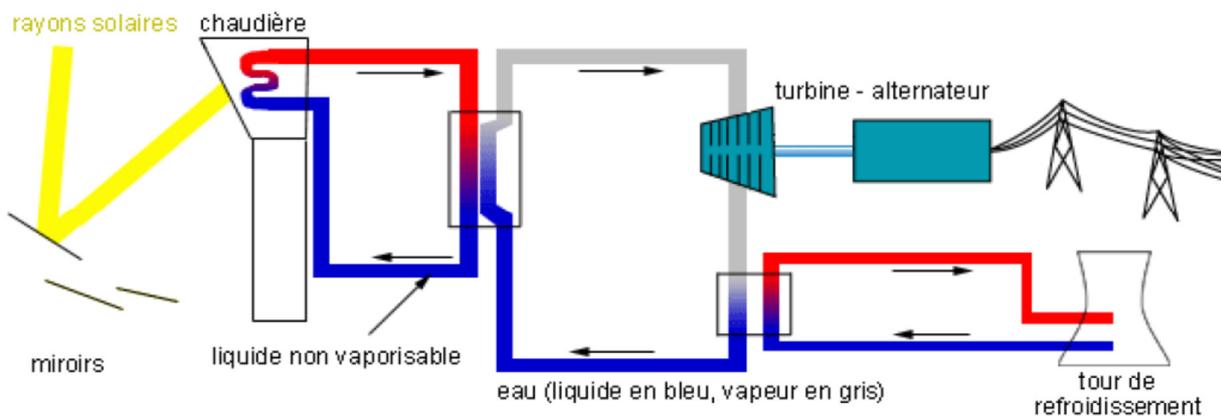


Figure IV.30 Schéma de principe d'une centrale à tour

IV-3.c.7 Cas particulier : la tour solaire à effet de cheminée

Les cheminées solaires sont des centrales électriques qui utilisent la force d'un courant d'air ascendant. Dans ce concept, les rayons solaires ne sont pas concentrés. Les cheminées solaires sont des centrales électriques qui utilisent la force d'un courant d'air ascendant. L'air est chauffé par effet de serre dans un collecteur exposé au soleil, à travers une surface de captage solaire formée d'une couverture transparente et agissant comme une serre. L'air chaud étant plus léger, il s'échappe par une grande cheminée centrale. La différence de température entre la partie basse et la partie haute de la cheminée donne lieu à un déplacement perpétuel de l'air (phénomène de la convection naturelle). Cette circulation d'air permet alors à des turbines situées à l'entrée de la cheminée de produire de l'électricité. Le principal avantage de ce système est qu'il peut fonctionner sans intermittence en utilisant le rayonnement du soleil le jour et la chaleur emmagasinée dans le sol la nuit.

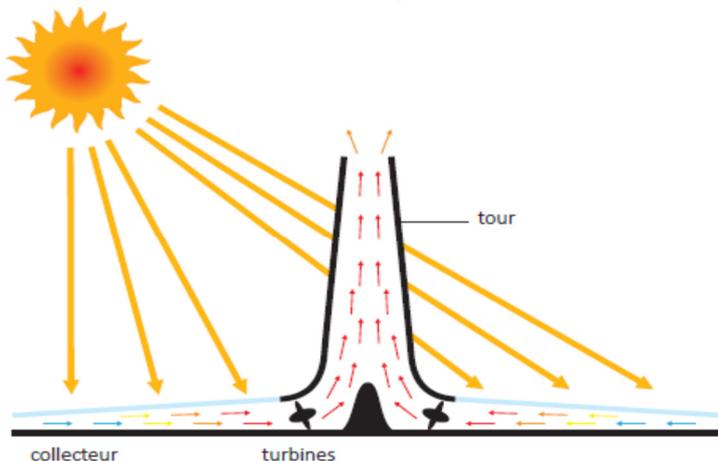


Figure IV.31 Schéma d'une tour solaire à effet de cheminée

IV-3.c.8 Angle d'incidence

L'angle d'incidence du rayonnement solaire varie en cours d'année, à cause de l'inclinaison de l'axe de rotation de la Terre sur son orbite. La figure suivante illustre ces rapports.

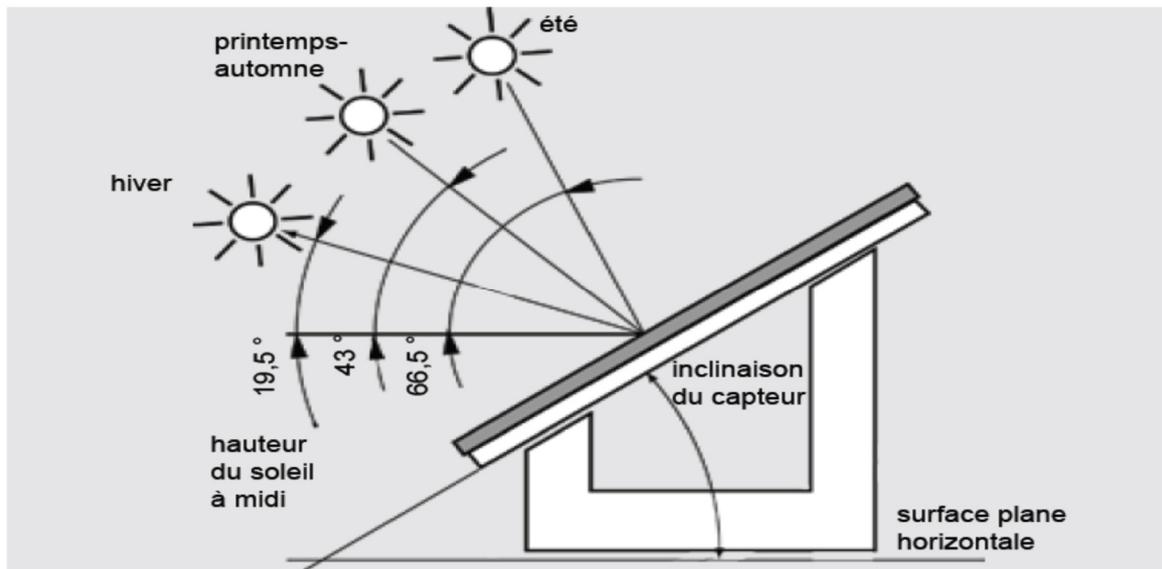


Figure IV.32 Angle d'incidence du rayonnement solaire

Pour profiter au mieux du rayonnement solaire incident, la surface réceptrice devrait être aussi perpendiculaire que possible à la direction des rayons, ce qui n'est évidemment pas possible puisque la position du Soleil varie (comme indiqué ci-dessus).

Remarque: Les capteurs dont la production hivernale est particulièrement importante pour l'utilisateur doivent avoir une forte inclinaison.

IV-3.c.9. Loi de Stefan

La puissance rayonnée est proportionnelle à la puissance quatrième de la température absolue de la surface du corps.

La puissance rayonnée P se calcule grâce à la loi de Stephan :

$$P = \sigma \cdot S \cdot T^4$$

S : aire du corps rayonnant en m^2 .

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4}$

T : température de la surface du corps en kelvin (K).

P : puissance rayonnée en W .

IV-4. Fonctionnement d'un procédé de stockage d'énergie thermique

Le procédé de stockage de l'énergie thermique se déroule en trois étapes :

- La charge, durant laquelle l'énergie thermique issue du champ solaire est emmagasinée ;
- Le stockage de la chaleur, de durée plus ou moins longue selon les besoins et/ou le procédé de mise en œuvre ;
- La décharge qui correspond à la phase de restitution de l'énergie thermique pour produire de l'électricité.

Différentes options de pilotage d'une unité de stockage thermique peuvent être mises en œuvre selon les variations journalières et annuelles de l'ensoleillement et de la demande en électricité. Les principaux modes d'utilisation d'un procédé de stockage d'énergie thermique sont répertoriés ci-dessous et représentés sur les Figure IV.33, 34, 35 et 36.

IV-4.a. « Lissage des transitoires de la puissance thermique issue du champ solaire dus aux variations de l'ensoleillement (passage de nuage d'au moins 1 h) »

Ce fonctionnement permet de maintenir une efficacité élevée de la machine de conversion électrique en évitant les fonctionnements à charge partielle. Un stockage de petite taille (typiquement 1 h maximum à pleine charge) est nécessaire (Figure IV.33) ;

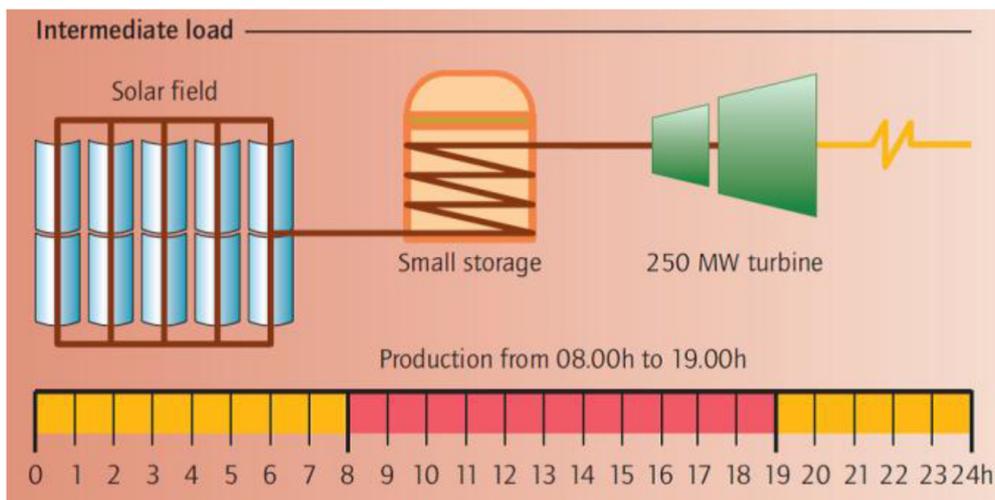


Figure IV.33 Lissage des transitoires

IV-4.b. « Déplacement de la période de production électrique »

L'énergie thermique collectée dans le champ solaire durant la journée est envoyée au stockage. La production électrique est décalée dans le temps pour correspondre aux périodes de fortes demandes et de tarifs élevés. Les tailles typiques de stockage associées sont de l'ordre de 3 à 6 h à pleine charge (Figure IV.34);

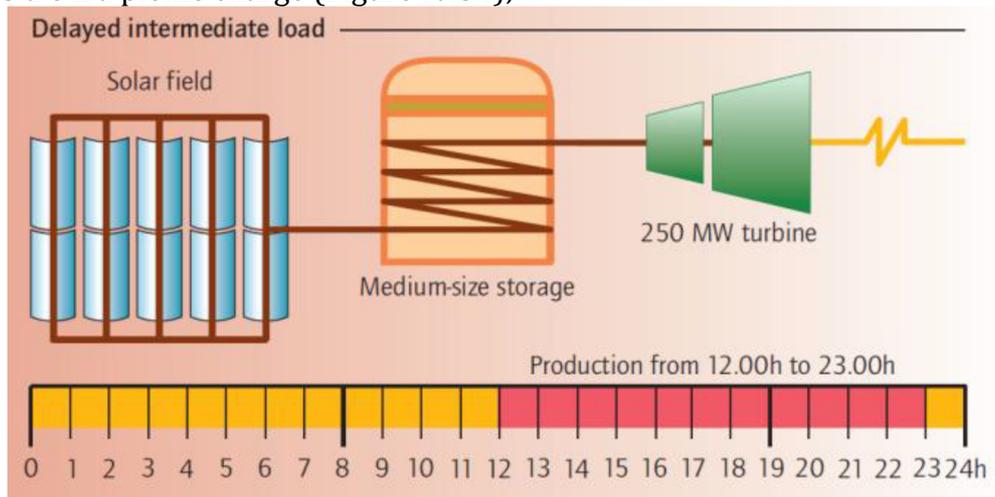


Figure IV.34 Déplacement de la période de production électrique

IV-4.c. « Extension de la période de production électrique »

Ce type de fonctionnement suppose un stockage de grande taille (typiquement de 3 à 12 h à pleine charge) et une petite turbine (Figure IV.35);

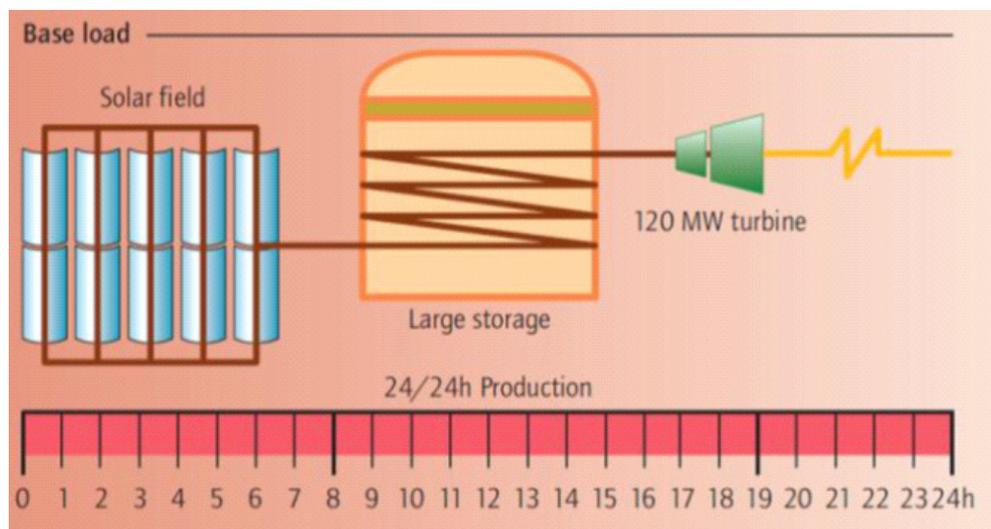


Figure IV.35 Extension de la période de production

V-4.d. « Concentration de la production électrique aux heures de pointe »

La production électrique est exclusivement limitée aux périodes de forte demande et de tarifs élevés. Ce type de fonctionnement suppose un très grand stockage et une grosse turbine. Il permet d'obtenir les meilleures conditions de rachat de l'électricité (Figure IV.36).

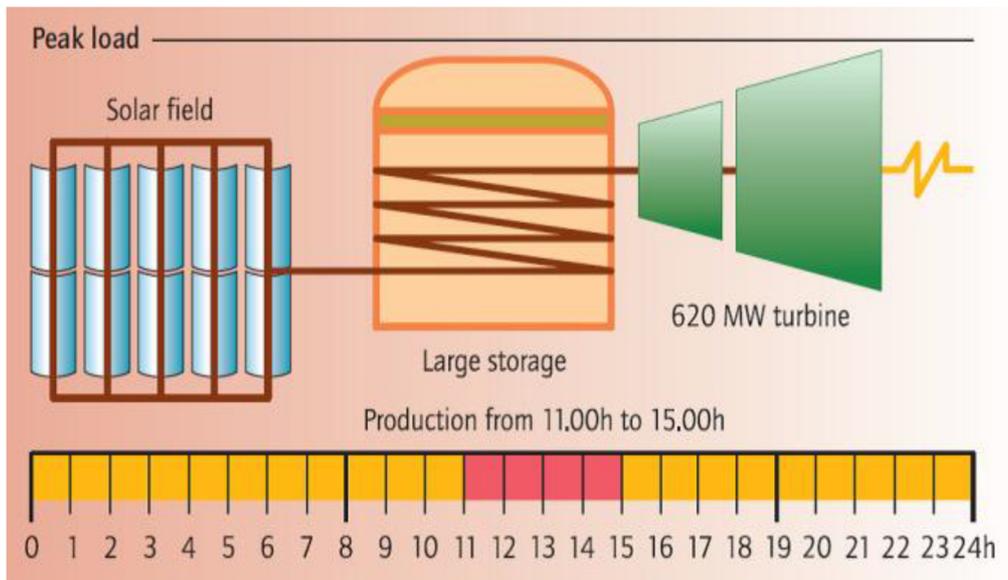


Figure IV.36 Concentration de la production électrique aux heures de pointe

Annexe B

B-1 Exercices d'applications

Exercice 1 :

Une unité de production constitue de :

- 04 moteurs asynchrones (220 V, $f=50\text{Hz}$, 5.4 kW, $\cos\varphi=0.8$, $\eta=0.9$) ;
- 15 lampes (10 à incandescence de 80W, 5 fluorescentes de 90W sous un facteur de puissance=0,9) ;
- Un dispositif de climatisation centralisée de 10 kVA;
- Autres accessoires : 20kW sous un facteur de puissance=0,8.

*La durée moyenne d'utilisation des équipements est estimée d'environ 10 heures (pendant la journée).

Utilisation de l'énergie photovoltaïque :

Le nombre moyen d'heures d'exposition des panneaux photovoltaïque aux conditions climatiques standards de site est 5 heures et le rendement de l'ensemble des convertisseurs est d'ordre de 0.8. La puissance crête P_c d'un module est d'environ de 300 Watts sous une tension nominale $V_n=20$ Volts. Le coefficient correctif global ($K=0.75$) et le rendement de l'ensemble des convertisseurs est d'ordre de 0,8.

Trouver :

- Le nombre total de modules à installer ;
- Le nombre de modules connectés en série ;
- Le nombre de modules connectés en parallèle.

Utilisation de l'énergie hydraulique :

- Si on veut remplacer maintenant les panneaux photovoltaïques par une turbine hydraulique avec une chute de 4.9 m. Quel est le débit moyen d'eau turbinée pour produire l'énergie nécessaire, si le rendement de l'alternateur est d'ordre de 0.95 et celui de la turbine est 0.7 ? Dans ce cas, quel est le type de turbine à utiliser ? justifier.

Données : $g=9.81 \text{ m}^2/\text{s}$, $\rho_{\text{eau}}=1024 \text{ kg}/\text{m}^3$.

- Est-ce que, on peut faire une hybridation entre ces deux sources d'énergie ? donner une explication.

Solution 1 :

I- Centrale photovoltaïque :

- Calcule de la puissance apparente de chaque élément de l'installation S_i .
 - La puissance absorbée par chaque moteur :

$$P_{abs} = P_u / \eta_{moteur}, P_{abs} = 5.4 / 0.9, P_{abs} = 6 \text{ kW}$$
 - La puissance apparente pour chaque moteur :

$$S_{moteur} = P_{abs} / \cos\varphi, S_{moteur} = 6 / 0.8 = 7.5 \text{ kVA}$$
 - La puissance apparente pour les quatre moteurs :

$$S_{4 \text{ moteurs}} = 7.5 \times 4 = 30 \text{ kVA}$$

Lampe :

- Les lampes fluorescentes : $P_{abs} = 5 \times 90 = 450 \text{ W}$,

$$S_{l.f} = P_{abs} / \cos\varphi = 450 / 0.9 = 500 \text{ VA}$$
- Les lampes à incandescence : $S_{l.c} = P_{abs} = 10 \times 80 = 800 \text{ VA}$

Autres accessoires :

$$S_{acc} = P_{abs} / \cos\varphi = 20 / 0.8 = 25 \text{ kVA}$$

- La puissance réellement transitée par les convertisseurs statiques pour chaque élément : $S_{di} = S_i / \eta_{con}$

$$S_{d.4\text{ moteurs}} = 30 / 0.8 = 37.5 \text{ kVA}$$

$$S_{l,f} = 0.5 / 0.8 = 0.625 \text{ kVA}$$

$$S_{l,c} = 0.8 / 0.8 = 1 \text{ kVA}$$

$$S_{d.acée} = 25 / 0.8 = 31.25 \text{ kVA}$$

$$S_{d.clim} = 10 / 0.8 = 12.5 \text{ kVA}$$

- Calcul des besoins énergétiques journaliers de l'installation (E_B) pour un temps d'utilisation $t_u=10h$:

$$E_B = S_{d.4\text{ moteurs}} \times t_u + S_{l,f} \times t_u + S_{l,c} \times t_u + S_{d.acée} \times t_u + S_{d.clim} \times t_u$$

$$E_B = (37.5 + 1.625 + 31.25 + 12.5) \times 10 = 828.75 \text{ kWh}$$

- Calculer la puissance qui doit produire la centrale photovoltaïque (P_{prod}) :

$$P_{prod} = E_B / N_h, P_{prod} = 828.75 / 5 = 165.75 \text{ kVA}$$

- Calcul de la puissance installée (P_{inst}) :

$$P_{inst} = P_{prod} / K, P_{inst} = 165.75 / 0.75 = 221 \text{ kW}$$

Le nombre total de modules à installer se calcule par :

$$N_m = P_{inst} / P_c = 221000 / 300 = 737 \text{ modules}$$

Le nombre de modules connectés en série sera égale à :

$$N_s = V_{ch} / V_n = 220 / 20 = 11 \text{ modules}$$

Le nombre de modules connectés en parallèles sera égale à :

$$N_p = N_m / N_s = 737 / 11 = 67 \text{ modules}$$

II/ centrale hydraulique :

- L'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins de l'unité est : $E_B = 828.75 \text{ kWh}$
- L'énergie potentielle de l'eau transformée en électricité est

$$E_p = E_B / (\eta_{alter} \times \eta_{tur}) = 1246.24 \text{ kWh}$$

- Le volume d'eau pompée :

$$E_p = m \cdot g \cdot h = \rho \cdot V \cdot g \cdot h \text{ Donc : } V = E_p / \rho \cdot g \cdot h = 91146.36 \text{ m}^3$$

$$\text{Le débit moyen d'eau : } Q = V / 10 \times 3600 = 2.53 \text{ m}^3 / \text{s}$$

Le type de turbine à utiliser : Ce genre de centrales, sont équipées de turbine à réaction type KAPLAN avec pales orientables en fonction du débit. Les turbines Kaplan conviennent pour les centrales hydroélectriques situées sur les rivières dont la hauteur de chute d'eau peut être de moins de 5 mètres. Elles sont adaptées à des débits d'eau variables et importants avec des faibles vitesses.

Exercice 2 :

On désire réaliser une petite installation solaire raccordée au réseau de puissance crête $P_c = 1 \text{ kW}$ avec vente totale de la production. Pour cela on utilise des panneaux de puissance crête unitaire 70 W_c , de tension $U = 17,3V$ et un onduleur délivrant $230 \text{ V} \sim 50 \text{ Hz}$ et pouvant supporter 400 V en entrée. Dans les conditions de fonctionnement idéales :

- Combien de panneaux faudra-t-il utiliser et comment faudra-t-il les coupler ?
- Quelle sera approximativement la surface maximale permise d'un panneau si la surface maximale disponible pour l'installation est 20 m^2 ?

- 3- Quel doit être la section des câbles de raccordement des panneaux s'ils sont éloignés de $l=10$ m de l'onduleur et que l'on désire avoir une chute de tension inférieure à 1% (résistivité du cuivre $\rho = 17 \cdot 10^{-9} \Omega.m$) ?

Solution 2 :

- Calcule de nombre de panneaux à utiliser :

$$\text{Nombre de panneaux} = \frac{P_c \text{ de l'installation}}{P_c \text{ d'un panneau}}$$

$$\text{Nombre de panneaux} = 1000/70 = 14.25, \text{ on prend 15 panneaux.}$$

$$U_{max} = \text{tension maximale} \times \text{nombre de panneaux en série}$$

$$U_{max} = 17,3 \times 15 = 259,5 \text{ Volts}$$

$$U_{max} < 400, \text{ donc : les panneaux peuvent être connectés en série.}$$

- La surface maximale d'un panneau permise :

$$\text{Surface d'un panneaux} = \frac{\text{Surface totale disponible}}{\text{Nombre de panneaux}}$$

$$\text{Surface d'un panneaux} = 20/15 = 1,33 \text{ m}^2$$

- La section des fils de raccordement des panneaux :

$$U_{max} = 17,3 \times 15 = 259,5 \text{ Volts}$$

$$P_{c_corrigée} = 70 \times 15 = 1050 \text{ Watts}$$

$$I_{max} = \frac{P_{c_corrigée}}{U_{max}} = \frac{1050}{259,5} = 4,05A$$

$$R = \rho \times \frac{l}{S} \quad \text{Donc} \quad S = \rho \times \frac{l}{R} \quad \text{ce qui donne : } S = \frac{I_{max}}{\Delta U_{max}} \times \rho \times l = S = \frac{I_{max}}{0,01 \cdot U_{max}} \times \rho \times l$$

$$S = 0.265 \text{ mm}^2$$

Exercice 3 :

Soit une installation photovoltaïque comprenant des modules en silicium polycristallin, un onduleur électronique et des câbles de connexion. Un bilan moyen européen a montré que la fabrication des composants de cette installation, pour une durée de vie de référence de **30 ans**, conduit à des émissions de gaz à effet de serre d'environ 1700 kg CO₂ par kW_c (kilowatt crête) de puissance installée.

1- Calculer, sur l'ensemble du cycle de vie de l'installation (hors recyclage) les émissions de gaz à effet de serre par kWh électrique produit en fonction du lieu de production solaire dans les cas suivants :

- Au nord de l'Europe produit : 900 kWh_e/kW_c pour une année ;
- Au sud de l'Europe produit : 1700 kWh_e/kW_c pour une année.

2- Comparer les valeurs obtenues avec les autres moyens de production d'électricité.

Solution 3 :

Installation PV : rejets de GES 1700 kg CO₂ par kW_c (kilowatt crête) installé.

1- Emissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie (30 ans de fonctionnement) de l'installation par kWh électrique produit :

- Au nord de l'Europe 900 kWh_e/kW_c :

- 1 kW_c produit $1 \times 900 \times 30 = 27\,000$ kWh_e (Durant 30ans) donc pour un an c'est :
1700 kg CO₂/27 000 kWh_e ce qui donne : **62 g CO₂/kWh_e.**

- Au sud de l'Europe 1700 kWh_e/kW_c :

- 1 kWc produit $1 \times 1700 \times 30 = 51\,000$ kWh (Durant 30ans) donc pour un an c'est :
1700 kg CO₂/51 000 kWh ce qui donne : **33 g CO₂/kWh**.

2- Comparaison des valeurs obtenues avec les autres moyens de production d'électricité.
60 gCO₂/kWh nucléaire moyenne mondiale, 330 g (gaz cycles combinés) à plus de 1 kg pour le charbon.

Exercice 4:

Chauffe-eau solaire

Dans un chauffe-eau solaire, un capteur thermique comportant une plaque transparente, piège l'énergie rayonnante du soleil par effet de serre. Ainsi, l'eau circulant dans un tube métallique noirci, inséré dans le capteur, s'échauffe et sert à alimenter un appartement.

Données :

- Le capteur reçoit de l'énergie solaire, en moyenne, 9 heures par jour ;
- L'énergie moyenne du rayonnement solaire sur terre est 600 J/m² pendant 1 s ;
- La surface du capteur est 1,5 m².

1- Comment se produit l'effet de serre dans le capteur thermique ?

2- Quelle est la forme de l'énergie :

- a) stockée dans le Soleil ?
- b) reçue par le capteur ?
- c) transférée par le capteur à l'eau ?

3- Calculer l'énergie solaire moyenne reçue par le capteur :

- a) en 1 seconde ;
- b) en 1 jour.

4- Sachant que 30% de l'énergie reçue par le capteur est transférée à l'eau, montré que l'énergie reçue par l'eau en 1 jour est $8,75 \cdot 10^6$ J.

1- En supposant qu'un chauffe-eau solaire et tout l'équipement de l'installation coûtent $1,5 \times 10^6$ DA et peut servir à chauffer l'eau pendant 5 ans défaillance. D'autre part, on suppose que le prix moyen de 1 kWh d'énergie électrique avec toutes les taxes est de 120 DA.

(1 kWh = $3,6 \times 10^6$ J ; 1 an = 365 jours).

- a) Déterminer le coût de l'énergie électrique E.
- b) Déduire laquelle des deux énergies, solaire ou électrique, est la plus économique.

6- Du point de vue environnemental, quel est l'avantage de l'énergie solaire ?

Solution 4 :

1- L'effet de serre consiste, par le moyen de la plaque transparente, de laisser passer les rayons solaires mais d'empêcher les rayons infrarouges de ressortir ce qui produit un réchauffement considérable.

2-

- a. Énergie nucléaire (fusion) ;
- b. Énergie rayonnante (radiation) ;
- c. Énergie thermique (échauffement).

3-

- a. Énergie reçue par le capteur en 1 s : $600 \times 1,5 = 900$ J ;
- b. Énergie reçue par le capteur en 1 jour : $900 \times 9 \times 3600 = 2,916 \times 10^7$ J.

4- Énergie reçue par l'eau en 1 jour : $2,916 \times 10^7 \times \frac{30}{100} = 8,75 \times 10^6$ J ;

5-

- a. Énergie reçue par l'eau en 5 ans : $8,75 \times 10^6 \times 5 \times 365 = 1,6 \times 10^{10}$ J ;
- b. Énergie reçue par l'eau en 5 ans en kWh : $\frac{1,6 \times 10^{10}}{3,6 \times 10^6} = 4,44 \times 10^3$ kWh ;
- c. Le coût de l'énergie électrique est : $4,44 \times 10^3 \times 120 = 0,533 \times 10^6$ DA ;

- d. L'énergie électrique est alors plus économique car le coût du chauffe-eau solaire est > du coût de l'énergie électrique E ;

6- L'avantage de l'énergie solaire est qu'elle n'est pas polluante et le chauffe-eau peut fonctionner encore avec quelques maintenances.

B-2 Exercices supplémentaires :

Exercice 1 :

Un panneau solaire est composé de cellules photovoltaïques permettant de transformer l'énergie fournie par le soleil. Chaque cellule a une puissance P égale à 1,2 W et une tension nominale U égale à 0,48 V.

1- Calculer l'intensité maximale fournie par cette cellule.

2- Les panneaux solaires sont composés de cellules photovoltaïques montées en série pour obtenir une tension nominale de 12V. Calculer le nombre de cellules de tension nominale 0,48V nécessaires pour obtenir un panneau solaire de tension nominale 12 V. Le panneau solaire est de forme rectangulaire. Il a les dimensions suivantes : 427 mm \times 633 mm correspondant à une aire de surface 0,27 m².

En France métropolitaine, le soleil fournit en moyenne 1 000 W/m².

3- Calculer la puissance absorbée par le panneau solaire.

4- Calculer le rendement du panneau solaire s'il fournit une puissance égale à 30 W.

Exercice 2 :

Une batterie de cellules photovoltaïques a une surface réceptrice de 8 m².

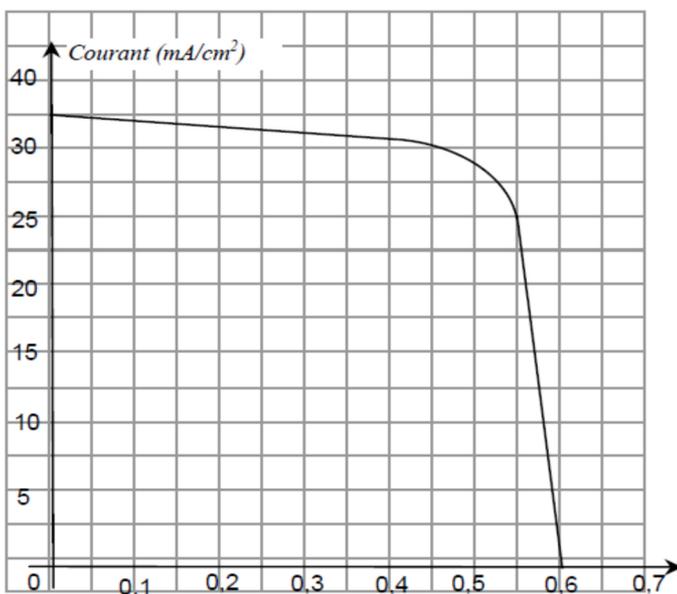
Son taux de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique est de 15 %. Le rayonnement solaire apporte en moyenne, chaque seconde, 1 kJ/m². Elle fonctionne 10 heures par jour.

1. Calculer l'énergie solaire reçue en une journée par la batterie lors de son fonctionnement.

2. En déduire l'énergie électrique fournie en une journée par la batterie de cellules.

Exercice 3 :

Pour un système photovoltaïque, tracer la courbe $Puissance = f(tension)$ et donner valeurs les demandées dans le tableau ci-joint:



| Pour des cellules de : | 1 cm ² | 5 x 5 cm | 1 panneau de 20 cellules 5x5 cm |
|--|-------------------|----------|---------------------------------|
| Courant de court-circuit : I _{cc} | | | |
| Tension à circuit ouvert : V ₀ | | | |
| Puissance crête : P _c | | | |
| Facteur de forme : F _c | | | |
| Rendement : η | | | |

Exercice 4 :

Un capteur solaire thermique est constitué d'une vitre et d'un serpentin noir.

De l'eau circule dans le serpentin avec un débit de 20,0 L par heure. La température de l'eau, à l'entrée du serpentin, est égale à 14,9 °C, alors qu'elle est de 35,2 °C à la sortie.

1. Quel est le mode de transfert d'énergie reçu par le capteur solaire ?
2. Quels sont les rôles respectifs de la vitre et de la peinture noire ?
3. Comment se nomme ce phénomène ?
4. Calculer la valeur du transfert d'énergie fourni à l'eau chaque seconde.

5. Au cours de cette expérience, la puissance rayonnante reçue est de 800 W. Calculer le rendement de ce capteur solaire.
Donnée : c (eau) = $4,18 \text{ kJ.kg}^{-1}.\text{°C}^{-1}$

B-3 Compléments du cours

- Une quantité de chaleur Q s'exprime principalement en Joule (unité des énergies)
- Il y a d'autres unités que le Joule (ou le Kilojoule kJ) : la calorie (cal) et la thermie.

$$1 \text{ cal} = 4,18 \text{ Joule}, 1 \text{ th} = 4 \text{ 180 kJ et}$$

$$1 \text{ BTU} = 1055 \text{ J}$$

Mais la quantité des échanges de chaleur dépendent du temps t pendant lequel ils ont lieu.

- On définit la puissance thermique $P = Q / t$, l'unité est le Watt (W) ou le Kil Watt (kW)
 Q est exprimé en Joule, t est exprimé en seconde.
- On définit le Watt.heure ($W.h$) et le Kilowatt.heure ($kW.h$) donc ainsi :

$$1 \text{ W.h} = 3 \text{ 600 J} ; 1 \text{ kW.h} = 3 \text{ 600 kJ}$$

- Transfert thermique sans changement d'état physique : l'énergie thermique Q échangée par une masse m de substance dont la température varie de T_i à T_f s'exprime par :

$$Q = m \cdot c \cdot (T_f - T_i)$$

Avec :

- Q en joule, m : masse en kg ; c : capacité thermique massique de la substance en $J \text{ kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$.
- Transfert thermique avec changement d'état physique : le changement d'état physique d'un corps pur s'effectue sous pression constante et à une température constante. L'énergie thermique Q échangée par un corps pur de masse m changeant d'état s'exprime par :

$$Q = m \cdot L$$

Avec :

- Q est en joule, m masse en (kg), L : chaleur latente massique de changement d'état exprimée en $J \text{ kg}^{-1}$.

Chapitre V : Centrales hydrauliques et marémotrices

V-1. Centrales hydrauliques

V-1.a. Historique

Les roues à aubes étaient déjà connues par les Romains, qui les utilisaient dans les moulins à grain. Elles ont animé pendant longtemps les moulins à céréales mais aussi des installations artisanales ou industrielles. Héritières des antiques moulins à aubes, les turbines hydrauliques apparurent au cours du dix-neuvième siècle.

Le moulin à eau utilise deux techniques (Figure V.1) :

- Une roue à aubes disposée au-dessus d'un bief, entraînée par le courant;
- En ce qui concerne la roue à godets, l'eau arrive par-dessus une grande roue munie de godets dont le poids, une fois remplis d'eau, entraîne la rotation de la roue.

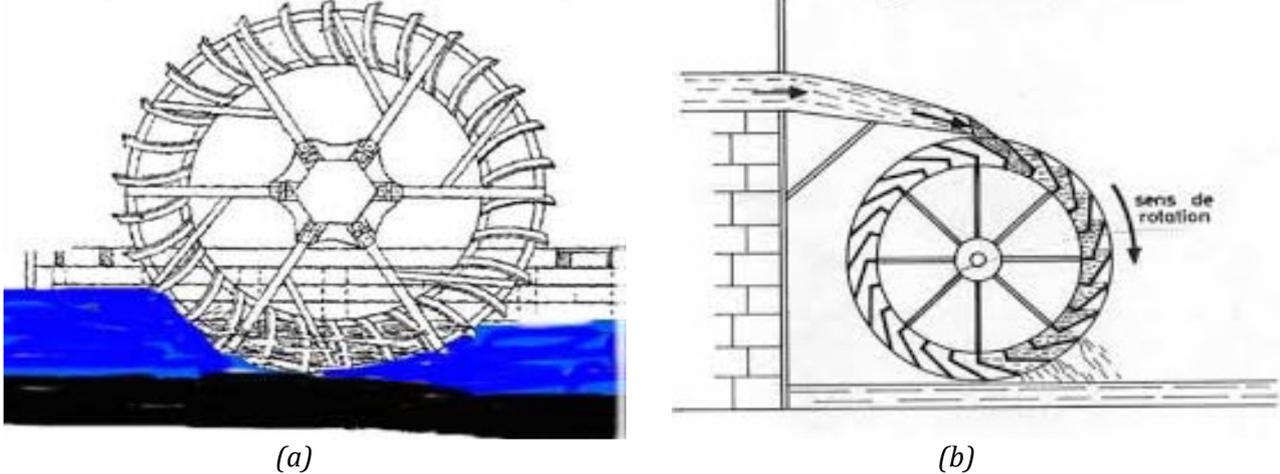


Figure V.1 Techniques utilisées dans les moulins à eau, (a) Roue à aubes et (b) Roue à godets

L'énergie hydroélectrique, ou hydro-électricité, est une énergie électrique renouvelable obtenue par transformation de l'énergie mécanique des différents flux d'eau (fleuves, rivières, chutes d'eau, courants marins, marées, vagues...).

La première réalisation de turbine hydraulique est due à Benoît Fourneyron, un français, en 1827, elle est le perfectionnement des roues hydrauliques qui existaient depuis plusieurs siècles ; c'est une turbine à réaction. L'invention de la turbine hydraulique puis de la dynamo et enfin de l'alternateur ont ouvert une voie importante vers l'hydroélectricité qui constitue la source d'énergie renouvelable la plus utilisée dans le monde. Les noms de Francis et Pelton sont rattachés aux principales découvertes techniques. Elles permettent aujourd'hui d'obtenir des puissances unitaires très élevées, de l'ordre de 200 000 kW avec une roue Pelton et atteignant 500 000 kW avec une roue Francis ; ainsi que des rendements énergétiques dépassant 90%.

En 2010, la production d'électricité d'origine hydraulique représentait 16,3% de la production totale d'électricité mondiale. Au même moment, la production d'origine nucléaire était de 13% et celle d'origine fossile était de 67,2%.

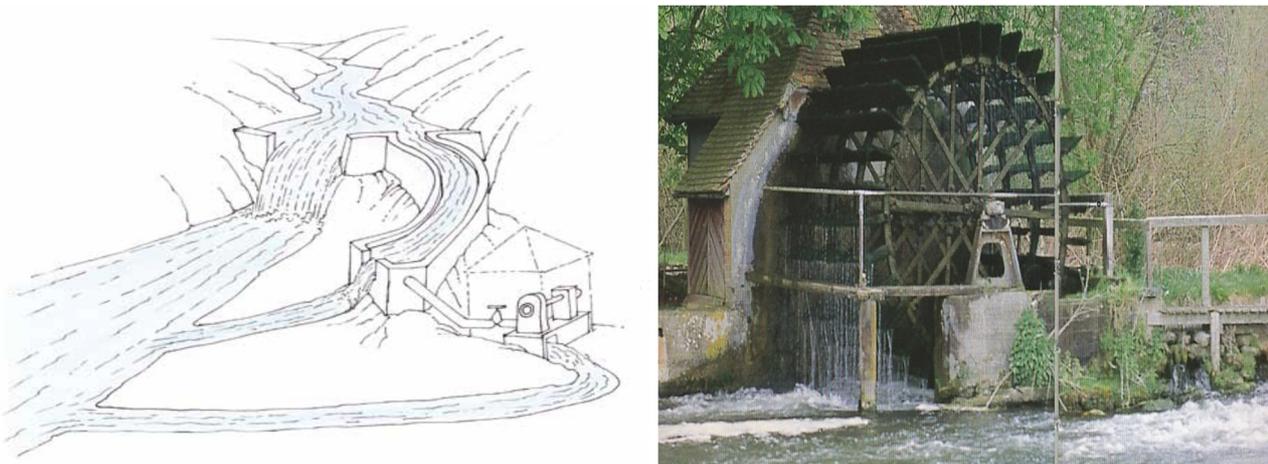


Figure V.2 Anciennes turbines hydrauliques

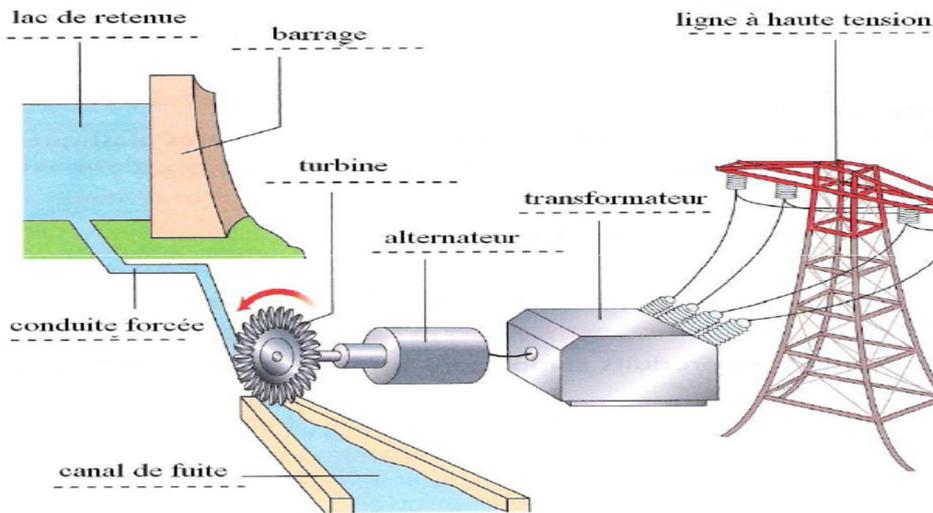


Figure V.3 Principe d'une centrale hydraulique

V-1.b. Type des barrages

V-1.b.1 Barrage à poids

Est un barrage dont la propre masse suffit à résister à la pression exercée par l'eau. Ils peuvent être en maçonnerie ou en béton. Ils sont relativement épais et leur forme est généralement simple (leur section s'apparente dans la plupart des cas à un triangle rectangle). Le barrage poids en béton est choisi lorsque le rocher du site est suffisamment résistant pour supporter un tel ouvrage (vallée large ayant une fondation rocheuse).



Figure V.4 Exemple des Barrages à poids

V-1.b.2 Barrages à voûte mince

Est un type de barrage à forme arquée dont la courbe permet de reporter les efforts dus à la poussée de l'eau sur chaque côté des rives plutôt que sur le barrage lui-même. Ce sont des barrages moins lourds à condition qu'ils soient sous forme de voûte. En effet, s'il est droit, la force de l'eau finit par l'emporter. La technique du barrage voûte nécessite une vallée plutôt étroite.

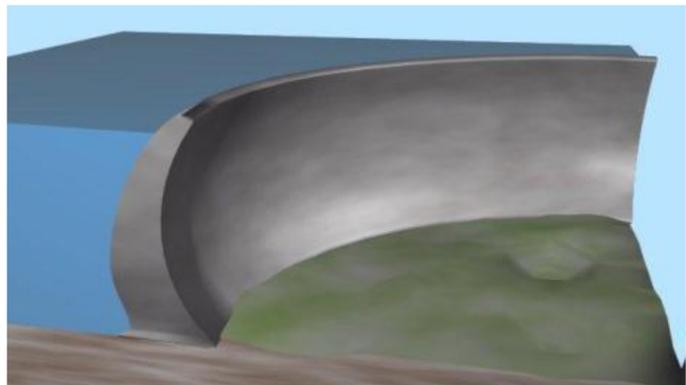


Figure V.5 Exemple des barrages à voûte mince

V-1.b.3 Barrages à contreforts ou multi-voûtes

Est un barrage qui s'appuie sur une série de voûtes qui permettent de transmettre la poussée de l'eau vers la fondation du barrage. Les barrages à contreforts sont utilisés lorsque les appuis sont trop distants, ou lorsque le matériau local est tellement compact qu'une extraction s'avère presque impossible, la technique du barrage à contreforts permet de réaliser un barrage à grande économie de matériaux.

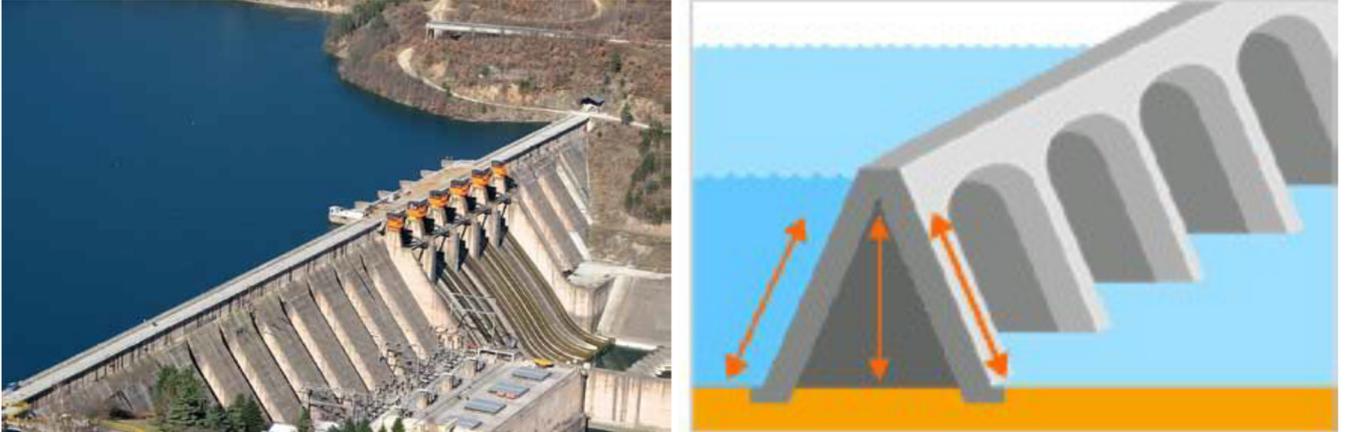


Figure V.6 Exemple des barrages à contreforts ou multi-voûtes

V-1.b.4 Barrages en remblai

On appelle barrages en remblai tous les barrages hydroélectriques constitués d'un matériau meuble, qu'il soit très fin (argile) ou très grossier (enrochements). Cette famille regroupe plusieurs catégories, très différentes. Les différences proviennent des types de matériaux utilisés, et de la méthode employée pour assurer l'étanchéité. Le barrage homogène est un barrage en remblai construit avec un matériau suffisamment étanche (argile, limon). C'est la technique la plus ancienne de barrages en remblai.

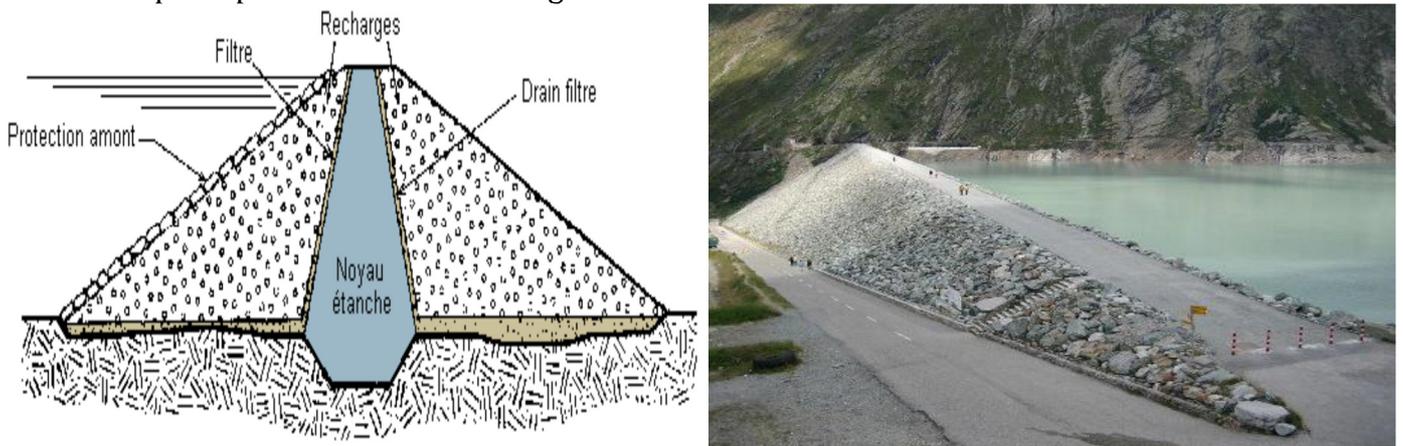


Figure V.7 Exemple des barrages en remblai

V-1.c Différentes centrales hydrauliques

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 3 sortes de centrales hydrauliques :

V-1.c.1 Centrales-lacs (ou centrales de hautes chutes)

Sont également associées à une retenue d'eau créée par un barrage. Leur réservoir important permet un stockage saisonnier de l'eau et une modulation de la production d'électricité. Les barrages de haute ou moyenne chute sont situés en montagne. Ils utilisent l'énergie de l'eau générée par la hauteur de chute d'eau et non le débit. L'eau est ainsi acheminée jusqu'aux turbines par une canalisation que l'on appelle « conduite forcée ». Avec des chutes allant de 30 à 300 mètres, elles utilisent les réserves d'eau accumulées sur des courtes périodes. Ces centrales servent pour la régulation journalière ou hebdomadaire de la production. Le schéma suivant présente ce type de centrale hydroélectrique.

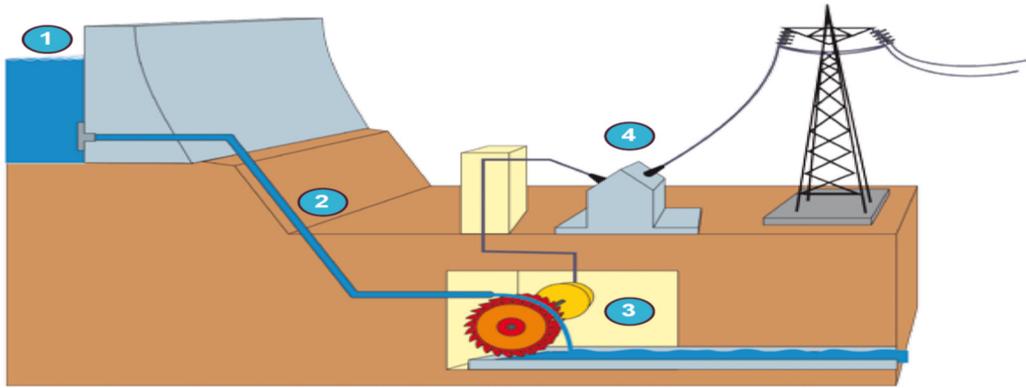


Figure V.8 Principe des centrales-lacs

- En 1, l'eau du fleuve ou de la rivière est retenue par le barrage ;
- En 2, les vannes du barrage sont ouvertes pour acheminer l'eau jusqu'à la centrale par la conduite forcée ;
- En 3, l'eau fait tourner la turbine qui entraîne un alternateur. L'alternateur produit de l'électricité;
- En 4, le transformateur élève la tension de l'électricité pour le transport dans les lignes à haute tension.

Les centrales de haute chute sont généralement équipées de turbines PELTON, ou turbine à action. Les turbines Pelton sont composées d'augets fixés sur un arbre, elles peuvent avoir plusieurs roues sur le même axe ou plusieurs injecteurs, appelés aussi pointeaux ou aiguilles. Les turbines Pelton sont utilisées pour les chutes d'eau de 10 à 500 mètres. A l'ouverture de l'injecteur, l'eau est orientée sur les augets ce qui provoque la rotation de la turbine. Les augets sont doubles avec une arête centrale, l'eau arrive sur cette arête et est dirigée dans les augets.

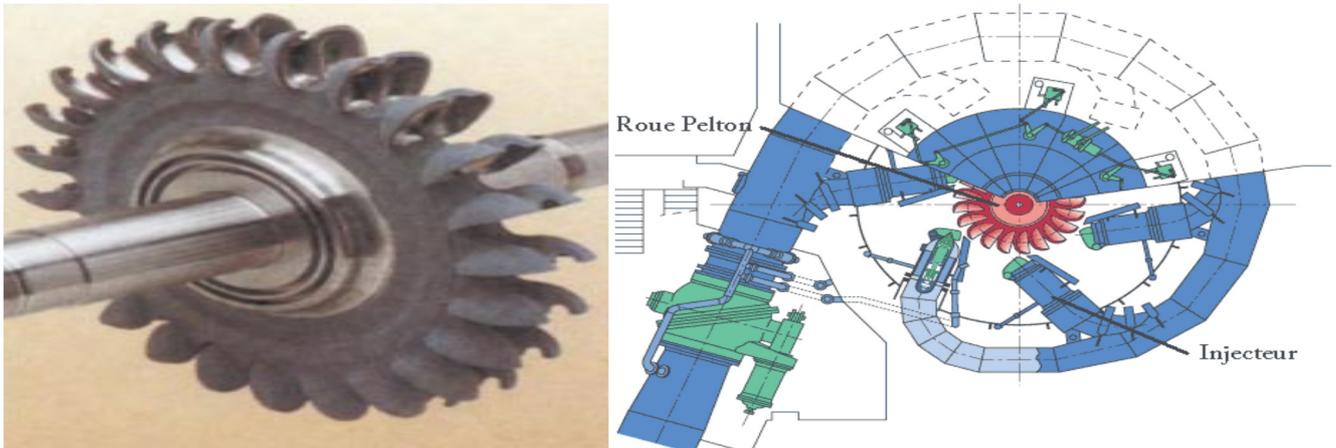


Figure V.9 Schéma d'une turbine PELTON

NB. Le débit, et en conséquence la puissance fournie par la turbine, est réglé en variant l'ouverture de l'injecteur qui produit le jet avec pointeau mobile.

V-1.c.2 Centrales d'éclusee et les centrales de moyennes chûtes

Dans les grands fleuves à relativement forte pente, des barrages sur le fleuve ou sur un canal parallèle au fleuve provoquent des suites de chutes d'eau. Les usines hydroélectriques placées aux pieds des barrages turbinent l'eau du fleuve. Une gestion fine de l'eau stockée entre deux barrages permet de fournir de l'énergie de pointe en plus de l'énergie de base. Ce type de centrales sont équipées de turbine FRANCIS, ou turbine à réaction, qui permettent l'utilisation de l'eau à moyenne pression. L'eau arrive sur le pourtour de la roue est évacuée axialement. Les directrices, sont des sortes de vannes, elles s'ouvrent plus ou moins. Elles permettent de faire varier la puissance du générateur en réglant le débit de l'eau qui est dirigée sur les aubes afin de garantir le meilleur rendement. Ce type de turbine est installé pour les chutes d'eau de 10 à 100 m. Elles peuvent être verticales ou horizontales.

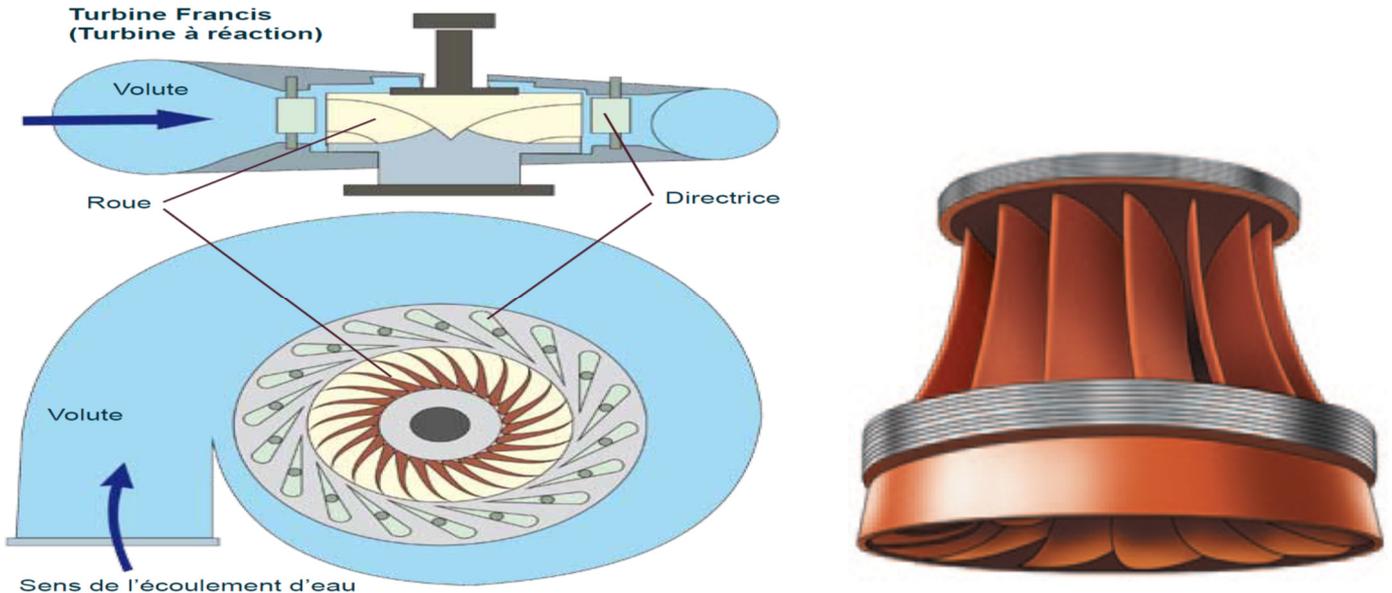


Figure V.10 Schéma d'une turbine FRANCIS

NB. La régulation du débit est réalisée par des places mobiles placées sur la circonférence de la roue. Elles portent le nom d'aubes directrices.

V-1.c.3 Centrales au fil de l'eau et les barrages de basse chute

Sont situés sur les fleuves et rivières importants, en plaine. Ils utilisent un débit d'eau qui est très important et non la hauteur de chute d'eau qui est faible : moins de 30 m. Ces centrales produisent sans interruption. Elles sont généralement constituées d'une prise d'eau, d'un tunnel ou d'un canal, puis d'une conduite forcée et d'une usine hydroélectrique située sur la rive de la rivière.

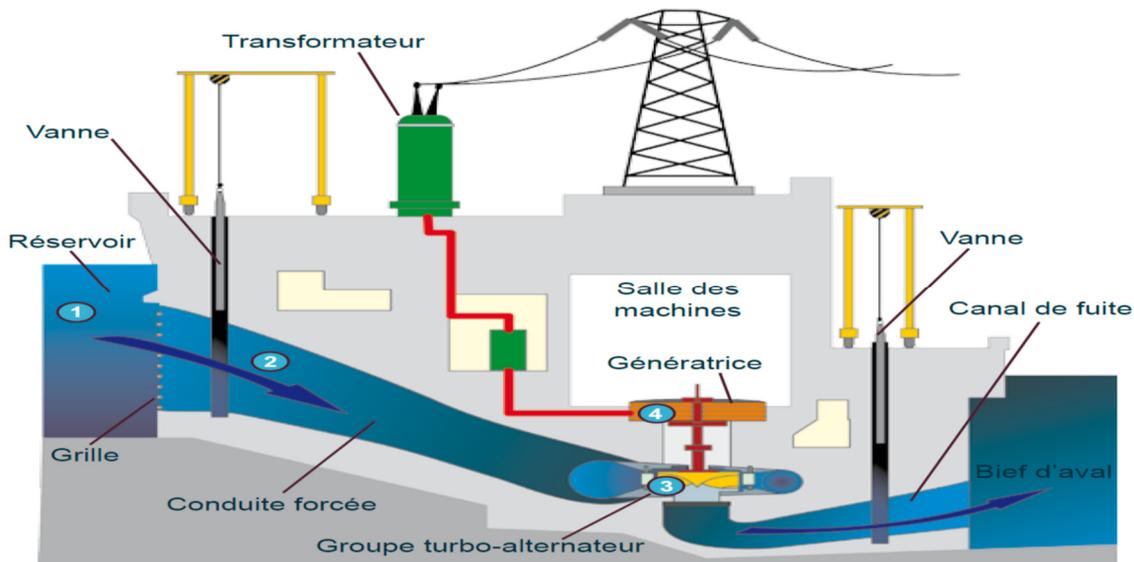


Figure V.11 Principe des centrales au fil de l'eau et les barrages de basse chute

- En 1, l'eau est captée dans la rivière et transportée via un canal jusqu'à la centrale ;
- En 2, l'eau rentre dans la centrale par des conduites forcées et est amenée jusqu'aux turbines ;
- En 3, le débit d'eau peut-être réglé par un système de pales orientables, permettant d'avoir un débit constant sur la turbine (et une production électrique constante);
- En 4, l'eau fait tourner la turbine qui entraîne un alternateur. L'alternateur produit de l'électricité.

Ce genre de centrales, sont équipées de turbine à réaction type KAPLAN avec pales orientables en fonction du débit. Les turbines Kaplan conviennent pour les centrales hydroélectriques situées sur les rivières dont la hauteur de chute d'eau peut être de moins de 5 mètres. Elles sont adaptées à un débit d'eau variable et la faible vitesse de rotation leur

permet d'avoir un bon rendement. L'eau arrive par le pourtour ou le centre et est dirigée vers la roue en forme d'hélice de bateau dont l'orientation est variable.

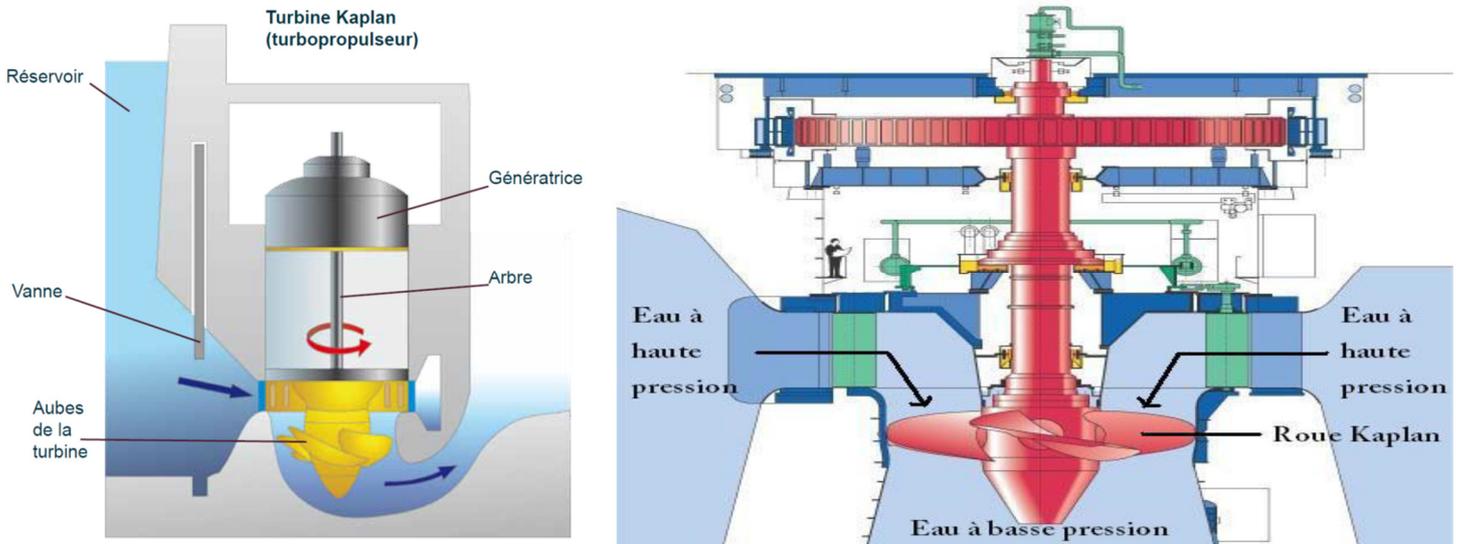


Figure V.12 Schémas fonctionnel d'une turbine KAPLAN

NB. Le débit est réglé le plus souvent en changeant l'orientation des pales de la roue, éventuellement par l'ajustement parallèle d'aubes directrices similaires à celle de la turbine Francis pour en améliorer encore le rendement.

V-1.d. Petites centrales hydrauliques

Les petites centrales hydrauliques, également appelées PCH, ont une puissance qui varie de quelques centaines de watts à une dizaine de mégawatts (MW). Elles sont mises en place sur les petites rivières et elles ne barrent pas le cours de l'eau. En « haut chute » (grand dénivelé, faible débit), l'eau est captée par une prise d'eau sommaire. Elle est ensuite dirigée à travers une conduite vers une turbine qui se met à tourner grâce à l'écoulement de l'eau. Cette turbine entraîne le générateur électrique. L'électricité produite peut être soit stockée dans des batteries d'accumulateurs ou soit utilisée directement. En « basse chute » (faible dénivelé, haut débit), on ne passe plus par une conduite et l'eau est dérivée dans un canal sur lequel sera aménagée la petite centrale hydraulique. Ces unités peuvent permettre l'auto-alimentation d'unités de production d'eau potable ou de centrales de traitement des eaux usées. Elles ne rejettent aucun déchet dans l'eau et n'émettent aucun gaz polluant. La plupart des PCH sont aujourd'hui équipées d'échelles à poissons qui sont des passes spécialement aménagées qui permettent aux poissons de franchir la centrale.

Centrale hydroélectrique

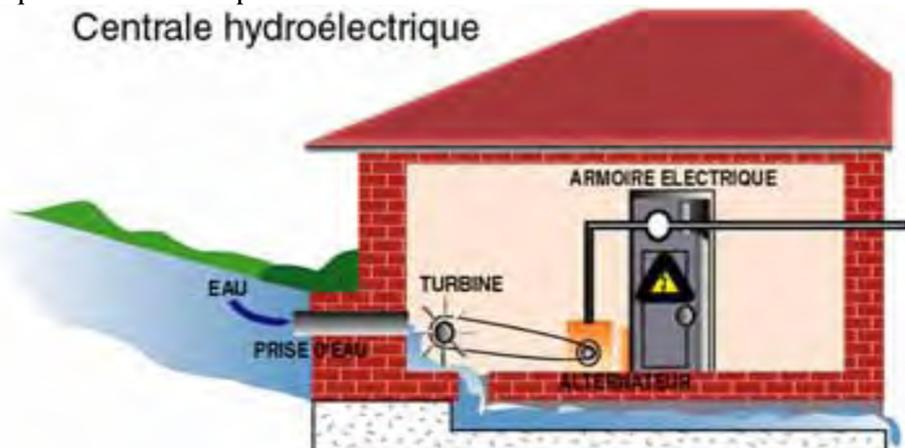


Figure V.13 Schéma fonctionnel d'une microcentrale

V-1.e. Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les STEP possèdent deux bassins, un bassin supérieur (par exemple, un lac d'altitude) et un bassin inférieur (par exemple une retenue artificielle) entre lesquels est placé un dispositif réversible pouvant aussi bien fonctionner comme pompe ou turbine pour la partie hydraulique et comme moteur ou alternateur pour la partie électrique. L'eau du bassin

supérieur est turbinée en période de forte demande pour produire de l'électricité. Puis, cette eau est pompée depuis le bassin inférieur vers le bassin supérieur dans les périodes où l'énergie est bon marché, et ainsi de suite. Les STEP ne sont pas considérées comme productrices d'énergie de source renouvelable puisqu'elles consomment de l'électricité pour remonter l'eau turbinée. Ce sont des installations de stockage d'énergie. Elles interviennent fréquemment pour des interventions de courte durée à la demande du réseau et en dernier recours (après les autres centrales hydrauliques) pour les interventions plus longues, notamment en raison du coût de l'eau à remonter. Le rendement entre l'énergie produite et l'énergie consommée est de l'ordre de 70% à 80%. L'opération se révèle rentable lorsque la différence de prix de l'électricité entre les périodes creuses (achat d'électricité à bas prix) et les périodes de pointe (vente d'électricité à prix élevé) est importante.

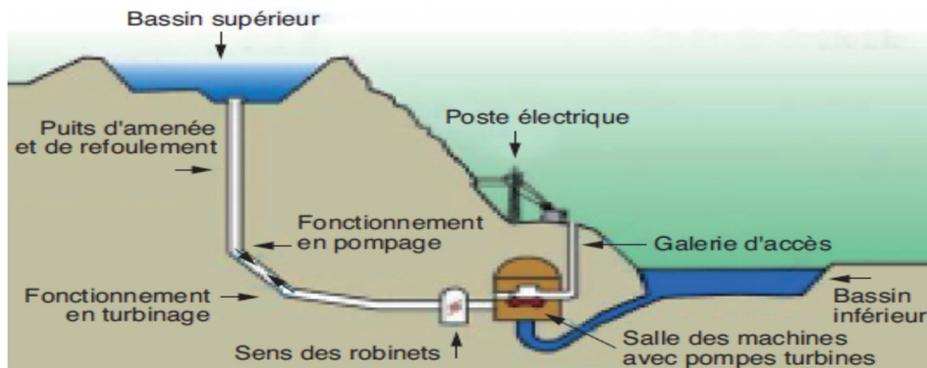


Figure I.14 Principe de fonctionnement d'une centrale STE

V-2. Énergie marine

V-2.a. Usines marémotrices

L'énergie marémotrice est issue du mouvement des marées (qui sont elles mêmes causées par les forces de gravitation de la Lune et du Soleil). La force des marées est exploitée en Bretagne depuis le Moyen Age puisque les premiers moulins à marée y ont été construits vers 1120. Aujourd'hui encore, on peut voir dans cette région quelques exemples de moulins à eau fonctionnant grâce à l'énergie marémotrice. Cette énergie peut être captée de deux manières :

- Soit en exploitant les variations du niveau de la mer comme dans l'usine marémotrice de la Rance (énergie potentielle) ;
- Soit en exploitant les courants de marée captés par des turbines appelées "hydroliennes" (énergie cinétique).

Une usine marémotrice exploitant les variations du niveau de la mer fonctionne sur le même principe qu'une centrale hydroélectrique. C'est une chute d'eau qui entraîne des turbines et permet de produire de l'électricité. Pour exploiter l'énergie marémotrice, on construit un barrage qui laisse passer la mer à marée montante. L'eau remplit un bassin de retenue qui sert ensuite à faire tourner les turbines à marée basse. L'exploitation de l'énergie potentielle des marées nécessite donc des aménagements importants, qui modifient l'équilibre écologique du site d'implantation. C'est pourquoi on explore aujourd'hui d'autres solutions comme le captage de l'énergie cinétique des courants de marée.

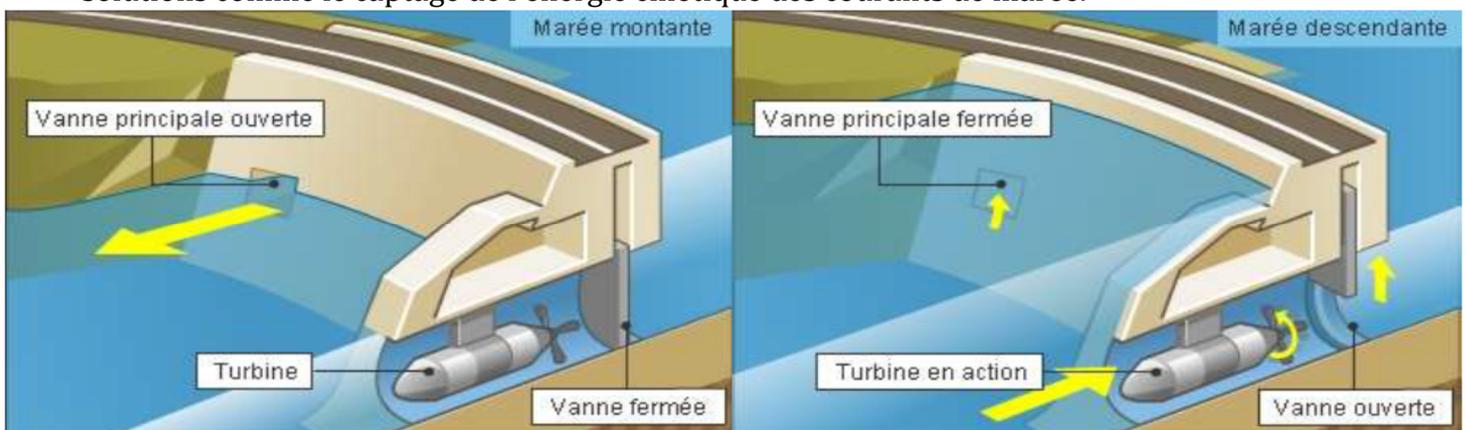


Figure V.15 Principe d'une centrale marémotrice

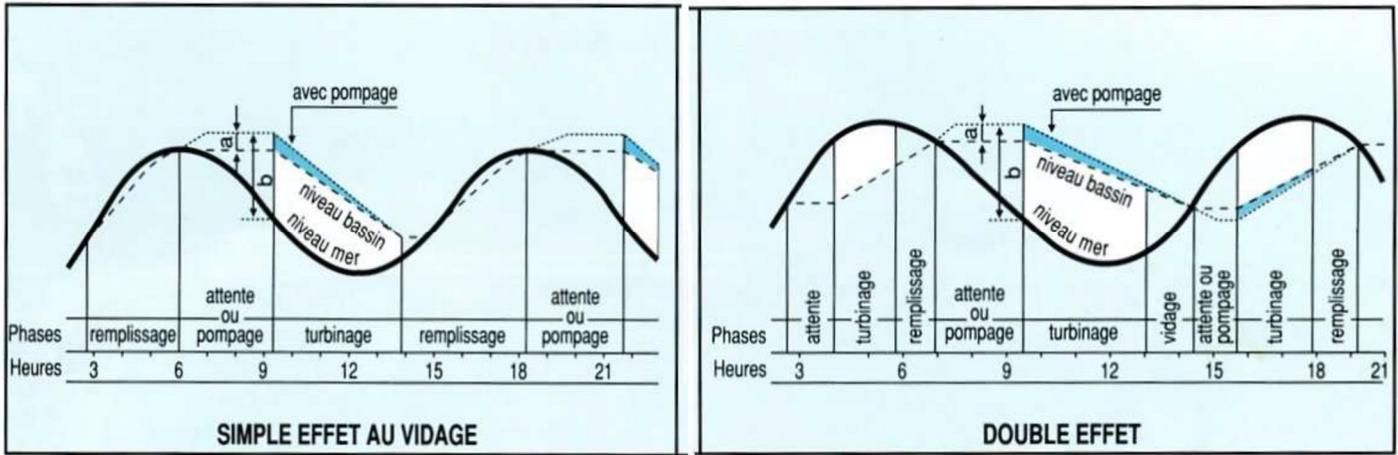


Figure V.16 Cycles de fonctionnement des centrales marémotrices

En effet, il y a eu très peu de réalisations au monde et la plus grande, de loin, est l'usine marémotrice de la Rance. Mise en service en 1966, elle produit annuellement environ 0,540 TWh soit plus de 90% de l'énergie électrique marémotrice mondiale. Ses 24 groupes de 10 MW sont intégrés dans un barrage qui sert également de route pour relier Saint Malo à Dinard. Il n'y a eu que peu de réalisations de ce type en grande puissance (supérieure à 1 MW) si ce n'est au Canada et en Chine avec respectivement avec 20 MW et 5 MW. D'autres projets sont en attente depuis quelques décennies, dont celui de la baie du Fundy au Canada, où une usine de 5300 MW est envisagée, et celui de Severn en Angleterre avec 216 turbines d'une puissance totale de 8640 MW.

V-2.b. Courants de marée et les hydroliennes

L'hydrolienne est une turbine sous-marine qui utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air. La récupération de l'énergie cinétique des courants marins par des turbines accroît encore le potentiel récupérable car il n'est plus nécessaire de construire des barrages, dont les impacts environnementaux sont contestés ; les sites sont alors beaucoup plus nombreux. Le potentiel mondial n'a pas été encore complètement évalué, mais il est sans doute très supérieur à celui des systèmes à barrage. Rien qu'en Europe, on l'estime à environ 50 TWh, en ne considérant que les zones à proximité des côtes, là où les courants sont suffisamment rapides pour un dimensionnement technico-économique acceptable des turbines.

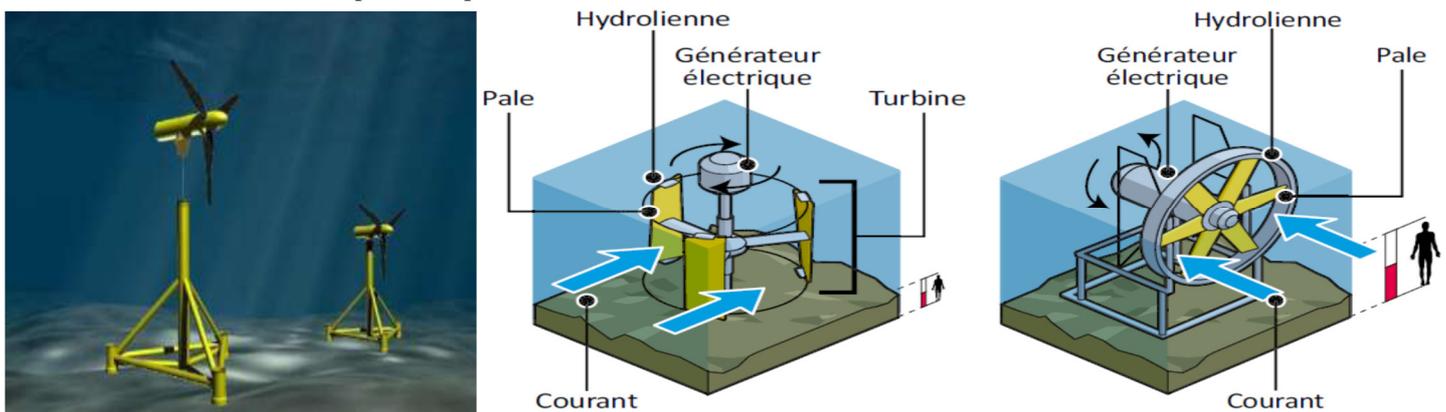


Figure V.17 Principes des centrales à courant de marée et les hydroliennes

V-2.c. Energie des courants océaniques

Ces courants, à différencier des courants de marées, résultent d'un processus complexe :

- Courants de surface : vents (alizées...) + rotation de la Terre ;
- Courants profonds : brassage des eaux océaniques principalement dû aux gradients de température et de salinité.

Compte tenu des débits et du volume global, on peut considérer qu'il faut environ mille ans pour qu'un brassage complet des eaux océaniques soit effectué. Seuls quelques courants sont

suffisamment rapides pour qu'une exploitation soit envisageable, c'est le cas du Gulf Stream qui offre un débit moyen de $30 \text{ Mm}^3/\text{s}$ avec des vitesses comprises entre 1,2 et 2,7 m/s, tandis que les courants équatoriaux possèdent des vitesses plutôt comprises entre 0,2 et 0,3 m/s. La ressource globale est difficile à évaluer. Le Gulf Stream offre à lui seul une puissance cinétique de plus de 30 GW et environ 300 TWh annuels. Mais il n'est pas question de prélever massivement son énergie sans conséquences climatiques graves.

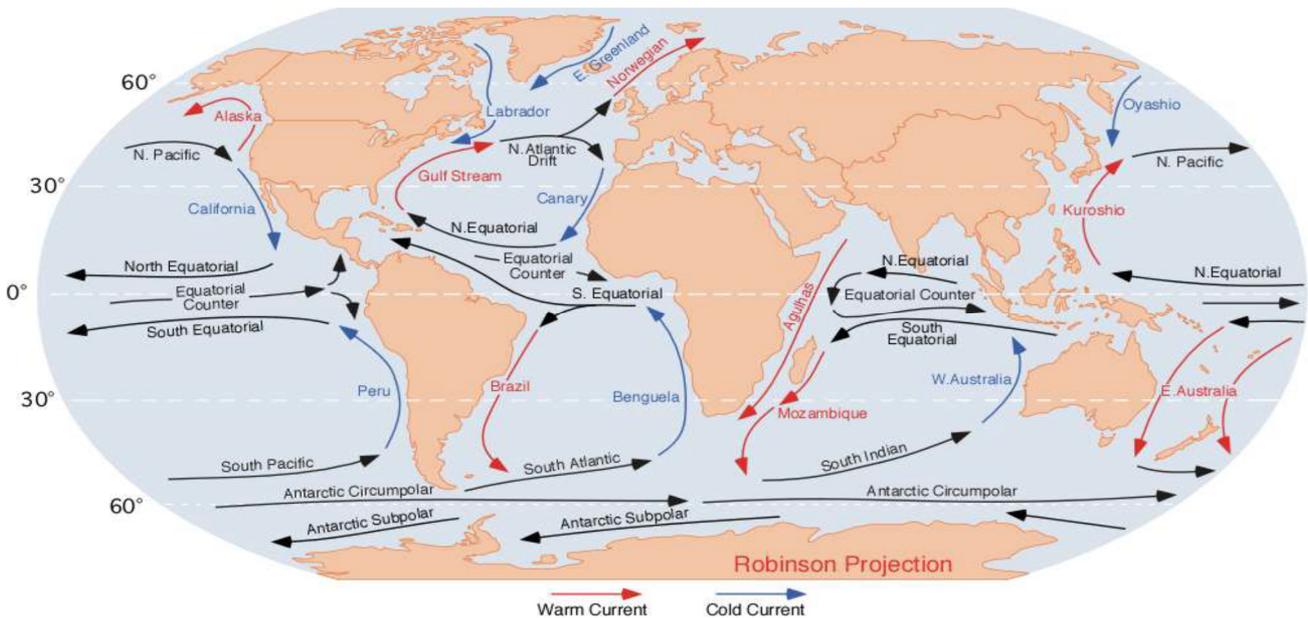


Figure V.18 Carte des différents courants océaniques

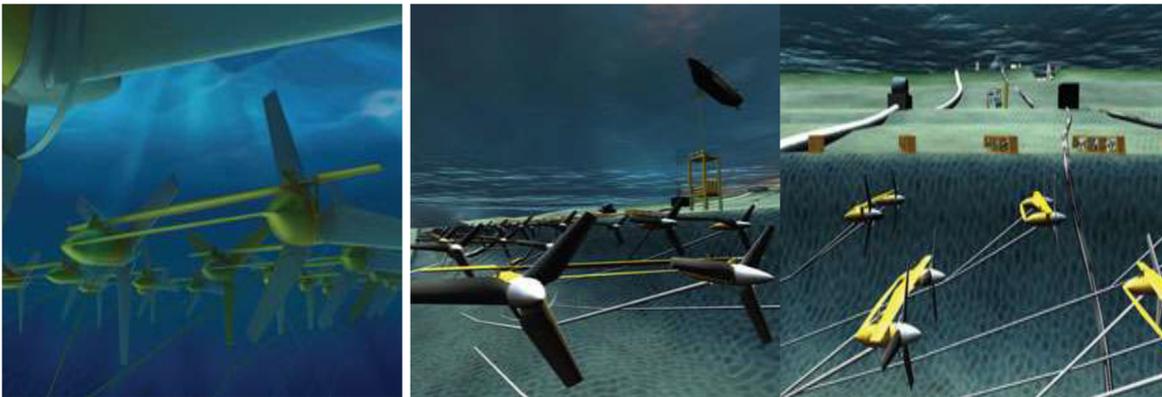


Figure V.19 Différents types de centrales à courants océaniques

V-2.d. L'énergie thermique des mers (ETM)

L'énergie thermique des mers (ETM) réside dans l'échange thermique entre la chaleur transmise par le soleil aux eaux de surface des océans et les eaux froides des profondeurs. L'énergie thermique marine est une technique particulièrement adaptée à la zone intertropicale où l'amplitude des températures est importante. De plus, les couches froides ne se mélangent pas aux couches chaudes. En effet, la densité de l'eau s'accroît lorsque la température diminue, ce qui permet la coexistence de deux couches d'eau de températures différentes. Dans cette zone, utilisation de la différence de température des océans entre la surface (22°C et plus) et les grandes profondeurs (4°C à 1000 m), pour vaporiser un fluide et faire tourner un turbo-générateur. Le fluide le plus utilisé est l'ammoniac qui passe de l'état vapeur/liquide à 15°C sous 7 bars. Une centrale ETM est constituée de 3 principaux éléments :

- Un système de production d'énergie :
 - ✓ Un fluide de « travail » passe de l'état liquide à l'état vapeur dans un évaporateur en contact avec l'eau de mer chaude (pompée en surface). Cette vapeur passe ensuite dans la turbine d'un turbogénérateur qui produit de l'électricité. La vapeur est refroidie dans un condenseur en contact avec l'eau de mer froide (pompée en profondeur) ;
 - ✓ Fonctionnement en cycle fermé ou en cycle ouvert.

- Un système d'alimentation en eau :
 - ✓ Besoin de débits d'eau de mer importants pour compenser le faible rendement et éviter les pertes thermiques.
 - ✓ Besoin de canalisations de très grand diamètre pour diminuer les pertes de charges (\varnothing 1,5 m pour quelques MW). Pour 100 MW, diamètre mini. De 10 m !
- Une infrastructure d'accueil :
 - ✓ A terre ou en mer (flottante)

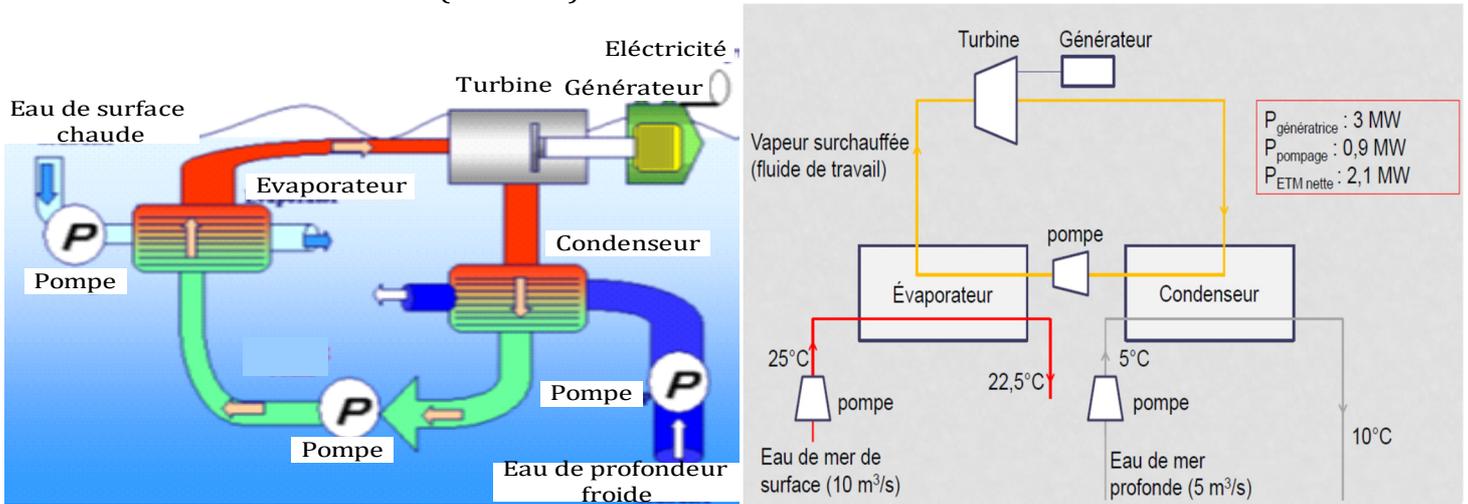


Figure V.20 Principe des centrales à base d'énergie thermique des mers

V-2.e. Utilisation de la température des mers pour les climatisations

Il existe également une technologie permettant d'utiliser, sans passer par le stade de conversion en électricité, la température de l'eau profonde des mers : les SWAC (Sea Water Air Conditioning) ou DWSC (Deep Water Source Cooling) utilisent l'eau froide située en profondeur pour le conditionnement d'air en zone climatique chaude (utilisation directe dans les climatisations).

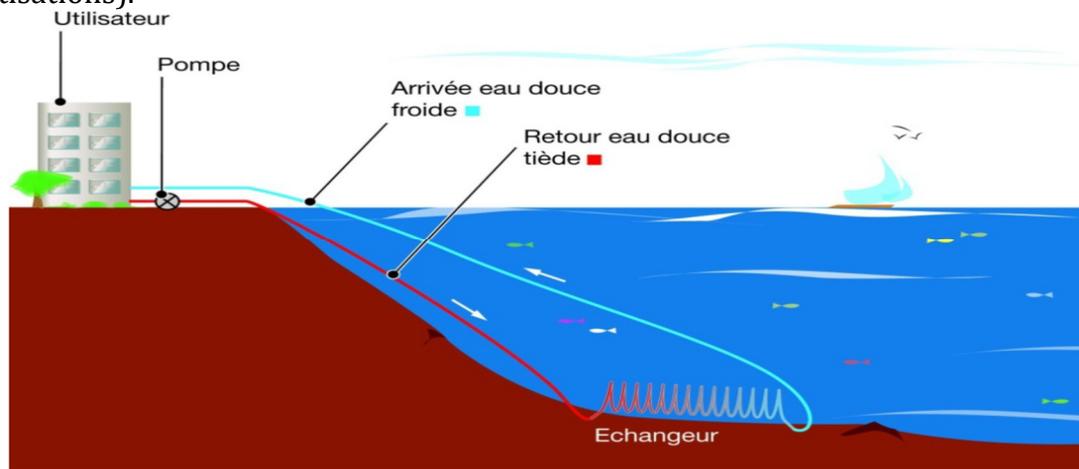


Figure V.21 Principe des systèmes de climatisation à base d'énergie thermique des mers

V-2.f. Energie osmotique

La recombinaison de l'eau douce avec l'eau de mer salée donne lieu à un phénomène de diffusion (osmose) qui peut libérer de l'énergie. L'utilisation d'une membrane spécifique peut permettre d'obtenir une pression osmotique due à la diffusion de l'eau douce vers l'eau de mer, ce qui augmente la pression du côté de l'eau salée. C'est la pression osmotique. Elle sert à faire tourner une turbine. La pression osmotique est à la base du procédé de production d'énergie conçu dans les années 1970 par l'Américain Sydney Loeb, mais développé et exploité par le groupe Norvégien Statkraft entre 1997 et 2013. Une centrale osmotique comporte peu d'éléments :

- Une membrane semi-perméable contenue dans des modules ;
- Des filtres à eau douce et à eau salée qui servent à optimiser la performance de la membrane ;

- Une turbine qui génère une force motrice en fonction d'une pression osmotique et d'un débit de perméation (vitesse d'écoulement) ;
- Un échangeur de pression qui pressurise l'amenée d'eau salée nouvelle nécessaire au maintien d'une salinité élevée en aval de la membrane.

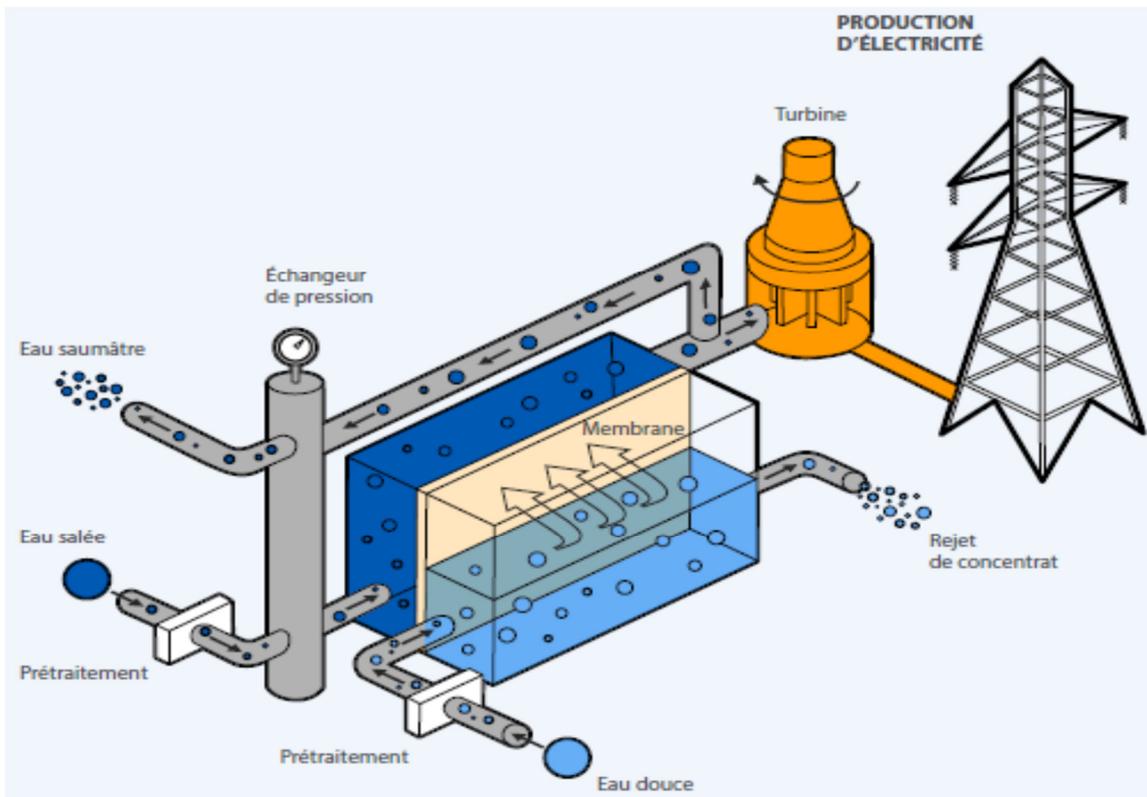


Figure V.22 Principe d'une centrale à base d'énergie osmotique

V-2.g. Energie des vagues et de la houle

L'énergie houlomotrice est une forme concentrée de l'énergie du vent. Quand le vent souffle sur la mer, des vagues se forment et transportent de l'énergie cinétique. Lorsqu'elles arrivent sur un obstacle flottant ou côtier elles cèdent une partie de cette énergie qui peut être transformée en courant électrique. L'énergie des vagues est, parmi toutes les énergies marines, celle qui présente le plus grand potentiel. Si certains experts chiffrent la ressource théorique mondiale jusqu'à 80 000 TWh/an, il semble que le potentiel techniquement exploitable soit de l'ordre de 1 400 TWh/an (chiffre World Energy Council), équivalent à près de 10 % de la demande électrique mondiale annuelle. On distingue donc plusieurs grandes familles, selon le principe de fonctionnement retenu, dont notamment :

- **Systemes à déferlement** : les vagues viennent déferler sur un plan incliné à l'arrière duquel se trouve un bassin, stockant l'eau en hauteur après son déferlement. Lorsque l'eau de ce bassin retourne à la mer par l'action de la gravité, elle actionne des turbines hydrauliques qui entraînent des alternateurs.

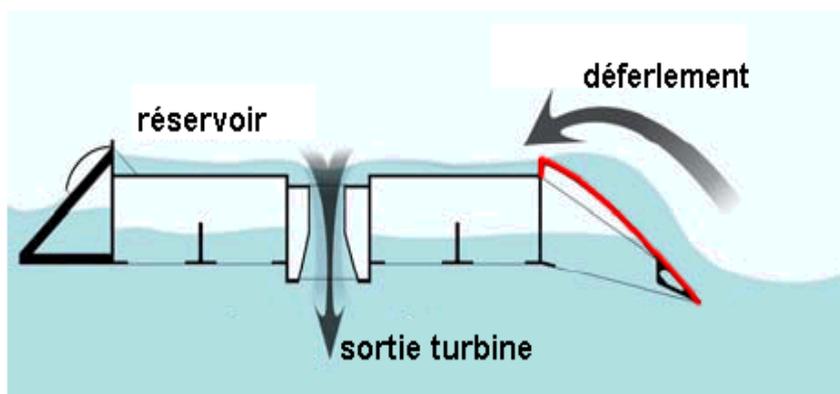


Figure V.23 Principe des systèmes à déferlement

• **Systèmes à colonne d'eau oscillante** : Le principe en lui-même est relativement simple: la houle fait augmenter la hauteur d'eau dans une colonne en béton fixé sur le rivage. Cette brusque montée d'eau va réduire le volume de la cavité et donc comprimer l'air qui se situe dedans. Cet air n'aura d'autre choix que d'être évacué sous pression en haut de colonne au travers d'une turbine couplé à un générateur. La turbine sera mise en rotation par le flux d'air comprimé. Une fois l'amplitude maximale de la vague atteinte, celle-ci redescend et provoque un appel d'air dans la colonne. Cette fois ci, l'air entre avec force dans la colonne dans l'autre sens et fait tourner de nouveau la turbine. Cela produit de l'électricité. Il est à noter que quelque soit la direction du flux d'air (entrée ou sortie de la colonne), la turbine tournera toujours dans le même sens garantissant une production constante d'électricité.

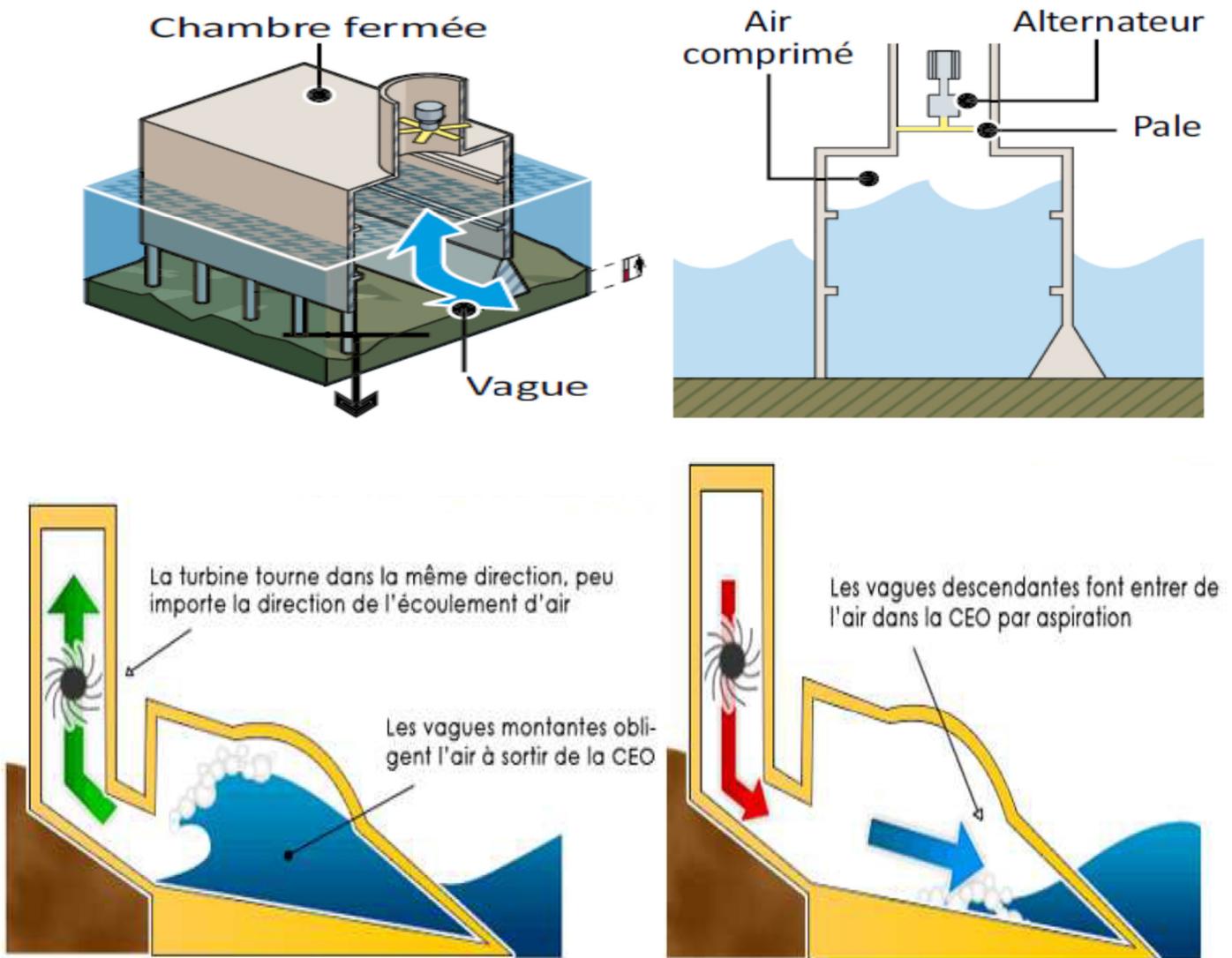


Figure V.24 Principe des systèmes à colonne d'eau oscillante

• **Systèmes à flotteurs en surface**: ceux-ci peuvent soit être articulés et perpendiculaire aux vagues, soit monté et descend en fonction du passage des vagues. Ils compriment une partie fixe et une partie flottante. Cette dernière oscille avec la houle et actionne une turbine à air ou à eau produisant de l'électricité.

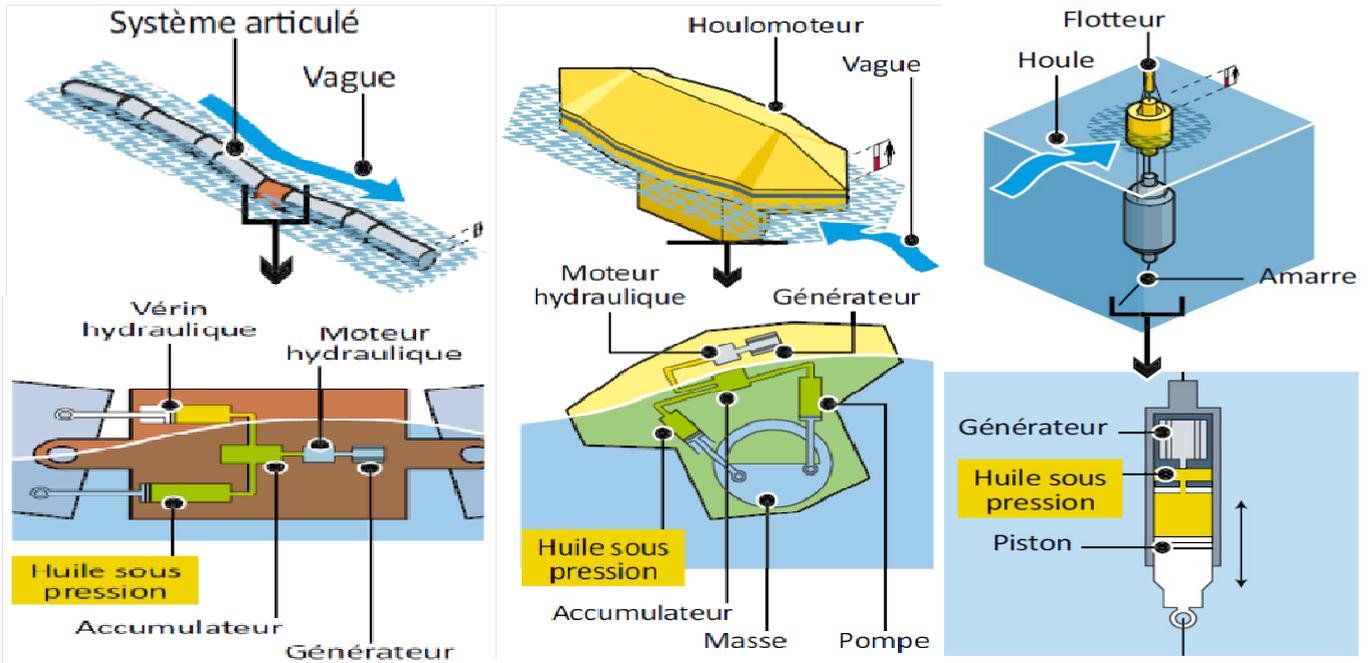


Figure V.25 Principe des systèmes à flotteurs en surface

- **Systèmes immergés** : ils peuvent être soit oscillants (volets oscillant dans les deux sens avec le passage des vagues), soit actionner une pompe à piston à vérin hydraulique. Des batteurs de houle, sortes de panneaux articulés posés sur le fond marin, oscillent et compriment de l'eau qui est envoyée à terre pour alimenter des turbines.

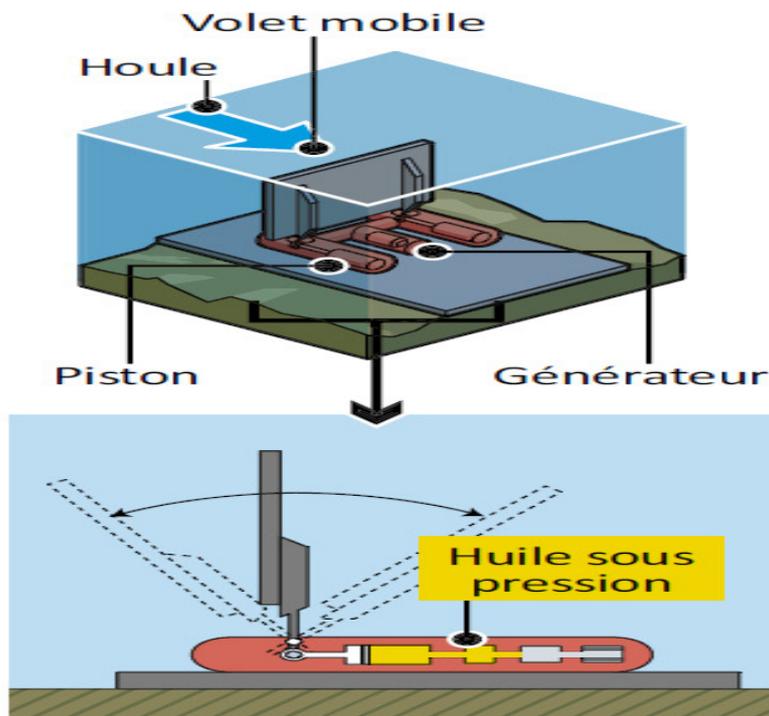


Figure V.26 Principe des systèmes immergés

Annexe C**C-1 Questions et exercices sur l'énergie hydraulique****Q1-**

- a- D'où vient l'énergie hydraulique ?
- b- Est-elle épuisable ?
- c- Quels sont les différents types d'installations hydrauliques ?

Q2-

- a- Expliquer comment fonctionnent une turbine et une pompe.
- b- Quels sont les types de barrages à haute chute et où les utilise-t-on ?

Q3-

- a- A quels moments un barrage est-il plein ou presque vide ?
- b- Pourquoi y a-t-il tant de galeries d'amenée d'eau dans quelques montagnes ?

Q4-

- a- Il semble absurde de remonter l'eau dans un barrage alors que le soleil le fait très bien.
- b- Est-ce rentable du point de vue physique ?
- c- Expliquer pourquoi c'est une pratique courante ?

Q5- L'eau d'un barrage parvient à l'entrée d'une turbine à raison de 2 m^3 par seconde et après une perte d'altitude de 600 m. Calculer la puissance électrique produite par le générateur si le rendement global vaut 70%.

Exercice 1 :

L'aménagement hydroélectrique d'un barrage comprend plusieurs installations :

- Un lac de retenue de volume utile de $400\,000\,000 \text{ m}^3$ d'eau.
 - Des centrales hydroélectriques de A et de B de puissances électriques de 360 MW et de 480 MW.
 - Une usine de pompage et de turbinage.
 - Des stations de pompage de E, F et G qui refoulent de l'eau dans le lac de retenue.
- a. Pour quelles raisons a-t-on construit des stations de pompage qui refoulent de l'eau dans le lac de retenue ?
- b. Combien de temps les centrales A et de B peuvent-elles fonctionner avec l'eau contenue dans le lac de retenue si le débit total de l'eau qui les alimente est égal à $45 \text{ m}^3/\text{s}$. La station de pompage A, elle est équipée de trois pompes qui refoulent chacune $2,8 \text{ m}^3$ d'eau par seconde dans le lac de retenue du barrage. La dénivellation entre la station de pompage et le lac est de 212 m. Quelle est la puissance totale de ces trois pompes ?

Exercice 2 :

L'usine marémotrice de la Rance ne fonctionne que par intermittence car le remplissage du bassin de retenue est soumis au rythme des marées. On distingue 3 phases dans son fonctionnement :

- Phase 1 : production d'énergie électrique quand l'eau s'écoule du bassin vers la mer lors de la marée descendante : $W1 = 540 \text{ GWh}$ par an ;
- Phase 2 : production d'énergie électrique quand l'eau s'écoule de la mer vers le bassin lors de la marée montante : $W2 = 70 \text{ GWh}$ par an ;
- Phase 3 : consommation d'énergie électrique pour pomper l'eau de la mer vers le bassin pendant les heures dites creuses afin de fournir plus d'énergie électrique lors des heures dites de pointe : $W3 = 60 \text{ GWh}$ par an.

- 1- Calculer en tonnes équivalent pétrole ou t.e.p (1 t.e.p = 4500 kWh électriques) l'énergie électrique fournie annuellement par l'usine marémotrice.

- 2- Sachant que la puissance de l'usine marémotrice est $P = 240 \text{ MW}$, quelle que soit la phase de fonctionnement, calculer la durée moyenne en heures de chacune des phases par jour. En déduire la durée totale en heures de fonctionnement de l'usine marémotrice par jour.

C-2 Compléments du cours

Centrale hydraulique

La centrale se compose de deux réservoirs (niveau supérieur (1) et niveau inférieur (2)), d'une chute d'eau caractérisée par sa hauteur.

Les forces de frottements étant négligeables dans le tuyau, nous pouvons appliquer la loi de conservation d'énergie. Ainsi :

$$\begin{aligned} E_{m1} &= E_{m2} \\ E_{pp1} + E_{c1} &= E_{pp2} + E_{c2} \\ E_{pp1} &= E_{c2} \end{aligned}$$

En effet, la vitesse de l'eau à la position (1) est nulle, en choisissant comme référence d'énergie potentielle le niveau (2) on aboutit à $E_{c1} = E_{pp2} = 0$.

Ainsi donc, l'énergie disponible est $E_{pp1} = m.g.h$.

Avec :

- m : la masse d'eau (kg) ;
- h : la hauteur de chute (m) ;
- g : l'accélération de la pesanteur (9,81 m.s⁻²).

On définit la puissance comme étant :

$$P = dE/dt$$

Avec

- P : puissance utile de la chute d'eau (W)
- E : l'énergie disponible (J)
- t : le temps (s)

On peut alors calculer la puissance de la chute d'eau en fonction de sa hauteur, sachant que, d'après la définition de la masse volumique $m=V.\rho$

$$P = d(V.\rho.g.h)/dt$$

Avec

- ρ : masse volumique de l'eau en kg.m³
- V : volume d'eau en m³

ρ, g et h étant des constantes, on fait apparaître l'expression du débit volumique $Q=dV/dt$. Il en résulte :

$$P = Q.\rho.g.h$$

La puissance disponible dans la turbine résulte de la conjonction de deux facteurs:

- La hauteur de la chute;
- Le débit de la chute.

Caractéristiques énergétiques de la houle

Les vagues sont créées et entretenues localement par le vent et prennent la même direction que lui, leur période excède rarement 8 secondes. La houle, quant à elle, se propage en dehors de la zone où le vent lui a donné naissance, avec des oscillations plus lentes, typiquement de 10 secondes, avec une grande longueur d'onde (150 m) et une vitesse de propagation (ou vitesse de phase) d'environ 14 m/s. La période peut atteindre 25 secondes et la longueur d'onde 900 m par très grosse mer (36 m/s). Idéalement (onde sinusoïdale pure et profondeur infinie), la longueur d'onde est liée à la vitesse de propagation et à la période par la relation classique :

$$\lambda = c.T$$

En eaux profondes et aux grandes longueurs d'onde devant la longueur capillaire (environ 3 mm), on a des ondes de gravité dont la vitesse de propagation c et la période T sont fonctions de la longueur d'onde λ :

$$c = \sqrt{\frac{g\lambda}{2\pi}} \quad \text{et} \quad T = \sqrt{\frac{2\pi\lambda}{g}}$$

La puissance d'une vague progressive pure (parfaitement sinusoïdale et unidirectionnelle) peut se calculer assez aisément si la profondeur du milieu dans lequel elle se propage est supposée infinie (en pratique plus grande que la demi-longueur d'onde). Dans ces conditions, on peut démontrer que la puissance (moyenne) transmise par unité de largeur de front de vague dans la direction de propagation s'exprime par :

$$P_w = \left(\frac{\rho g^2}{32\pi}\right) \cdot H^2 \cdot T \approx 980 H^2 \cdot T \left(\frac{W}{m}\right)$$

Où ρ est la masse volumique de l'eau, g l'accélération de la pesanteur, H est sa hauteur crête à creux de la houle et T sa période. Avec de l'eau de mer (masse volumique de 1024 kg/m^3), le coefficient $\left(\frac{\rho g^2}{32\pi}\right)$ vaut environ 980 unités SI.

V.4 Exemple d'application

Energie journalière consommée par le foyer et capacité de stockage du réservoir.

b- Calcul de la puissance moyenne à fournir

- L'énergie nécessaire au fonctionnement d'une habitation moyenne est de 3100 kWh/an. Ce qui nous donne :

$$\left(\frac{3100}{365}\right) = 8.4 \text{ kwh par jour} \rightarrow E = 30,2 \text{ MJ par jours ;}$$

- Puissance moyenne pour journée de douze heures : $P_m = \left(\frac{E}{t}\right)$

$$- P_m = \frac{30,2 \cdot 10^6}{3600 \times 12} \rightarrow P_m = 0,7 \text{ kW}$$

c- Calcul de l'énergie à stocker et de la taille du bassin d'eau en amont

- Calculer et de trouver des dimensions du lac artificiel à réaliser.

$$E = P \cdot t \rightarrow E = 700 \cdot 3600 \cdot 12 \cdot 3$$

$$E = 90,5 \text{ MJ} = 25,2 \text{ kWh}$$

- On suppose que la hauteur du bassin est $h=7\text{m}$

$$E = m \cdot g \cdot h = \rho \cdot v \cdot g \cdot h \rightarrow v = \frac{E}{\rho \cdot g \cdot h}$$

$$= \frac{90,5 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,8 \cdot 7} \rightarrow v = 1350 \text{ m}^3$$

- Ce qui correspond (par exemple) à un bassin de 2m de profondeur, 26 m de largeur et 26 m de longueur.
- Donc pour diminuer la taille du bassin. Il faut augmenter la hauteur de chute.

C-3



Figure c.1 Basse chute : turbine Kaplan



Figure c.2 Moyenne chute : turbine Francis



Figure c.3 Haute chute : turbine Pelton

Tableau c.1 Comparaison des différentes énergies marines

| Type d'énergie & caractéristiques | Marémotrice | Hydrolienne | Houlomotrice | Thermique | Osmotique |
|--|--|--|--|---|--|
| Ressource énergétique mondiale estimée (TWh/année) | 300 | 800 | 80 000 | 10 000 | 2 000 |
| Stade de développement | Industriel pour le marémoteur classique - précoce pour les lagons offshore | Avancé | Préindustriel ou Avancé selon les projets | Très précoce | Très précoce |
| Avantages | - Technologie éprouvée | - Espace nécessaire réduit - Pas ou peu de structures apparentes | - Pas besoin de fondations - Entretien aisé | - Production continue - Prédicibilité parfaite - Production d'eau douce et d'air conditionné | - Production continue - Prédicibilité parfaite - Entretien aisé |
| Inconvénients | - Fonctionnement intermittent - Bouversements environnementaux majeurs - Faible potentiel mondial, sauf si utilisation des lagons offshore | - Fonctionnement intermittent - Entretien compliqué - Impact <i>a priori</i> négatif sur la faune et la flore - Zones exploitables restreintes - Peut empêcher les activités maritimes | - Fonctionnement intermittent - Empêche les activités nautiques maritimes | - Investissement initial conséquent - Solution réservée aux zones tropicales - Complexité technique | - Investissement initial conséquent - Faible rendement - Nécessite un accès à de l'eau douce |

Chapitre VI : Centrales éoliennes

Introduction

Depuis des siècles, l'homme utilise l'énergie du vent pour faire avancer des bateaux, moulin du grain ou pomper de l'eau. Cette technologie millénaire nous sert maintenant à produire de l'électricité. Une hélice entraînée en rotation par la force du vent permet la production d'énergie mécanique ou électrique en tout lieu suffisamment venté. L'énergie de vent peut être utilisée de trois manières:

- 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.

Donc les applications de l'énergie éolienne sont variées mais la plus importante consiste à fournir de l'électricité à l'échelle d'une région, d'un pays. Ce sont des parcs d'aérogénérateurs ou "fermes" éoliennes. Ils mettent en œuvre des machines de moyenne et grande puissance (200 à 2000 kW). Des systèmes autonomes, de 500 W à quelques dizaines de kW, sont intéressants pour électrifier des sites isolés du réseau électrique (îles, villages...).

Le vent constitue une source d'énergie renouvelable (et même inépuisable) et propre (ni déchets ni gaz à effet de serre), qui doit être utilisée en combinaison avec d'autres moyens de production. En effet, à cause de leur fonctionnement intermittent, les éoliennes sont incapables de répondre à la demande tout le temps.

VI.1 Quelques notions sur le vent : La vitesse du vent varie selon les zones géographiques et les saisons, elle est surtout élevée pendant la période d'hiver et au niveau des mers (offshore). Le vent est défini par sa direction et sa vitesse.

VI.1.a Direction et vitesse du vent : Le vent souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de la terre. Le vent devient alors parallèle aux isobares au lieu de leur être perpendiculaire. Dans l'hémisphère nord, le vent tourne dans le sens contraire des aiguilles d'une montre autour des aires cycloniques et dans le sens direct autour des zones anticycloniques. Dans l'hémisphère sud, les sens sont inversés par rapport aux précédents. La vitesse du vent est mesurée avec des anémomètres.

VI.1.b Principe de fonctionnement: 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 à travers des pales (3 en général) portées par un rotor et installées au sommet d'un mât vertical, puis cette énergie mécanique sera transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice ainsi cette énergie électrique sera injectée dans le réseau en conformité avec les normes électriques applicables (Figure VI.1).

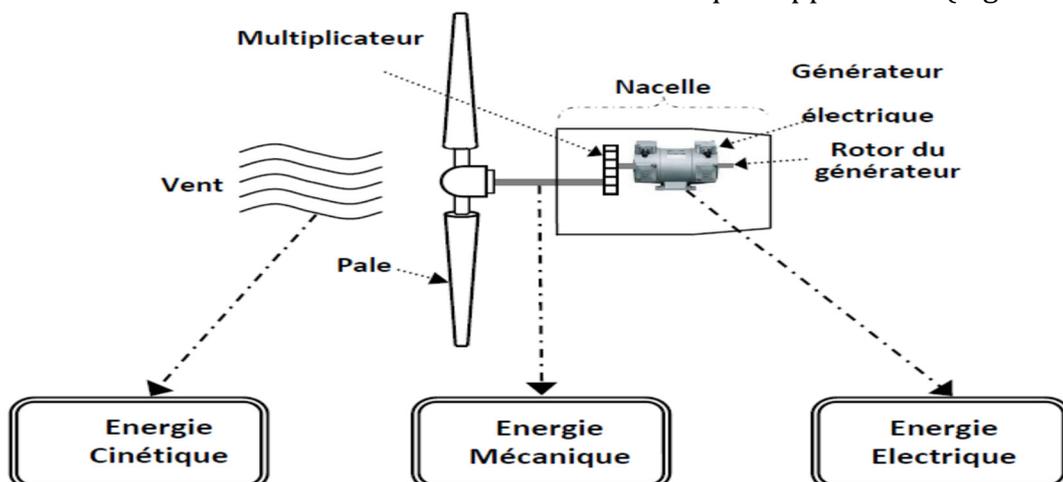


Figure VI.1 Conversion de l'énergie cinétique du vent

VI.2. Types des turbines éoliennes

Il existe deux types d'éoliennes modernes ; celle à axe horizontal dont le rotor ressemble à une hélice d'avion, et éoliennes à axe vertical dont la forme s'apparente à celle d'un batteur à œuf à l'envers.

VI.2.a. Eoliennes à axe vertical

Les aérogénérateurs à axe vertical ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique. Plusieurs prototypes ont vu le jour mais rares sont ceux qui ont atteint le stade de l'industrialisation. Ils sont classés selon leur caractéristique aérodynamique en deux familles ; les aérogénérateurs conçus sur la base de la portance (Aérogénérateurs à rotor de Darrius : conçu par l'ingénieur français George Darrius) et ceux basés sur la traînée (Aérogénérateurs à rotor de Savonius : inventé par le finlandais Sigurd Savonius en 1924).

Les principaux avantages des éoliennes à axe vertical sont les suivants :

- La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol ;
- Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quel que soit la direction du vent (ne nécessite pas de système d'orientation par rapport au sens du vent) ;
- Sa conception est simple, robuste, nécessite peu d'entretien et facilite ainsi les opérations de maintenance ;
- Les pylônes des éoliennes à axe vertical sont courts, entre 0,1 et 0,5 fois la hauteur du rotor. Cela permet de placer tout le dispositif de conversion de l'énergie au pied de l'éolienne.

Pendant elles ont comme inconvénients les points suivants:

- ✓ Faible rendement et fluctuations importantes de puissance ;
- ✓ Occupation importante du terrain pour les puissances élevées ;
- ✓ Faible vitesse du vent à proximité du sol ;
- ✓ Doivent être entraînées au démarrage et le mât subit de fortes contraintes mécaniques.

Les deux types de structures d'éoliennes à axe vertical:

1- Rotor de Savonius :

Le rotor de Savonius, étant très simple, présente un intérêt pour les pays très peu industrialisés car il est facile à fabriquer. De plus, il démarre à de faibles vitesses de vent, de l'ordre de 2 m/s.

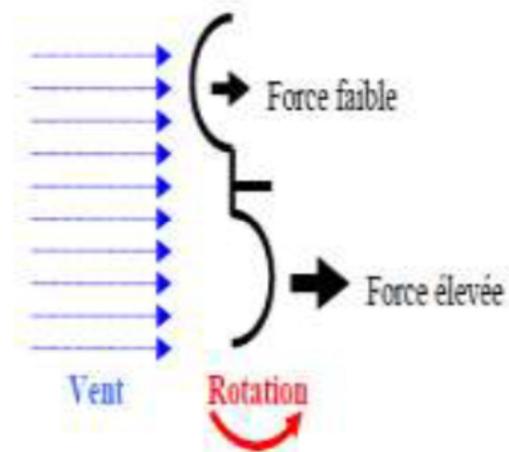


Figure VI.2 Schéma de principe du rotor de Savonius

2- Rotor de Darrius:

Il est basé sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Il existe quatre sortes de rotors de Darrius:

- le rotor cylindrique.
- le rotor tronconique.
- Le rotor parabolique.

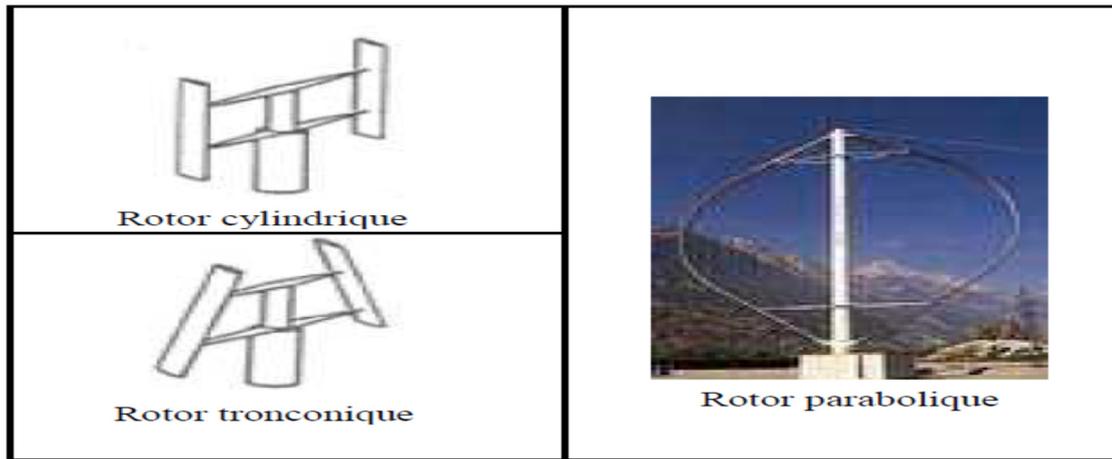


Figure VI.3 Rotor d'une éolienne de Darrieus

VI.2.b. Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur le principe des moulins à vent. Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales, car trois pales constituent un bon compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien ainsi que l'aspect esthétique par rapport aux bipales.

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important. 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.

Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal:

- Amont : le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif (généralement c'est la plus utilisée);
- Aval : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto-orientable.

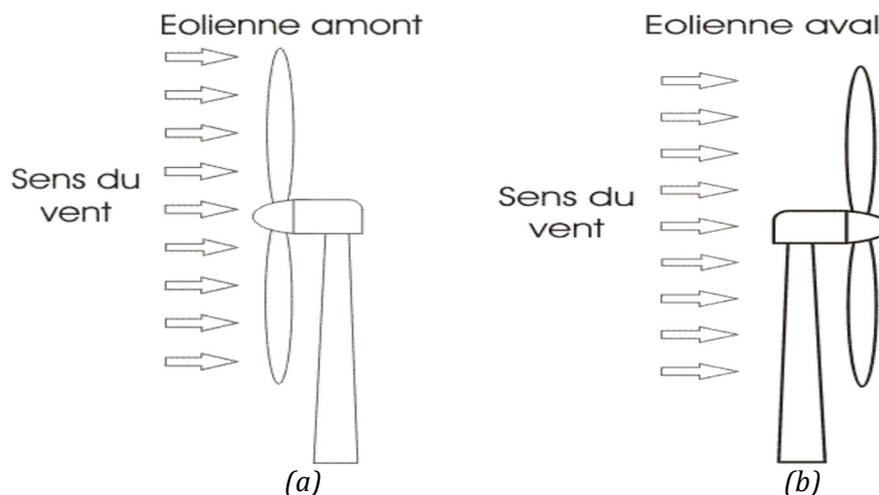


Figure VI.4 (a) Eolienne à axe horizontal amont et (b) éolienne à axe horizontal aval

VI.3 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

L'éolienne comporte généralement des éléments mécaniques et électriques qui sont illustrés sur la figure VI.5.

- **Mat ou Tour:** c'est un tube d'acier, il doit être le plus haut possible pour bénéficier du maximum de l'énergie cinétique du vent et d'éviter les perturbations près du sol. Au sommet du mat se trouve la nacelle ;

- **Nacelle:** regroupe les éléments mécaniques permettant de coupler la génératrice électrique à l'arbre de l'éolienne ;

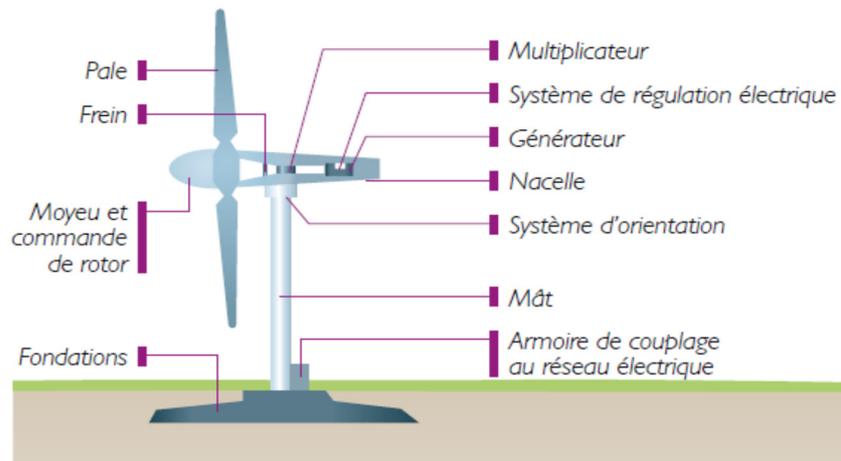


Figure VI.5 Composition d'une éolienne

- **Multiplicateur:** sert à adapter la vitesse de la turbine éolienne à celle de la génératrice électrique ;
- **Système de refroidissement:** se compose généralement d'un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice, et d'un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur ;
- **Génératrice électrique:** c'est l'élément principal de la conversion mécano-électrique qui est généralement une machine synchrone, asynchrone à cage ou à rotor bobiné. La puissance électrique de cette génératrice peut varier entre quelque kW à 10 MW ;
- **Système de commande:** qui contrôle en permanence le bon fonctionnement de l'éolienne et qui intervient automatiquement, en cas de défaillance pour l'arrêter ;
- **Arbre:** qui relie le moyeu au multiplicateur, il contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin ;
- **Système d'orientation des pâles:** 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 ;
- **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.

VI.4 Production

Les éoliennes fonctionnent pour des vitesses de vent (à hauteur de nacelle) généralement comprises entre 14 et 90 km / h. Au-delà, elles sont progressivement arrêtées pour sécuriser les équipements et minimiser leur usure. L'apparition de vents plus violents est faiblement probable. Il n'est donc pas économiquement rentable de dimensionner les machines pour produire à des vitesses de vents supérieures à 25 m / s. Les parcs éoliens (ou fermes éoliennes) regroupent plusieurs éoliennes sur un site où le vent est suffisamment fort et régulier. Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories :

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW ;
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW ;
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

Les grands aérogénérateurs récents développent une puissance de 2 MW, voire 3 MW dans certains sites bien ventés.

La puissance installée est une des caractéristiques importantes de l'éolienne. Une puissance de 2 MW signifie que, en conditions de vent optimales, elle est capable de fournir une puissance électrique maximale de 2 MW. Or, pour atteindre cette puissance, il faut que le vent souffle à une vitesse minimale d'environ 15 m/s soit 55 km/h. Au dessous, l'éolienne produira moins, au dessus, la production ne sera pas plus importante. Si le vent est trop fort (90 à 126 km/h),

l'éolienne risque d'être endommagée, elle est alors bridée ou arrêtée. La production est donc variable au cours du temps.

Le principe de fonctionnement d'une éolienne offshore (au large) est le même que sur terre. Cependant, le potentiel énergétique de l'éolien maritime est plus élevé que celui de l'éolien terrestre : les vents marins sont plus forts et plus réguliers. Par contre, les conditions exigeantes et rigoureuses du milieu marin impliquent des contraintes spécifiques : les éoliennes doivent être étudiées pour résister à la force des vagues et du courant, ainsi qu'à la corrosion.



Figure VI.6 Ferme éolienne offshore

VI.4.a. Facteur de charge

C'est le rapport entre l'énergie effectivement produite par une éolienne pendant une période donnée et l'énergie qu'elle aurait pu produire si elle avait fonctionné à sa puissance nominale pendant toute cette même période. Evidemment, ce facteur dépend du régime du vent et de la demande effective des distributeurs d'électricité. Il s'exprime en pour-cent (%) et il est généralement calculé sur une période d'une année. En moyenne, en Europe, le facteur de charge varie entre 18% et 24%. Il est un peu plus élevé pour les éoliennes offshore installées dans la mer du Nord et atteint parfois 30%.

$$\text{Facteur de charge} = \frac{\text{Energie effectivement produite}}{\text{Energie qui aurait pu être produite pour un fonctionnement permanent}}$$

VI.4.b. Eolienne à vitesse fixe ou à vitesse variable

Face au problème de la source d'énergie aléatoire, deux approches sont possibles, la Génération à Vitesse Constante (GVC), et la Génération à Vitesse Variable (GVV) :

VI.4.b.1. Eoliennes à vitesse fixe : Dans le premier cas, le générateur tourne à vitesse fixe ou varie très légèrement (la plage de vitesse possible reste limitée aux alentours de la vitesse synchrone, qui est constante et imposée par le réseau), en jouant sur le glissement de la machine asynchrone (seules les génératrices asynchrones sont utilisées dans ce cas). Les premières éoliennes commercialisées reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique. Un multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse qui est maintenue approximativement constante, grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage.

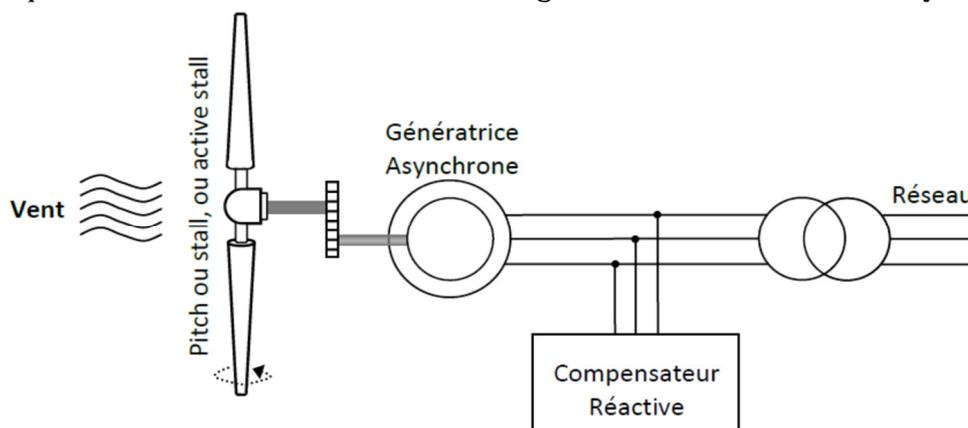


Figure VI.7 Eoliennes à vitesse fixe

VI.4.b.2. Eoliennes à vitesse variable : Il apparaît clairement que si la génératrice est entraînée à une vitesse fixe les maxima théoriques des profils de puissance ne seraient pas exploités. Pour cela, et afin de pouvoir optimiser le point de fonctionnement en terme de puissance extraite, il y a lieu de pouvoir ajuster la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en fonction de la vitesse du vent. Actuellement, les éoliennes de forte puissance, connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable. Les avantages principaux des éoliennes à vitesse variable comparées à celles à vitesse fixe sont les suivants :

- Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément converti ;
- Simplicité du système d'orientation des pales. Grâce au contrôle de la vitesse du générateur, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, réduisant la complexité du système d'orientation des pales et son dimensionnement par rapport à la puissance nominale ;
- Réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie ;
- Réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente.

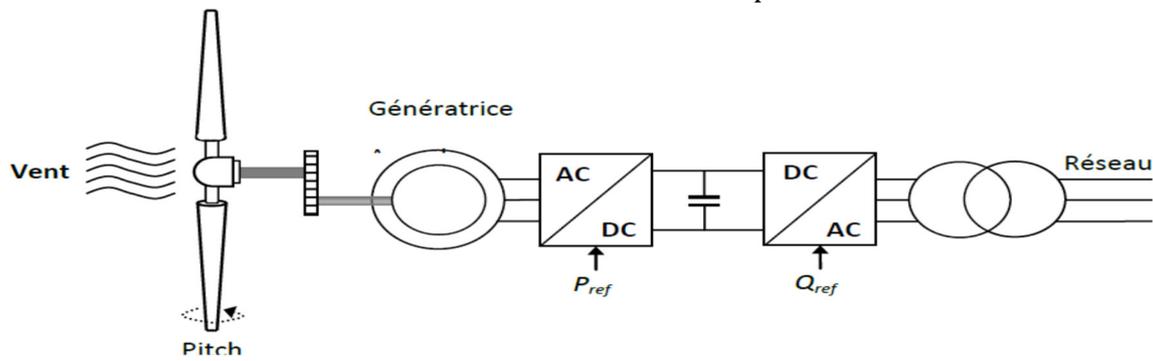


Figure VI.8 Eoliennes à vitesse fixe

VI.4.c. Contraintes géographiques : La production des éoliennes dépend beaucoup de leur emplacement, on les implante dans des zones où le vent est régulier et fréquent, il est souhaitable que sa direction soit la plus constante possible pour éviter de devoir orienter trop fréquemment l'axe de l'hélice qui doit être maintenu parallèle à la direction du vent. Il faut tenir compte des obstacles naturels qui peuvent engendrer des turbulences dans le régime local du vent. Il faut aussi que cet emplacement soit facilement accessible par les énormes convois chargés d'acheminer le matériel sur place et qu'il soit à proximité de stations électriques qui permettent une connexion au réseau. Entre les cols, au sommet des collines, près de la mer, les éoliennes sont particulièrement efficaces. A haute altitude, la densité de l'air est plus faible, mais les vents sont plus forts, des technologies spécifiques d'éolien de haute altitude sont utilisées.

VI.4.d. Tension produite et Raccordement au réseau : Les sites éoliens, choisis en fonction du vent, sont souvent isolés du réseau existant. Cela implique la construction d'importantes infrastructures, nouvelles lignes de raccordement jusqu'à un transformateur. Les parcs éoliens produisent une tension alternative et se raccordent: Soit au réseau de transport Haute ou Très Haute Tension (HT ou THT) si la puissance est supérieure à 12 MW, soit au réseau de distribution Moyenne Tension (puissance < 12 MW).

VI.5. Prix d'une éolienne : On estime le coût de construction d'une éolienne à environ 1000 € par kilowatt installé, soit environ 5 millions d'euros pour les plus grandes. Le prix d'implantation d'une éolienne comprend :

- Le coût de construction de l'éolienne ce qui représente un peu plus de 80% du prix total ;
- Le coût d'implantation (achat ou location du terrain, route d'accès, redevances aux communes) représente un peu moins de 20% du prix total ;
- Le coût d'exploitation et d'entretien s'ajoute au prix de la construction ;
- On estime le coût annuel d'entretien à 2% du prix de l'installation. La durée de vie d'une grande éolienne est estimée à une vingtaine d'années ;

- Le prix du démantèlement en fin d'activité est pour l'instant largement sous-estimé et, si la société initiale a disparu, les propriétaires du terrain seront tenus d'en payer le prix !

VI.6. Environnement

Malgré que les centrales éoliennes produisent une énergie propre, mais elles ont d'autres impacts (négatifs) sur l'environnement :

- **Ressources** : Le vent est une source d'énergie renouvelable (même inépuisable) et gratuite.
- **Pollution** : Les éoliennes ne produisent aucune pollution de l'air ou de l'eau sur leur site de production. Rapide à installer et à démanteler, une éolienne en fin de vie est presque entièrement recyclable et ne laisse pas de polluant sur son site d'implantation.
- **Bruit** : Les milieux des promoteurs d'éolienne affirment: « Les émissions sonores des éoliennes ne génèrent pas de conséquences sanitaires directes, tant au niveau de l'appareil auditif que des effets liés à l'exposition aux basses fréquences et aux infrasons ». Les habitants proches des éoliennes, plus particulièrement ceux qui se trouvent à l'arrière de l'axe de l'éolienne, affirment que les nuisances sonores sont insupportables en dessous de 500m mais elles ont des répercussions sérieuses jusqu'à 2.5 km et jusqu'à 4 km, ce qui représente une zone de dangerosité de 15 km² environ. Il semble que les pales des éoliennes émettent surtout des sons graves, les infrasons, qui se propagent très loin sans atténuation et qui sont peu arrêtés par les obstacles habituels. Ce sont des sons de 150 Hz soit d'une longueur d'onde d'environ 2 mètres. Ces infrasons traversent presque sans atténuation les toitures, les portes et les fenêtres.
- **Impact sur les paysages** : C'est une appréciation subjective mais bien réelle. Dans les stations de montagne, peu de gens se sont opposés à la construction de téléphériques et de remontées-pentes pourtant bien peu esthétiques. Les lignes à haute tension sont déjà plus contestées et de plus en plus de gens souhaitent leur enfouissement. L'intégration paysagère des éoliennes pose question, du fait de leur taille. Leur implantation doit faire l'objet d'analyses paysagères soigneuses et ne peut être envisagée dans des secteurs paysagers remarquables ou préservés. Les constructions annexes (accès, transformateurs, enfouissement des réseaux, etc.) font partie de cette analyse ;
- **Perturbation des radars** : La rotation des pales d'une éolienne peut créer des interférences avec le fonctionnement de certains types de radars. Opérateurs radars et fabricants d'éoliennes ont lancé des études pour mieux comprendre ce phénomène et développer la conception de pales « furtives » ou « discrètes » ou encore l'adaptation des logiciels de traitement des signaux reçus par les radars ;
- **Effets sur la faune et la flore** : L'étude d'impact nécessaire à un projet de parc éolien comporte un volet milieu naturel, qui traite en particulier de l'avifaune. L'implantation doit se faire hors des couloirs de migration ou des zones sensibles pour les oiseaux nicheurs ;
- **Sécurité** : Comme toute technologie, les éoliennes peuvent faire l'objet d'incidents, d'accidents, dont les principales causes sont les vents forts puis la foudre, ou de pannes. Une vingtaine d'incidents ont été dénombrés en France depuis 2000, avec des conséquences matérielles faibles. Aucune blessure de passant ou de riverain n'a jamais été signalée.

VI.7. Solutions pour limiter les impacts négatifs

L'installation d'un parc éolien doit aujourd'hui obéir à des contraintes réglementaires importantes en matière d'impact environnemental et paysager : l'implantation doit se faire hors des couloirs de migration ou des zones sensibles pour les oiseaux nicheurs, hors des secteurs paysagers remarquables ou préservés. Les éoliennes doivent se situer à 500 m au moins des habitations.

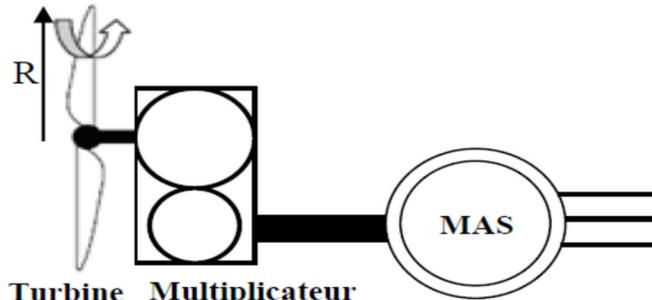
VI.8. Conversions électromécanique

La puissance mécanique (P_{tur}) disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi le dispositif, qui est étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain G .

- L'énergie cinétique par définition :

$$\bullet E_{cv} = \frac{1}{2} m V_v^2 \text{ Avec : } m = \rho v \text{ et } v = s.l$$

$$\text{Alors : } E_{cv} = \frac{1}{2} \rho . s . l . V_v^2$$



Turbine Multiplicateur

Figure VI.9 Schéma explicatif de la turbine éolienne

Et la forme de la puissance s'écrit :

- $P_v = \frac{d}{dt} E_{cv}$ Donc $P_v = \frac{1}{2} \rho \cdot s \cdot V_v^3$
- ρ : Masse volumique de l'air (en Kg/m³) ;
- V_v : Vitesse du vent (en m/s) ;
- v : Volume limité par les ailes (en m³) ;
- s : Surface balayée par l'hélice (en m²) ;
- P_v : Puissance du vent récupérable (en watts) ;
- l : Epaisseur de la pale (m).

La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de BETZ

$$P_{max} = \frac{16}{27} P_v = 0.59 P_v$$

La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors:

$$P_{tur} = C_p \cdot P_v = C_p(\lambda) \frac{\rho \cdot s \cdot V_v^3}{2} = C_p(\lambda) \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_v^3}{2} \quad \text{avec } \lambda = \frac{R \cdot \Omega_1}{V_v}$$

- ✓ Ω_1 : Vitesse de rotation avant multiplicateur ;
- ✓ C_p : Coefficient de puissance ;
- ✓ β : Angle d'orientation des pales ;
- ✓ λ : Ratio de vitesse.

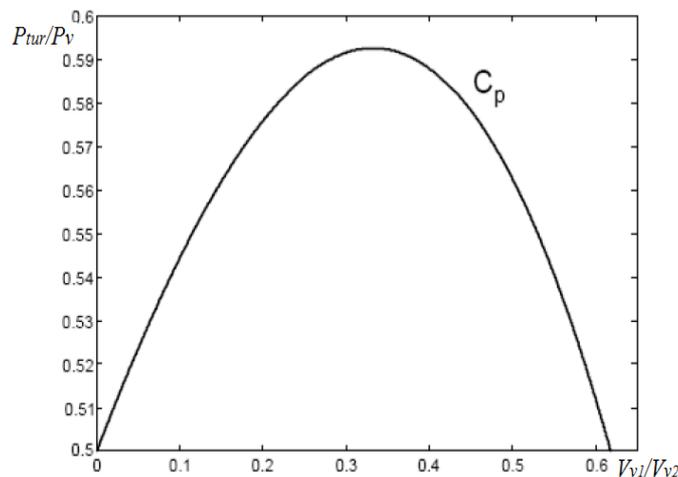


Figure VI.10 Coefficient de puissance

- V_{v1} : Vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne ;
- V_{v2} : Vitesse du vent après passage à travers le rotor.

Dans la littérature, des expressions approchées du coefficient de puissance pour les turbines des éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable :

* **Vitesse fixe** :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,44 \left(\frac{125}{\lambda_i} - 6,94 \right) e^{\frac{16,5}{\lambda_i}} \quad \text{Avec } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + \frac{0,002}{\beta^3 + 1}}$$

* **Vitesse variable** :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58 \cdot \beta - 0,002 \cdot \beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{\frac{-18,4}{\lambda_i}} \quad \text{Avec } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\beta} + \frac{0,003}{\beta^3 + 1}}$$

Annexe D

D-1 Exercices

Exercice 1

Une éolienne a les caractéristiques suivantes :

- Diamètre de rotor : **100 m** avec **3 pales**,
- Coefficient d'efficacité **$C_p = 0,44$** .

- 1) Calculer la puissance captée par l'éolienne pour une vitesse de vent de **7 m/s** puis pour une vitesse de vent de **10 m/s**. La masse volumique de l'air **$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$** .
- 2) Conclure. Quels paramètres faut-il prendre en compte lors du choix et de l'installation d'une éolienne ?

Solution 1

$$P_{\text{captée}} = \frac{1}{2} \times C_p \times s \times \rho \times V^3$$

Pour : $V=7\text{m/s}$

$$P_{\text{captée}} = \frac{1}{2} \times 0,44 \times \pi \times 50^2 \times 1,225 \times 7^3 = 726 \text{ kW}$$

Pour : $V=10\text{m/s}$

$$P_{\text{captée}} = \frac{1}{2} \times 0,44 \times \pi \times 50^2 \times 1,225 \times 10^3 = 2116,65 \text{ kW}$$

Conclusion : La vitesse instantanée intervient au cube dans la puissance générée. Elle est le facteur le plus influent.

Les paramètres qu'il faut prendre en compte lors du choix et de l'installation d'une éolienne sont:

- **La vitesse instantanée qui intervient au cube dans la puissance générée;**
- **La densité de l'air instantanée qui intervient elle aussi, mais au facteur 1 ;**
- **La surface du rotor qui intervient, de même, au facteur 1.**

Exercice 2

- Une éolienne a fourni au cours d'une année 970MWh, avec un $C_p=0.3$, et de pales de 77m de diamètre. En considérant une vitesse moyenne du vent tout au long de l'année, déterminer cette vitesse qui permet de fournir cette puissance de 970MWh ;
- Pour cette même vitesse ($\sim 5\text{m/s}$), calculer la puissance cinétique du vent disponible, puis la puissance maximale productible par l'éolienne.

Solution 2

$$V_{\text{vent}} = \left(\frac{E}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot s \cdot C_p \cdot \text{temps}} \right)^{1/3}$$

$$V_{\text{vent}} = \left(\frac{970 \times 10^6}{8760 \times 0,5 \times 1,25 \times 3,14 \times \frac{77^2}{4} \times 0,3} \right)^{1/3} = 5\text{m/s}$$

$$P_{\text{cinétique}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot s \cdot V_{\text{vent}}^3 = 363,61 \text{ kW} \quad \text{Donc} \quad P_{\text{produite}} = P_{\text{cinétique}} \cdot C_p = 109,08 \text{ kW}$$

Exercice 3:

- La tour Eiffel, dite « dame de fer » consomme environ 6,7 GWh par an. Récemment, deux éoliennes ont été installées sur la tour Eiffel. Fabriquées par la société américaine Urban Green Energy, les deux éoliennes mesurent 7 m de haut pour une envergure de 3 m. Elles ont été intégrées à 127 m au-dessus du sol, au niveau du 2^e étage, « cet espace étant le plus adéquat pour une prise au vent optimale ». La vitesse du vent mesurée à 5m est égale à 2,9m/s. Le coefficient α relatif au terrain vaut 0,31. La densité de l'air vaut 1,25kg/m³.

- 1- Quel appareil utilise-t-on?

- 2- A partir des données du problème, montrer que la vitesse du vent au niveau des pales est voisine de 8m/s. Justifier vos calculs ;
- 3- De cette vitesse, sachant que le facteur de puissance vaut 0,25 pour cette vitesse du vent, en déduire la puissance mécanique réellement récupérée ;
- 4- Si l'on suppose que cette vitesse est une vitesse moyenne sur l'année, quelle énergie électrique vat-on produire avec cette éolienne par an?
- 5- Déduire la part des besoins en électricité que les deux éoliennes vont couvrir ;
- 6- Sur la dame de fer ont été installées 20000 lumières qui consomment chacune 3W, qui s'allument et scintillent 5 minutes au début de chaque heure, de 21h00 à 01h00 du matin (elles scintillent à 01h00 !). En considérant le scintillement comme un régime continu, ces deux éoliennes pourraient-elles fournir l'énergie électrique suffisante pour ce scintillement ?

Solution 3

- 1- Anémomètre et Girouettes ;

2-

$$\frac{V_{vent}}{V_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \Rightarrow V_{vent} = V_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha = 2,9 \times \left(\frac{127+7}{5}\right)^{0,31} \quad \text{Donc } V_{vent} = 8,03m/s$$

3-

$$P_{produite} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot C_p \cdot V_{vent}^3 \Rightarrow P_{produite} = 0,5 \times 1,25 \times 0,25 \times 3,14 \times \frac{3^2}{4} \times 8^3$$

4-

$$E = P_{produite} \times temps = 570 \times 8760 = 5MWh/an$$

5-

$$E_{totale} = 2 \times E = 10MWh/an \text{ Soit } 0,15\%$$

6-

20000 ampoules \Rightarrow 3W par ampoule \Rightarrow 60000 toutes les ampoules

5 minutes \Rightarrow 5 fois \Rightarrow 25 minutes par ampoule (5h/jour)

$$\frac{25}{60} \times 60000 = 25000W/jour$$

$$25000 \times 365j = 9,12MWh/an \quad \text{Ça passe !!!}$$

Exercice 4

D'après la publication suivante :

P.Y. PADEY et al., "A Simplified Life Cycle Approach for Assessing Greenhouse Gas Emissions of Wind Electricity" Journal of Industrial Ecology, 2012, les émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble du cycle de vie (sur 20 ans) d'une éolienne de 2 MW (80 m) fabriquée et installée en Europe représentent environ 1200 tonnes de CO₂ (tout compris y compris son démantèlement).

- 1- Déterminer les rejets de la production d'électricité éolienne en kg CO₂/kWh, sur l'ensemble du cycle de vie, lorsque les caractéristiques du site conduisent respectivement à des productivités annuelles de 1800 et 2500 h équivalent pleine puissance ;
- 2- Comparer les valeurs obtenues avec celle de la « meilleure » production électrique obtenue avec un combustible fossile.

Solution 4

- Sur 20 ans, éolienne 2 MW fabriquée et installée en Europe, émissions d'environ 1200 tonnes de CO₂.
- 1- Rejets de la production d'électricité éolienne en kg CO₂/kWh, sur l'ensemble du cycle de vie, pour des productivités annuelles de 1800 et 2500 h équivalent pleine puissance. La production sur 20 ans vaut respectivement :

$$1800 \text{ h} \times 20 \times 2 \text{ MW} = 72 \text{ GWh}$$

$$2500 \text{ h} \times 20 \times 2 \text{ MW} = 96 \text{ GWh}$$

Ce qui donne ramené au kWh produit: **17 à 12,5 g CO₂/kWh.**

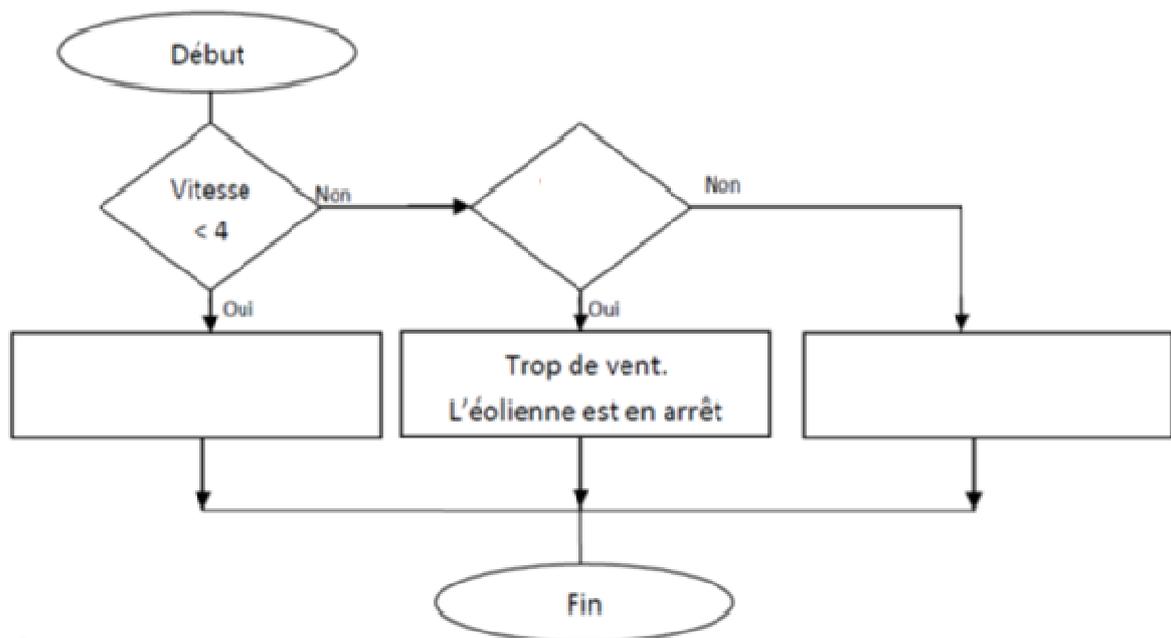
2- Comparaison avec la « meilleure » production électrique d'origine fossile. La moins mauvaise production électrique d'origine fossile est issue du gaz naturel converti dans une centrale à cycles combinés, soit **330 g CO₂/kWh**. C'est donc bien meilleur.

Exercice 5

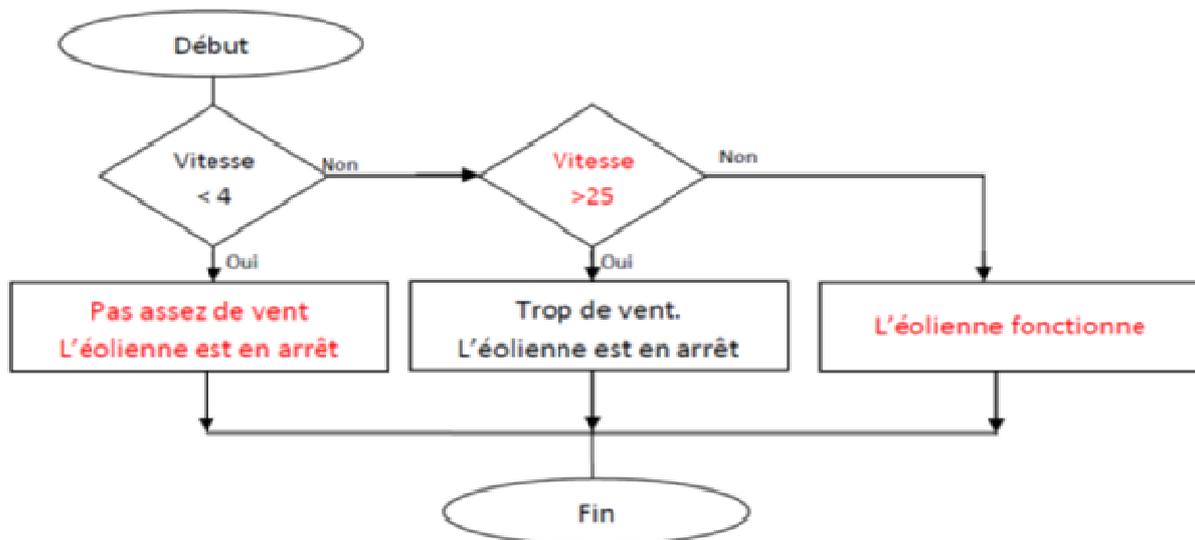
Contrôler le fonctionnement d'une éolienne.

L'exploitation des éoliennes est contrôlée à distance par un ordinateur. Si la vitesse du vent est strictement inférieure à 4 m/s (soit 14,4 km/h) ou strictement supérieure à 25 m/s (soit 90 km/h), les éoliennes doivent s'arrêter automatiquement.

- Compléter le logigramme ci-dessous permettant de **communiquer** l'arrêt ou le fonctionnement de l'éolienne à un opérateur. **La vitesse du vent est donnée par un anémomètre en « m/s ».**



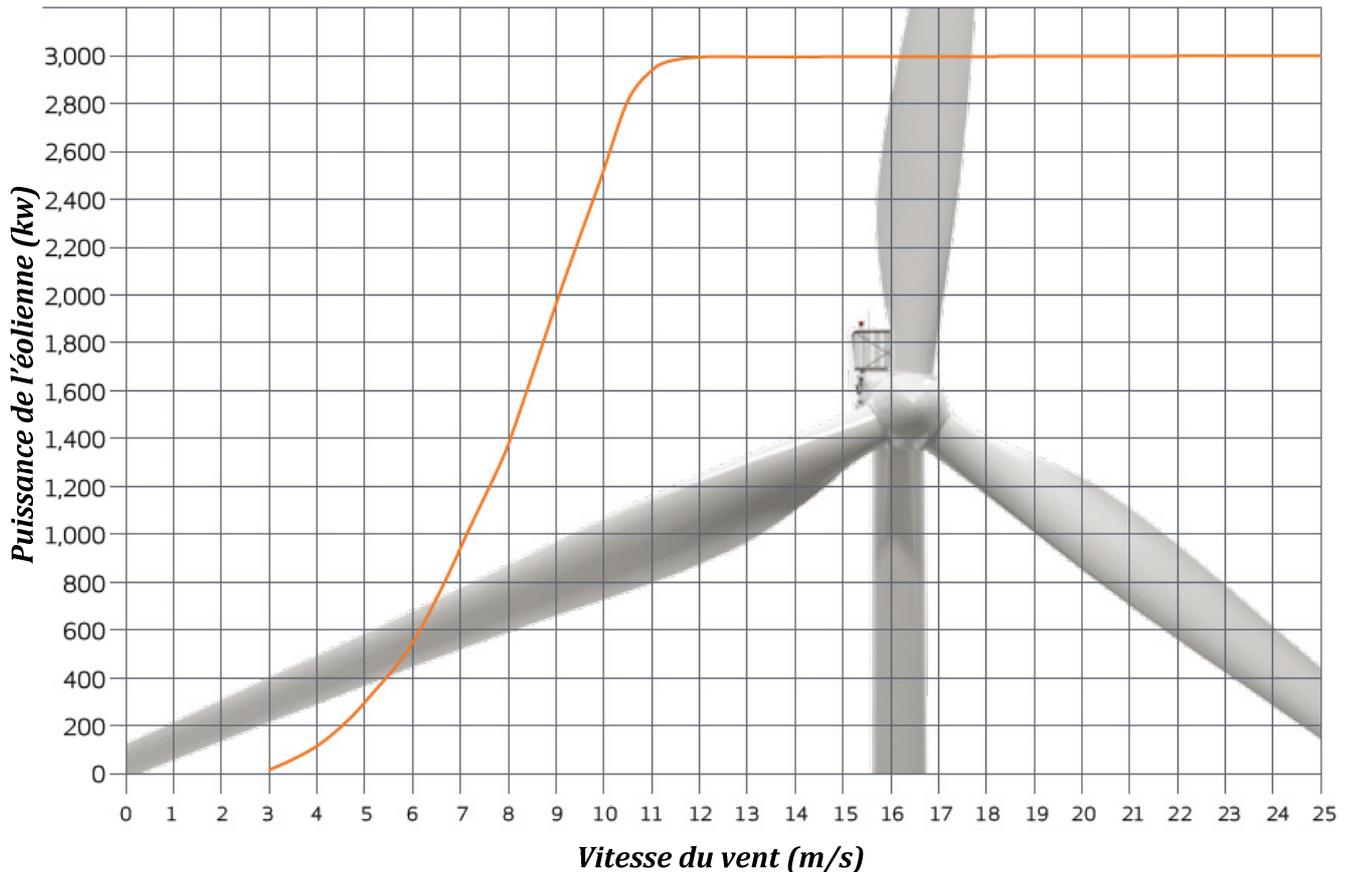
Solution 5



D-2 Exercices supplémentaires

Exercice 1

Le graphique ci-dessous représente la variation de la puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.



À partir de quelle vitesse du vent l'éolienne démarre-t-elle ?

- 1- Quelle est la puissance électrique atteinte par l'éolienne quand le vent souffle à 10 m/s ?
- 2- Quelle est la puissance maximale que peut fournir l'éolienne ? À partir de quelle vitesse du vent cette puissance maximale est-elle atteinte ?
- 3- Que signifie la partie horizontale de la courbe ?
- 4- La puissance électrique fournie est-elle proportionnelle à la vitesse du vent ? Justifier.
- 5- Comment expliquer que le graphique ne va pas au-delà d'une vitesse du vent de 25 m/s ? Que fait l'éolienne lorsque le vent atteint une telle vitesse ?
- 6- Quelle est environ la puissance électrique fournie quand le vent souffle à 25 km/h ?

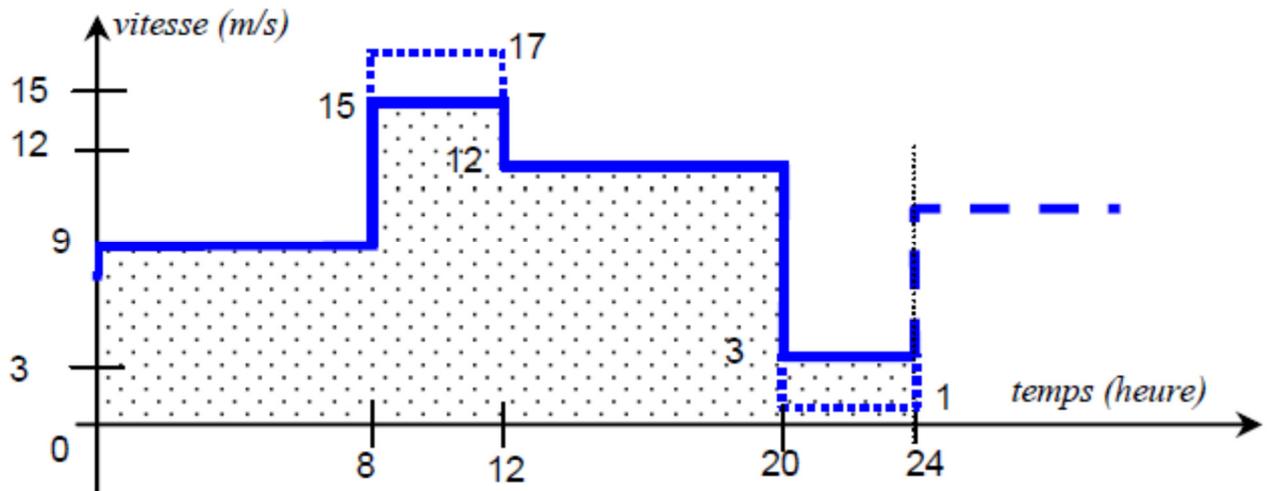
Exercice 2

On s'intéresse à une éolienne moyenne, de diamètre $D = 50 \text{ m}$. Dans les conditions « normales » de température et de pression (15°C , 1013hPa), la masse volumique de l'air sec est de $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$. Elle est animée par un vent régulier qui souffle à une vitesse de $v = 11 \text{ m/s}$ (» 40km/h)

- 1°) Calculer la masse m_1 d'une tranche d'air de longueur $l=1$ mètre se situant face l'éolienne. En déduire la masse m_s d'air qui franchi les pales chaque seconde.
- 2°) Calculer l'énergie cinétique E_{cin} de cette masse, en déduire la puissance du vent P .
- 3°) Reprendre le calcul en utilisant la loi $P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2$, puis justifier cette formule.
- 4°) Calculer la puissance maximum récupérable en considérant que la limite de **Betz** égale à $P_{max} = \frac{16}{27} \cdot P_{vent}$

Exercice 3

On considère un vent qui souffle pendant 24 heures suivant le chronogramme ci-dessous.



- 1- Calculer la vitesse moyenne du vent V_{moy} ;
- 2- En tenant compte de la limite de Betz, calculer l'énergie maximum récupérable sur 1 m^2 de surface :
 - a) Si le vent soufflait de façon régulière à la vitesse $V = V_{moy} = cte$;
 - b) Pour le profil ci-dessus ;
 - c) Pour un vent de même vitesse moyenne et même profil mais avec $V_{min} = 1 \text{ m/s}$ et $V_{max} = 17 \text{ m/s}$;

Chapitre VII : Centrales géothermiques

Introduction

La géothermie est une énergie renouvelable capable de fournir du froid, de la chaleur et de produire de l'électricité. Elle permet d'exploiter l'énergie contenue dans le sol, à plus ou moins grande profondeur (la température augmentant avec la profondeur).

A toute époque, les manifestations naturelles de la chaleur de la terre, telles les sources thermales, les geysers et les volcans, ont été des centres d'attraction de l'humanité. Les sources chaudes ont été utilisées depuis la haute Antiquité. Les Romains étaient vraisemblablement de grands amateurs de bains thermaux et aussi les premiers à mettre au point le chauffage par le sol dans certains de leurs édifices, l'exploitation de la vapeur géothermique pour la production d'électricité a commencé au début du 20^e siècle, la première installation expérimentale ayant été construite à Larderello, en Italie, en 1904. En 2011, quelque 11 GW de capacité géothermique ont été installés dans le monde, la plus grande part au cours des trois dernières décennies. Cependant, l'électricité produite par des sources géothermiques ne représente toujours que 0,3 pour cent de la production énergétique mondiale totale.

On distingue ainsi 2 catégories :

- La géothermie de surface, à des profondeurs maximales de quelques centaines de mètres. Elle permet de produire de la chaleur et du froid renouvelable, à l'aide d'un dispositif intermédiaire appelé Pompe à Chaleur (PAC).
- La géothermie profonde, à de profondeurs allant de quelques centaines de mètres à quelques kilomètres. Elle peut permettre la production de chaleur à grande envergure (par exemple pour alimenter un quartier), mais également d'électricité – voire les 2 en même temps.

VII.1 Gradient géothermique

La chaleur de la terre augmente avec la profondeur. Les mesures récentes de l'accroissement de la température avec la profondeur, appelée gradient géothermique, ont montré que cette valeur n'était pas uniforme à la surface du globe. En moyenne, la température croît d'environ 3°C pour 100 mètres, mais de nombreuses régions ont des gradients géothermiques anormaux : 10°C par 100 mètres en Alsace et même exceptionnellement 100°C par 100 mètres à Larderello (Italie), par contre 1°C par 100 mètres près de Padoue.

Ce gradient dépend de la conductivité thermique des roches et du flux géothermique qui est de l'ordre de 0,05 W/m², soit environ 4 000 fois moins que la valeur moyenne du flux solaire (200 W/m²). En France par exemple, il varie entre 0,05 W/m² et 0,13 W/m². Les fortes valeurs sont expliquées par la présence, à quelques milliers de mètres sous la surface de la terre, de roches chaudes correspondant, soit à des poches magmatiques liées à des phénomènes volcaniques actuels ou assez récents, soit à une remontée locale du manteau (partie du globe terrestre, intermédiaire entre le noyau et l'écorce, épaisse de 3 000 km, d'une densité voisine de 5) dont la profondeur habituelle varie de 70 à 2 900 km.

Même si la plus forte concentration d'énergie géothermique correspond aux frontières des plaques tectoniques, l'énergie géothermique peut se trouver dans la majorité des pays sous une certaine forme, l'exploitation des systèmes géothermiques dans les zones de gradient géothermique normal et faible, pour les besoins du chauffage domestique, gagne du terrain depuis une dizaine d'années. Les pompes à chaleur géothermiques peuvent s'utiliser presque partout dans le monde pour produire de la chaleur par captage au sol à faible profondeur ou captage de réservoirs d'eau de surface.

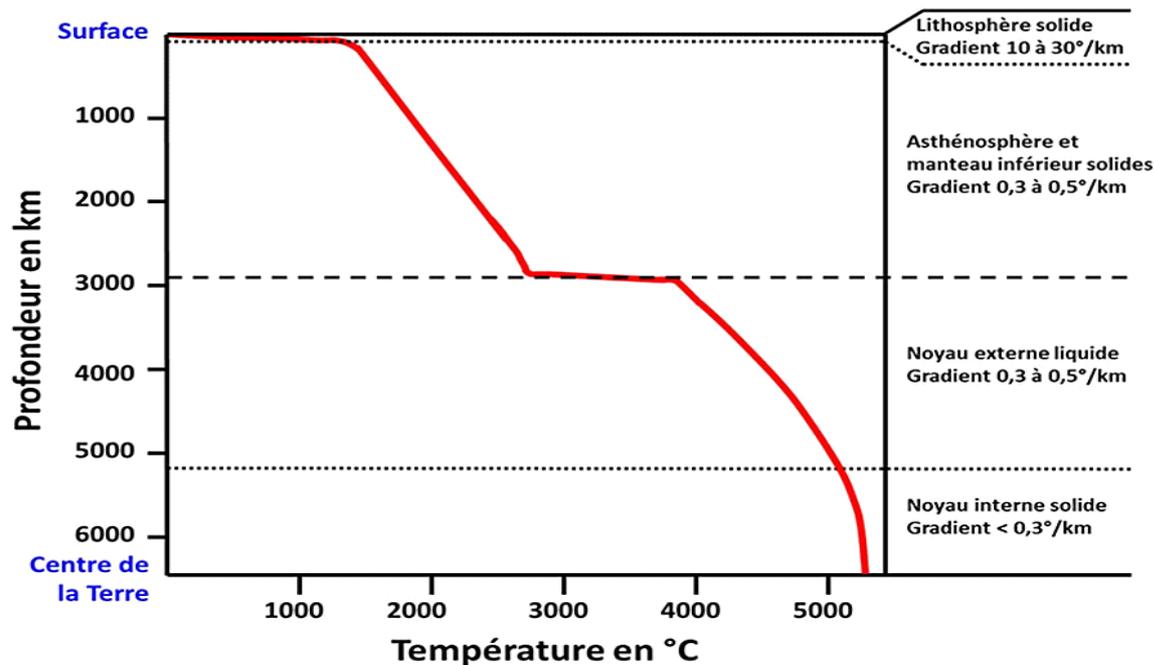


Figure VII.1 Évolution de la température interne de la Terre en fonction de la profondeur

VII.2 Types de gisements géothermiques

Les meilleurs gisements géothermiques sont généralement situés autour de zones volcaniques actives, souvent près des frontières des plaques tectoniques. Bien que parfois les ressources géothermiques soient situées dans des zones à haute densité de population facilement accessibles, elles se trouvent le plus souvent au fond des océans, dans les régions montagneuses et sous les glaciers ou la calotte glaciaire. A travers le monde, il existe trois catégories de gisements géothermiques :

- 1- Les gisements géothermiques des zones volcaniques récentes : Ce type de gisement se caractérise par l'existence en profondeur d'une chambre magmatique très chaude (1300°C) qui représente la source de chaleur naturelle. Cette chambre magmatique cède sa chaleur aux couches géologiques superficielles. Dans ce cas, les eaux sont très chaudes; elles sont plus adaptées à la production d'électricité. Parmi les pays concernés par ce type de gisements, on peut nommer la Nouvelle-Zélande et l'Islande ;
- 2- Les gisements des zones de plateforme continentales stables, recouvertes de terrains sédimentaires. Dans ce type de gisement il n'existe pas de source de chaleur particulière en profondeur, mais la chaleur est uniquement due au gradient géothermique. Dans ce cas les réserves sont généralement très profondes et leur exploitation nécessite la réalisation de forages. Ce type de gisements est rencontré en France (les bassins parisien et aquitain) et en Algérie (le bassin du Sahara septentrional) ;
- 3- Les gisements géothermiques des zones continentales actives : Dans ce troisième cas, les eaux résultent de la circulation d'eau thermique à travers les failles et les discontinuités géologiques et arrivent en surface sous forme de sources. On retrouve ce type de gisement en Algérie, à travers les diverses sources thermales qui jaillissent au Nord.

Il est estimé que près de 40 pays dans le monde possèdent un potentiel géothermique suffisant qui permettrait, d'un point de vue plus technique qu'économique, de satisfaire à leur entière demande d'électricité par l'énergie géothermique. 24 pays produisent de l'électricité par énergie géothermique. Les États-Unis et les Philippines ont la plus grande capacité installée de production géothermique, environ 3 000 MW et 1 900 MW, respectivement. L'Islande et le Salvador produisent 25 pour cent de leur énergie électrique à partir de ressources géothermiques. La production d'énergie géothermique à partir de ressources hydrothermiques devrait augmenter de 11 GW en 2010 à 17,5 GW d'ici à 2020 et à environ 25

GW à l'horizon 2030. La majeure partie de cette augmentation devrait se produire en Asie du Pacifique, principalement en Indonésie ; dans la vallée du Rift est-africain ; en Amérique centrale et du Sud ; ainsi qu'aux Etats-Unis, au Japon, en Nouvelle-Zélande et en Islande.

Exemple : Hammam Bouhadjar (Algérie)

Suivant leurs thermalismes, ces gisements géothermiques sont classés en deux types de champs géothermiques :

- Les champs hyperthermiques : Concernent la première catégorie de gisements correspondant aux gisements géothermiques des zones volcaniques récentes ;
- Les champs semi-thermiques : Concernent la deuxième et la troisième catégorie de gisements correspondant aux gisements des zones de plate-forme continentales stables, recouvertes de terrains sédimentaires et aux gisements géothermiques des zones continentales actives.

VII.3 Définition d'une centrale géothermique

Est une centrale thermo- électrique qui produit de l'électricité et/ou de la chaleur à partir d'une source de chaleur naturelle. Elle constitue d'un ensemble des équipements de surface permettant la récupération de la chaleur (énergie) contenue dans le fluide géothermal et le départ vers le circuit de distribution de l'énergie (chaleur ou électricité). La centrale comprend également tous les équipements nécessaires à ce transfert (systèmes de régulation, échangeurs, pompes...). Tous ces équipements peuvent être regroupés dans un même bâtiment.

VII.4 Principes de fonctionnement d'une centrale géothermique

Le principe d'une centrale géothermique est d'extraire la chaleur contenue dans le sol, soit pour l'utiliser sous forme de chauffage (réseau de chaleur), soit pour la transformer en électricité, ou les deux à la fois, c'est dans ce cas de la cogénération.

Une centrale géothermique produit de l'électricité grâce à la chaleur de la terre qui transforme l'eau contenue dans les nappes souterraines en vapeur et permet de faire tourner une turbine et un alternateur (Figure VII.2).

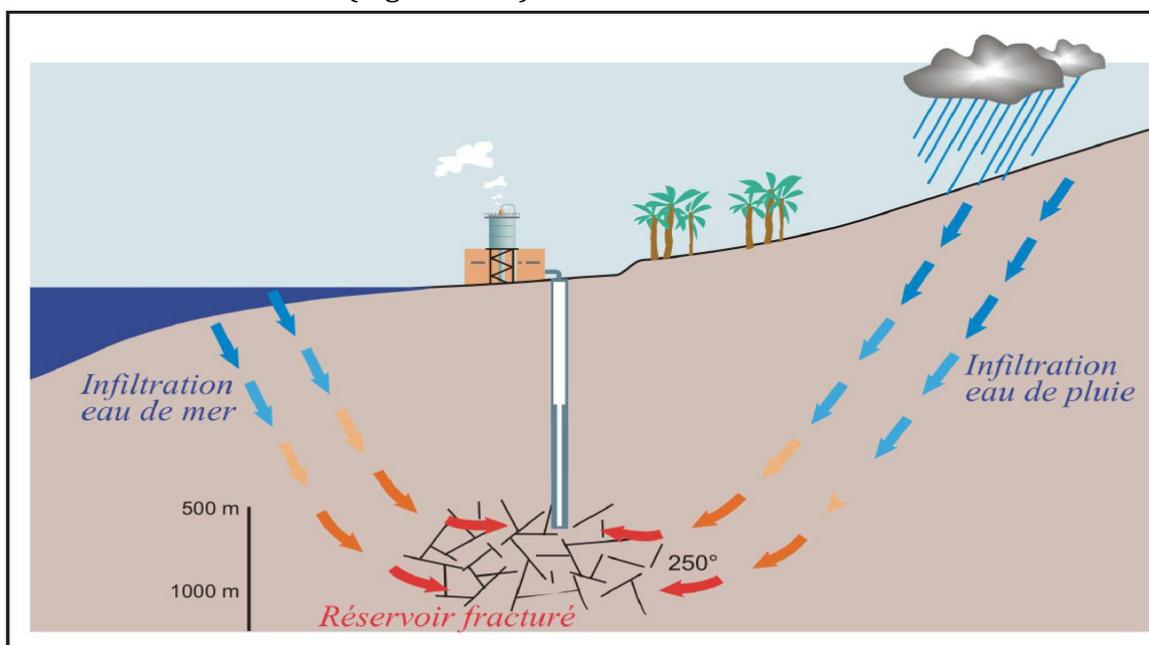


Figure VII.2 Principe d'une centrale géothermique

Les principales étapes de production d'électricité à partir une source géothermique sont :

- Infiltration d'eau : De l'eau de pluie ou de mer s'infiltre dans les fractures de la croûte terrestre pour constituer un réservoir dans le sous-sol, appelé nappe aquifère, à haute température, de 150 à 350° C.
- Pompage de l'eau : Grâce à un forage dans le sous-sol, l'eau chaude est pompée jusqu'à la surface. Pendant sa remontée, elle perd de sa pression et se transforme en vapeur.

- c- Production d'électricité : La pression de cette vapeur fait tourner une turbine qui fait à son tour actionner un alternateur. Grâce à l'énergie fournie par la turbine, l'alternateur produit un courant électrique alternatif.
- d- Adaptation de la tension : Un transformateur élève la tension du courant électrique produit par l'alternateur pour qu'il puisse être plus facilement transporté dans les lignes à haute tension.

VII.5 Types de la géothermie

L'exploitation de la géothermie dépend du type de gisements et du fluide géothermique existant, ainsi, se distingue quatre types de géothermie dans le monde :

VII.5.a. Géothermie haute énergie: La géothermie haute énergie, exploite les gisements de vapeur sèche ou humide (mélange eau et vapeur). Ces gisements se caractérisent par des températures supérieures à 150°C, pour les gisements profonds se situent, entre 1 500 et 3 000 mètres de profondeur. On rencontre cette géothermie haute énergie dans les régions volcaniques (volcans) et Sismiques (frontières de plaques) ou le gradient géothermique est particulièrement élevé : "ceinture de feu" du Pacifique, arc des petites Antilles, arc méditerranéen ou encore grand rift africain.

La géothermie haute énergie est destinée principalement à la production d'électricité. La vapeur, qui est puisée dans le réservoir géothermique, est déchargée dans une turbine, reliée à un alternateur pour la production d'électricité. La vapeur sèche est directement utilisée alors que la vapeur humide qui est plus fréquente nécessite l'utilisation d'un séparateur.

VII.5.b. Géothermie à basse énergie : On parle de « géothermie basse énergie » lorsque le forage permet d'atteindre une température de l'eau entre 30 et 100 °C dans des gisements situés entre 1000 et 3000 m de profondeur (bassin parisien, bassin aquitain...). Cette technologie est utilisée principalement pour le chauffage urbain collectif par réseau de chaleur, et certaines applications industrielles. La géothermie de profondeur (haute et basse énergie), présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). C'est donc une source d'énergie quasi-continue car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (30 à 50 ans en moyenne).

VII.5.c. Géothermie à très basse énergie : La géothermie très basse énergie est une géothermie de faible profondeur dans laquelle la température est comprise entre 10 et 30 °C. Dans ce cas, la chaleur provient non pas des profondeurs de la croûte terrestre, mais du soleil et du ruissellement de l'eau de pluie, le sol du terrain joue un rôle d'inertie thermique. Cette technologie est appliquée à:

- La climatisation ;
- Le chauffage et la climatisation avec la pompe à chaleur géothermique.

VII.5.d. Géothermie HDR (roche chaude sèche) : Une autre technique géothermique qui a été mise au point, c'est la géothermie roche chaude sèche ou Hot Dry Rock, comme elles ne sont le plus souvent ni perméables ni poreuses, il est nécessaire de les fracturer artificiellement. Ce concept consiste à établir une circulation fluide entre deux (ou trois) forages d'un doublet (ou triplet), avec un forage au moins de deux puits ; un puits de production et un autre d'injection, en injectant une eau froide à tiède dans le premier puits . Par une circulation forcée en profondeur à travers le socle granitique chaud et fracturé, l'eau se réchauffe par transfert thermique. Dans ce but, on injecte sous forte pression de l'eau froide dans un forage, à une profondeur où la roche atteint une température d'environ 200°C. Sous l'effet de la pression, l'eau élargit les fissures existantes dans le massif rocheux et une circulation du fluide géothermique en profondeur peut alors être instaurée entre le puits d'injection et le puits de production. Après son trajet dans le réservoir souterrain, l'eau se transforme partiellement en vapeur lors de sa remontée dans le forage de production. Le fluide géothermal récupéré en surface présente généralement une forte teneur en sel et

composés corrosifs, il ne peut être vaporisé et ne peut donc alimenter directement la turbine, pour cela, il sera utilisé en surface pour transmettre sa chaleur par le biais d'un échangeur de chaleur, à un deuxième fluide (fluide de travail à point d'ébullition bas) qui circule dans un circuit fermé équipé d'une turbine à vapeur couplée à un générateur, c'est le principe du cycle binaire. L'eau du premier circuit, ainsi refroidie, retourne dans le massif rocheux par le forage d'injection.

Depuis vingt-cinq ans, plusieurs projets de recherches sont menés dans ce domaine surtout aux Etats-Unis, au Japon et en Europe. Parmi ces projets, celui de l'union européenne, il est destiné à la création de centrales géothermiques. Cependant d'autres progrès dans l'exploitation restent à accomplir pour maîtriser ce type de gisement qui peut représenter l'essentiel du potentiel géothermique dans le monde compte tenu du fait de la grande répartition de roches chaudes en profondeur.

VII. 6. Production d'Hydrogène

L'utilisation de l'hydrogène comme vecteur d'énergie est portée par le souci de limiter le recours aux hydrocarbures en raison de la limitation des stocks disponibles mais aussi en raison de l'émission de gaz à effet de serre résultant de leur utilisation. Dans cette optique de protection de l'environnement, les technologies de production d'hydrogène utilisant les énergies renouvelables (solaire, éolien, géothermique et hydraulique) sont en cours de développement. Pour l'énergie géothermique deux procédés sont les plus appliqués :

- L'utilisation de la géothermie est proposée pour préchauffer la vapeur d'eau avant une électrolyse haute température. Des systèmes utilisant des échangeurs de chaleur, pour la récupération de la chaleur produite lors de l'électrolyse ;
- L'hydrogène sulfuré des régions géothermiques, notamment de l'Algérie, connue pour ces ressources géothermiques sulfureuses, peut contribuer dans les processus de production d'hydrogène. Produire de l'hydrogène à partir de sulfure d'hydrogène implique l'utilisation des méthodes thermiques, thermochimiques, électrochimiques, photochimiques et plasmochimiques. Les méthodes thermiques sont basées sur l'apport d'énergie thermique pour la dissociation du sulfure d'hydrogène à haute température pour la production d'hydrogène à partir de sulfure d'hydrogène.

VII.7. Différents systèmes de production d'électricité

En fonction de la nature et des propriétés du fluide géothermal, différents systèmes de production d'électricité sont utilisés dans les centrales géothermiques :

➤ **Cycle direct à contre-pression:** La vapeur, directement ou après séparation de la phase liquide, entraîne une turbine. A la sortie de la turbine, la vapeur d'eau (encore à une température élevée) est soit envoyée dans l'atmosphère, soit dirigée vers un utilisateur de chaleur situé à proximité (Figure VII.3). Dans ce dernier cas, il y a cogénération, c'est-à-dire production combinée de chaleur (énergie thermique) et d'électricité (énergie électrique). Ce type de centrale est utilisé lorsque la vapeur géothermale contient une quantité élevée de gaz incondensables ou pour satisfaire des demandes électriques faibles ou lors de la phase initiale de grands projets de géothermie. Il s'agit d'unités modulaires et portables, installées le plus souvent en tête de puits et de puissance unitaire comprise entre 1 et 5 MW. Les centrales géothermiques réalisées à Larderello en Italie et au Nord de la Californie (The Geysers) aux Etats-Unis sont des exemples de centrales à vaporisation directe.

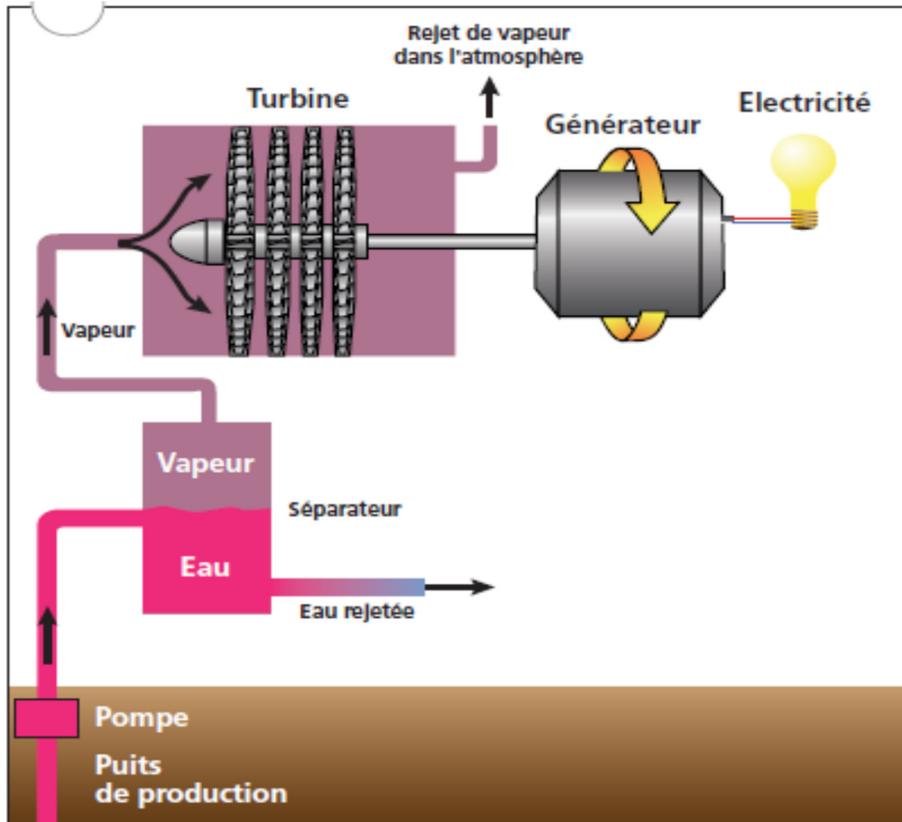


Figure VII.3 Centrale à échappement libre ou à contre-pression

- **Cycle direct à condensation:** Le système est similaire au précédent. Toutefois la vapeur à la sortie de la turbine est condensée pour être évacuée sous forme liquide. Le rendement de production électrique est ainsi amélioré et l'impact atmosphérique minimisé (Figure VII.4).

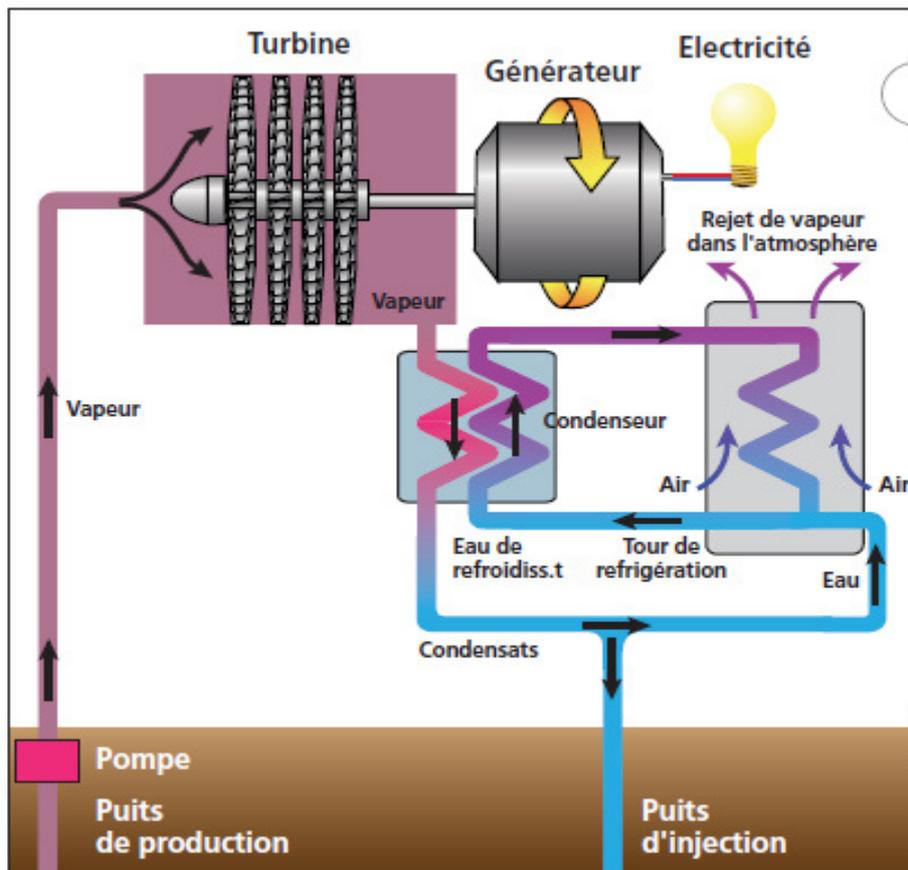


Figure VII.4 Centrale à condensation

- **Cycle à vaporisation:** Le fluide extrait du réservoir géothermal, constitué de vapeur et liquide, passe par un séparateur de phase :
 - La vapeur est dirigée dans un premier circuit à haute pression vers la turbine ;
 - L'eau liquide est vaporisée par abaissement de sa pression puis dirigée par un deuxième circuit vers la turbine.
- **Cycle indirect à condensation :** Lorsque le caractère corrosif de l'eau, dû à sa minéralité, est important, deux circuits sont mis en place. La vapeur provenant du réservoir géothermique n'est pas envoyée directement dans la turbine (pour éviter la corrosion). Le fluide géothermique est maintenu en circuit clos, sa chaleur étant transmise à l'eau douce (ou à un autre fluide à plus bas point d'ébullition) par l'intermédiaire d'un échangeur thermique. Le fluide du deuxième circuit, vaporisé ensuite, entraîne la turbine de l'alternateur. On parle alors de centrale à fluide binaire.

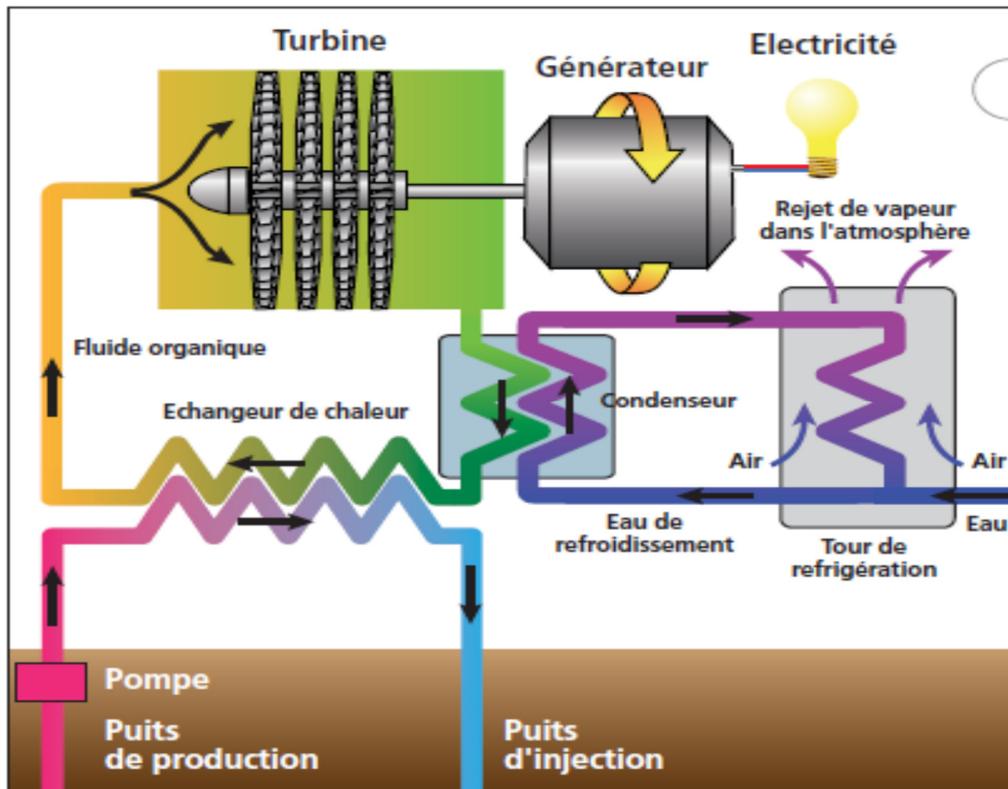


Figure VII.5 Centrale géothermique à fluide binaire (Cycle indirect à condensation)

VII.8. Gradient géothermique, flux thermique et puissance thermique

Comme indiqué ci-dessus, la température du sous-sol augmente avec la profondeur selon un gradient géothermique presque linéaire qui dépend de l'histoire géologique et de la structure du sous-sol. Un gradient général de 30°C par km peut être utilisé pour un pays de l'Europe comme la Belgique.

Les gradients géothermiques locaux et le flux thermique peuvent être déterminés à l'aide de mesures de température dans les forages.

$$Q = k \cdot \Delta T$$

Où :

Q : Flux thermique total en $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$;

k : Conductibilité thermique de la roche en $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$;

ΔT : Gradient de température en $\text{K}\cdot\text{m}^{-1}$.

La production thermique ou la puissance thermique (W_{th}) que l'on peut obtenir avec un doublet est donnée par:

$$W_{th} = q \cdot \rho \cdot c_v \cdot \Delta T$$

W_{th} : Puissance thermique en W ;

q : Débit (m^3/s), en cherchant ici des débits $\geq 100 \text{ m}^3/\text{h}$ pour une bonne nappe aquifère ;

ρ : Densité de l'eau (kg/m³) ;
 c_v : Capacité calorifique de l'eau (J.kg⁻¹. °C⁻¹) ;
 ΔT : T (Production) - T (Injection) en °C.

VII.9. Coefficient de Performance (COP)

La durabilité de l'application, exprimée en COP ou Coefficient of Performance (coefficient de performance), dépend du rapport de l'énergie entrante (puissance de la pompe) et de la puissance géothermique produite. On cherche donc à maximiser le rapport suivant :

$$COP = \frac{\text{Chaleur délivrée utile (MW}_{th})}{\text{Electricité nécessaire (MW)}}$$

Le COP dépend des éléments suivants:

- La différence entre la température de production et de retour de l'eau. Plus la différence est grande, plus le rendement de chaleur est important et plus le COP est élevé ;
- Perméabilité de la roche : meilleures sont les propriétés de d'écoulement, plus le débit est élevé et moins on requiert de puissance pour la pompe ;
- La « Plateforme Géothermie » (Pays Bas) donne une valeur indicative moyenne pour le COP de 25 à 30 pour un doublet de géothermie pour la fourniture de chaleur directe pour des logements (chauffage par le sol, température d'alimentation de 70°C, température de retour de 30°C).

VII.10. Avantages et inconvénients de l'énergie géothermique

Les principaux avantages et inconvénients ou enjeux associés à la production d'énergie géothermique sont résumés ci-après, en classement par « avantages » et « inconvénients ».

a- Avantages

- L'énergie géothermique c'est une source qui peut être trouvée n'importe où sur terre, possède de nombreuses qualités intéressantes en tant qu'énergie renouvelable qui reste stable tout au long des différentes saisons de l'année, elle est indépendante des variations météorologiques, c'est une différence importante en ce qui concerne l'énergie solaire, peu importe si le temps est nuageux, s'il pleut ou si les marais liés à l'énergie hydraulique sont pleins ou vides. La source de chaleur étant de plusieurs mètres sous terre, l'inertie thermique est très élevée. La terre ci-dessus a une fonction isolante qui empêche les transmissions thermiques. L'effet est similaire à celui d'une grotte où la température est pratiquement constante tout au long de l'année. Il peut être utilisé d'une manière particulière, par exemple dans des maisons isolées où l'électricité n'arrive pas. Une fois opérationnelle, la centrale géothermique fournira une production constante 24 heures sur 24, généralement durant plusieurs décennies, à des coûts compétitifs par rapport à d'autres options de production de charge de base, comme le charbon ;
- Les risques technologiques sont relativement faibles. Le développement de ressources énergétiques domestiques et renouvelables fournit la possibilité de diversifier les sources de fourniture d'électricité et de réduire le risque de futures hausses des prix du fait d'augmentations des prix des combustibles ;
- L'énergie géothermique présente l'avantage de ne nécessiter aucune combustion de matériaux (ni uranium, ni combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon ou le gaz naturel). Par conséquent, il ne se termine pas avec les réserves de cela. C'est la raison pour laquelle il est considéré comme une énergie renouvelable ;
- Les déchets produits sont minimes et ont moins d'impact sur l'environnement que ceux produits par les énergies de combustion, nucléaires ou d'hydrocarbures. L'utilisation d'énergie géothermique au lieu de combustibles fossiles comme le pétrole, le gaz naturel, le charbon, etc., peut permettre de réduire les émissions de CO₂ et de polluants de l'air locaux à des niveaux faibles et souvent négligeables par unité d'énergie produite ;
- Les installations d'énergie géothermique nécessitent moins de surface que les centrales hydroélectriques avec stockage ou les centrales au charbon. Leurs exigences en matière

de sol sont également plus favorables que celles de l'énergie éolienne connectée au réseau ou l'énergie solaire ;

- Dans des conditions géologiques favorables, la production d'énergie de ressources géothermiques compte parmi les options les moins coûteuses pour la production d'énergie et peut souvent concurrencer l'énergie nucléaire, au charbon et au gaz sur les coûts de production nivelés ;
- Un avantage important est la facilité de maintenance, puisque les risques opérationnels et les exigences en matière de maintenance sont bien connus et gérables ;
- Le temps de retour est très bas. Une installation d'énergie géothermique est amortie entre quatre et six ans, ce qui signifie que pendant ce temps, tout l'argent économisé en énergie est égal au prix qu'il a fallu pour installer la technologie
- L'impact visuel est minime, car il s'agit d'une installation à distance. Dans le cas de la climatisation est généralement fait avec chauffage par le sol. Il n'y a pas besoin de ventilateurs ou d'appareils intérieurs dans les chambres ou à l'extérieur, juste une pompe.

b- Inconvénients

- Le principal inconvénient de l'énergie géothermique est précisément sa propre nature. Il est nécessaire de l'extraire du sous-sol. Pour cette raison, les premières phases du processus sont longues et coûteuses. Impossibilité d'exploiter cette source d'énergie partout, il faut d'abord identifier que le lieu est l'idéal et les caractéristiques géologiques de la terre. L'énergie géothermique n'est pas viable dans les terrains rocheux et instable en raison de la difficulté de construire des puits ;
- Les ressources géothermiques se situent souvent sur des sites éloignés, ce qui nécessite la construction de connexions de lignes de transport et autres infrastructures permettant l'accès aux sites. Cela augmente les exigences indirectes de terrain (ou droits de passage). Les sites de grande valeur touristique peuvent augmenter la difficulté d'obtenir une licence pour les entreprises, il est plus difficile à installer dans les grandes villes. L'inconvénient des villes est que le sous-sol appartient à la mairie et est occupé par d'autres services tels que les canalisations d'égout, le gaz et l'électricité, etc. ;
- La capacité des centrales géothermiques à répondre à la demande d'électricité est limitée, et tenter d'y répondre peut accroître les coûts de production d'énergie. Et dans certains réservoirs individuels, la pression a baissé (ou les ressources se sont épuisées) du fait d'un taux d'extraction élevé et non durable et/ou d'une absence de réinjection du fluide géothermique utilisé. La solution des problèmes associés à des pratiques inadéquates en matière de réinjection peut être complexe et coûteuse ;
- Pour réaliser un projet d'installation d'énergie géothermique, il est nécessaire d'effectuer des études préalables. Ces études nécessitent des machines spécifiques et des investissements importants dans la phase initiale du projet ;
- Les ressources géothermiques (chaleur ou vapeur) ne peuvent pas être commercialisées et sont restreintes à leur site (la centrale ne peut pas être située trop loin de la ressource) pour des utilisations locales seulement. Elles ne peuvent pas être transportées comme source principale de chaleur, elles doivent être consommées au même endroit d'où il provient. D'un autre côté et heureusement dans les centrales géothermiques, ce problème disparaît puisque l'électricité peut être transportée ;
- Dans certaines régions, les vapeurs ou fluides géothermiques contiennent d'importantes quantités de sulfure d'hydrogène (H₂S) et d'autres gaz non condensables (GNC), tels que le CO₂. En cas d'accident ou de fuite, l'hydrogène sulfuré peut être libéré, ce qui est détecté par son odeur d'œufs pourris, mais qui n'est pas perçue en grande quantité et est mortel. Dans ces cas, il y aurait aussi un risque que des substances toxiques, telles que l'arsenic, l'ammoniac, etc., soient rejetées et contaminent les eaux avoisinantes.

Annexe E

E-1 Exercices d'application

Exercice 01 :

L'installation de pompes à chaleur (PAC) pour chauffer des habitations individuelles ou collectives. Ce type de machine thermique permet d'exploiter l'énergie thermique de l'air environnant (aérothermie), du sous-sol (géothermie) ou de nappes d'eau souterraines (hydrothermie). On souhaite chauffer, à l'aide d'une pompe à chaleur géothermique, une habitation qui, en trois heures, perd 874 kJ par transfert thermique avec l'extérieur.

Au cours d'un cycle de fonctionnement, la pompe à chaleur est alimentée par le biais d'une prise de courant et reçoit un travail W . L'air extérieur est à la température T_{ext} , la pompe à chaleur y puise une énergie thermique Q_{ext} . L'intérieur de l'habitation, que l'on souhaite maintenir à la température T_{int} , reçoit de la part de la pompe à chaleur un transfert thermique Q_{int} .

1. Pour le système (pompe à chaleur), établir le bilan énergétique durant un cycle de fonctionnement.
2. Le coefficient de performance (COP) de la pompe à chaleur est défini comme la valeur absolue du rapport de la puissance thermique fournie par la machine et de la puissance électrique nécessaire à son alimentation. Exprimer le coefficient de performance de la pompe à chaleur en fonction des différentes grandeurs apparues dans le bilan énergétique.
3. Quelle énergie électrique consomme une pompe à chaleur dont le coefficient de performance vaut 10 lors du chauffage pendant 3 heures de l'habitation décrite ?
4. Pourquoi en doit encourager l'installation de pompes à chaleur ?

Solution 01 :

1. Durant un cycle de fonctionnement, le système PAC :
 - Reçoit un travail électrique W qui est compté positivement ;
 - Reçoit, de la part de l'extérieur, le transfert thermique Q_{ext} qui est compté positivement;
 - Fournit, à l'intérieur de l'habitation, un transfert thermique Q_{int} qui est compté négativement.
2. Par définition, et puisque la relation puissance énergie s'écrit $P = E / \Delta t$, le coefficient de performance de la pompe à chaleur s'exprime par :

$$COP = \frac{Q_{int} \cdot \Delta t}{W \cdot \Delta t} = -\frac{Q_{int}}{W} \text{ Qui est bien positif puisque } Q_{int} < 0 \text{ et } W > 0.$$

3. On cherche la valeur de W : $W = -\frac{Q_{int}}{COP}$. Or, pour chauffer cette habitation et la maintenir à T_{int} , il faut compenser les pertes thermiques qui ont été évaluées à $Q_{pertes} = -874 \text{ kJ}$ pour le système d'habitation pendant 3 heures. Il faut donc que $Q_{int} = Q_{pertes}$.

$$\text{Il vient donc : } W = -\frac{Q_{pertes}}{COP} = -\frac{-874}{10} = 8,74 \text{ kJ}.$$

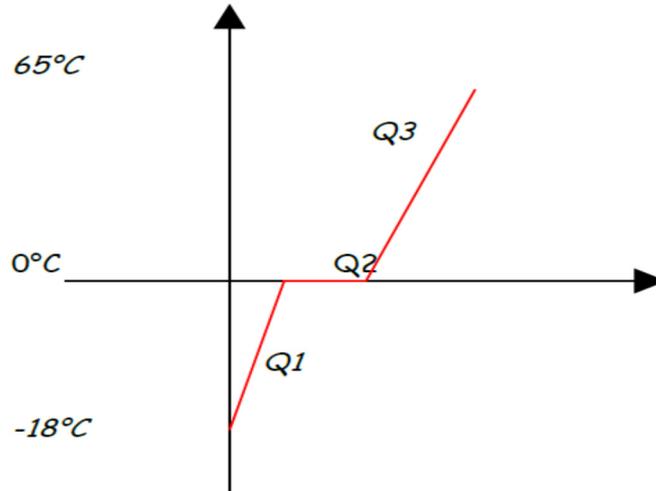
Pour maintenir la température intérieure à T_{int} pendant 3 heures, cette PAC consomme environ $8,74 \text{ kJ}$.

4. Un COP supérieur à 1 montre que l'on récupère plus d'énergie (ici Q_{int} en valeur absolue) que ce que l'on consomme pour faire fonctionner la machine. Grâce à l'énergie gratuite fournie par la source géothermique, ce genre de machine permet de réaliser des économies d'énergie.

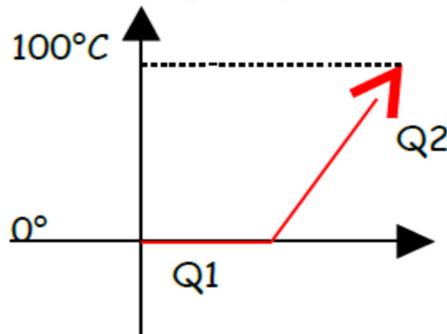
Exercice 2 :

Dans un complexe touristique qui utilise l'énergie géothermique pour le chauffage et pour la cuisine.

- 1- Quelle est la quantité d'énergie nécessaire pour porter 7,5 kg de légumes surgelés de -18°C à 65°C . (Chaleur massique des légumes : $3,85 \text{ kJ.kg}^{-1} \cdot ^{\circ}\text{C}^{-1}$ dans les températures positives et $1,97 \text{ kJ.kg}^{-1} \cdot ^{\circ}\text{C}^{-1}$ dans les températures négatives, chaleur latente de fusion des légumes : $313,5 \text{ kJ.kg}^{-1}$).



- 2- Calculer l'énergie en (kWh) nécessaire pour porter à ébullition 2 kg de glace dont la température initiale est de 0°C . (Chaleur latente de fusion de la glace : 334 kJ.kg^{-1} , chaleur massique de l'eau : $4,18 \text{ kJ.kg}^{-1} \cdot ^{\circ}\text{C}^{-1}$)

**Solution 02 :**

1-

Q_1 = quantité d'énergie pour porter 7,5 kg de légumes de -18°C à 0°C

$$Q_1 = m \cdot C_m \cdot (T_f - T_i) = 7,5 \times 1,97 \times (0 - (-18)) = \mathbf{265,95 \text{ kJ}}$$

Q_2 = quantité d'énergie pour faire passer 7,5 kg de légumes de l'état solide à l'état liquide

$$Q_2 = m \cdot C_l = 7,5 \times 313,5 = \mathbf{2351,25 \text{ kJ}}$$

Q_3 = quantité d'énergie pour porter 7,5 kg de légumes de 0°C à 65°C

$$Q_3 = m \cdot C_m \cdot (T_f - T_i) = 7,5 \times 3,85 \times (65 - 0) = \mathbf{1876,87 \text{ kJ}}$$

Quantité d'énergie nécessaire pour porter 7,5 kg de légumes surgelés de -18°C à 65°C .

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 = \mathbf{4494 \text{ kJ}}$$

2-

Q_1 = quantité d'énergie pour porter 2 kg de glace de l'état solide à l'état liquide

$$Q_1 = m \cdot C_l = 2 \times 334 = \mathbf{668 \text{ kJ}}$$

Q_2 = quantité d'énergie pour porter 2 kg d'eau de 0°C à 100°C

$$Q_2 = m \cdot C_m \cdot (T_f - T_i) = 2 \times 4,18 \times (100 - 0) = \mathbf{836 \text{ kJ}}$$

La quantité de chaleur nécessaire pour porter à ébullition 2 kg de glace est de :

$$Q = Q_1 + Q_2 = 668 + 836 = \mathbf{1504 \text{ kJ}}$$

$$\text{Soit en kWh } Q = 1504 / 3600 = \mathbf{0,42 \text{ kWh}}$$

E-2 Exercice supplémentaire

Déterminer la superficie requise pour la mise en œuvre de capteurs géothermiques à faibles profondeurs (de type à serpentins ou en escargot) aptes à couvrir les besoins d'une installation ayant les caractéristiques suivantes :

- $Q_{PAC} = 9.000 \text{ W}$ (puissance demandée à la PAC) ;
- Nature du terrain : sablonneux humide ;
- $COP = 4,0$ (COP moyen de fonctionnement de la PAC) ;
- $q_{ter} = 20 \text{ W/m}^2$ (rendement spécifique du terrain).

Chapitre VIII : Centrale à base de la biomasse

Introduction

L'énergie est un élément fondamental de nos sociétés, elle est extraite de ressources primaires, transportées, transformées, stockées... Depuis l'aube de l'humanité, les ressources primaires exploitées ont été le bois, puis les fossiles (charbon, pétrole, gaz), transformées via des combustions et, plus récemment, l'uranium à travers la fission nucléaire, l'énergie mécanique des cours d'eau et du vent a également été mise à contribution. Le recours à des sources d'énergie renouvelables demeure indispensable pour continuer à satisfaire les besoins énergétiques mondiaux tout en préservant l'environnement. En raison de l'importance de son gisement, la filière biomasse est une voie prometteuse. Elle existe sous différentes formes naturelles (bois, algues, etc.) ou résulte d'activités agricoles et industrielles (cultures énergétiques, sous-produits des industries alimentaires) ou d'élevages (lisiers, fumiers) sans négligé aussi les déchets ménagers qui représente une source de recyclage importante de la biomasse qui peut être transformée en énergie utile. L'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques permet de diversifier les sources d'énergie, de dynamiser l'économie locale, de favoriser l'indépendance énergétique vis-à-vis des énergies fossiles et de lutter contre l'effet de serre et le changement climatique.

VIII.1 Définition et composition de la biomasse

La biomasse est une source énergétique très variée. Au sens large, elle comprend « l'ensemble des êtres vivants, animaux ou végétaux, ainsi que leurs productions, sous-produits ou déchets (déjections, etc.) ». La biomasse forme les différents écosystèmes de la planète et participe à leurs équilibres naturels. Elle a d'abord été cultivée et élevée par l'homme pour son alimentation, mais elle fournit également des matériaux de construction et est utilisée comme matière première pour certains procédés industriels et pour la production d'énergie, on parle alors de bioénergie, cette dernière représente l'énergie libérée de la matière première récemment vivante ou de la biomasse lorsqu'elle est utilisée comme combustible. Les plantes vivantes utilisent l'énergie solaire pour combiner le dioxyde de carbone, l'eau et les minéraux du sol en matériel végétal par le processus de photosynthèse. Ce matériel végétal est constitué de fibres, d'huiles et de glucides riches en énergie.

Certains textes européens définissent la biomasse comme étant : « la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers ».

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

a- Les résidus issus des systèmes de productions :

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

b- Les résidus de la transformation des productions agricoles et forestières : chutes de scieries, coproduits des industries agroalimentaires, etc. ;

Dans ces deux cas, la biomasse provient de coproduits générés par un produit qui n'est pas destiné à la production d'énergie. Par exemple, les porcs (le produit) sont élevés pour la production de viande mais les lisiers (le coproduit) sont valorisés dans la production d'énergie.

c- Certaines cultures sont uniquement dédiées à des fins énergétiques, comme le colza pour les biocarburants. Dans ce cas, il ne s'agit plus de la valorisation d'un produit connexe mais de cultures énergétiques. On parle alors d'agrocaburants. Les impacts en termes de développement durable de ces cultures sont au centre d'un débat de société. Les cultures à des fins de production d'agrocaburants peuvent occuper des surfaces au détriment de l'agriculture vivrière ou au détriment de surfaces de forêts ou de marécages (voir fiche sur les biocarburants).

d- Les déchets de l'activité humaine sont de plus en plus utilisés pour la production d'énergie : boues de stations d'épuration, fraction organique des déchets ménagers,

tontes de pelouse, etc. Ce type de biomasse est particulièrement abondant dans les villes et grands centres urbains. Leur valorisation énergétique est une opportunité de plus en plus envisagée par les gestionnaires de déchets.

VIII.2 Différents voies de valorisation énergétique de la biomasse

Les applications de la biomasse sont multiples et souvent anciennes. Hormis les usages alimentaires et pour la fumure des champs, la biomasse a de tout temps été utilisée comme combustible et comme matériau. Actuellement différentes catégories de biomasse se présentent sous des formes physiques variées. On distingue différents modes de valorisation de la ressource, dont le choix dépend principalement de la nature physique et chimique de la matière première, déterminante pour le choix de la filière de conversion énergétique. La conversion énergétique de la biomasse s'effectue par des conversions biochimique et thermochimique (Figure VIII.1). Les procédés biochimiques incluent la fermentation et la digestion anaérobie pour produire respectivement l'éthanol et le biogaz. Les conversions thermochimiques notamment pour la production combinée électricité- chaleur (PCEC), peuvent être classées en deux catégories: (i) procédés secs (combustion, gazéification et pyrolyse), et (ii) procédés hydrothermaux (gazéification, liquéfaction, carbonisation). La combustion génère de l'énergie thermique (chaleur) alors que la gazéification, la pyrolyse et le traitement hydrothermal décomposent la biomasse en combustibles solide, liquide et gazeux.

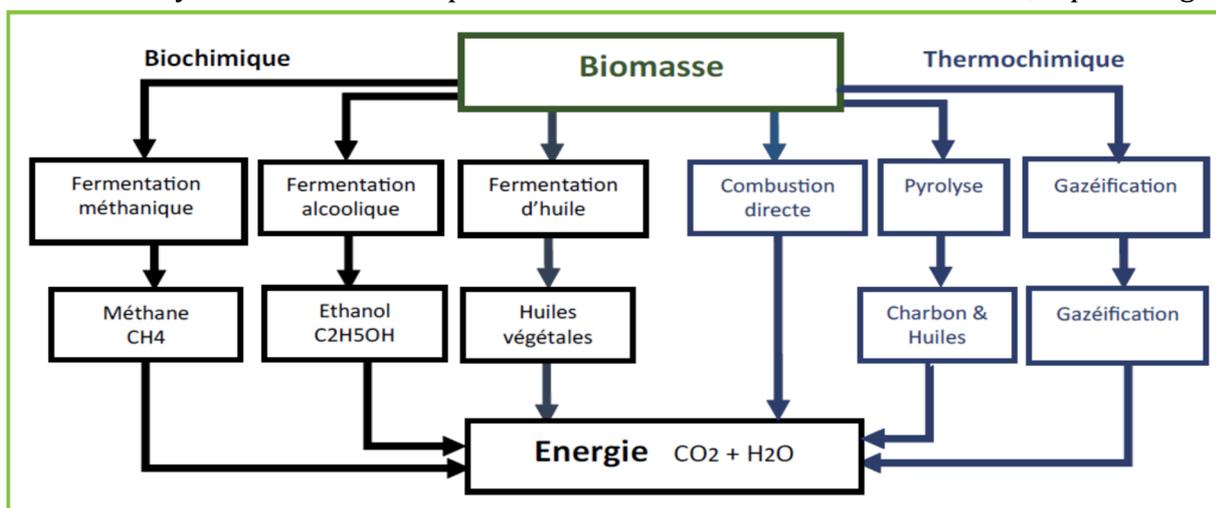


Figure VIII.1 Filières de conversion de la biomasse en énergie

VIII.2.a. Conversions thermochimiques de la biomasse

La transformation thermochimique assure aujourd'hui probablement plus de 95% de la valorisation énergétique de la biomasse. Les procédés thermochimiques se basent sur une conversion de la biomasse par effet de la chaleur en énergie thermique (chaleur) ou en combustibles solide, liquide et gazeux. Ils incluent les procédés thermochimiques secs (combustion, pyrolyse et gazéification) et les procédés hydrothermaux (gazéification, liquéfaction, carbonisation).

- **Transformation par combustion** : la combustion est l'oxydation de la biomasse par l'oxygène dans l'air. Cette réaction libère de l'eau et du dioxyde de carbone, elle produit aussi de la chaleur. Brûler une bûche constitue la plus ancienne méthode de valorisation énergétique de la biomasse. La combustion de biomasse solide (tels les résidus de bois) génère de l'énergie thermique. Celle-ci peut être utilisée comme tel pour alimenter par exemple un réseau de chaleur ou être transformée en électricité (par l'intermédiaire d'une turbine vapeur), voire les deux (grâce à un moteur à cogénération).
- **Transformation par gazéification** : d'un point de vue technique, la gazéification permet de transformer des combustibles solides hétérogènes en un combustible gazeux homogène et facilement utilisable (tels les résidus de bois), c'est un procédé thermochimique qui transforme la biomasse en un gaz de synthèse combustible, appelé gaz synthétique (syngaz), les températures de gazéification sont supérieures à 800°C et peuvent atteindre plus de 1300°C en fonction du solide utilisé et du procédé employé, noter que la gazéification est une

réaction globalement endothermique. Il s'agit d'un procédé à la frontière entre la pyrolyse et la combustion en l'absence d'oxygène. Les principales réactions sont les suivantes :

| Réactions | | Enthalpie à 298K (kJ.mol ⁻¹) |
|---------------------------|--|--|
| Conversion du gaz à l'eau | $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$ | -41,1 |
| Réaction de Boudouard | $2\text{CO} \rightleftharpoons \text{C} + \text{CO}_2$ | -172,3 |
| Formation de méthane | $\text{C} + 2\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4$ | -74,3 |

Le gaz synthétique est brûlé dans un moteur pour la production d'énergie mécanique ou d'électricité et de chaleur. Selon les conditions de gazéification, essentiellement de température, la gazéification est à même de fournir un gaz riche en hydrogène et en monoxyde de carbone qui peut être utilisé pour la synthèse de carburant. Il est à noter que la gazéification constitue pour certaines applications le moyen le plus performant pour valoriser des déchets.

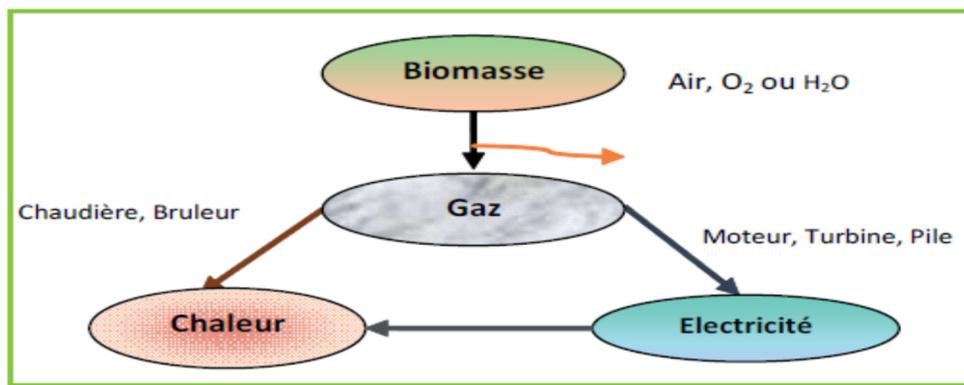
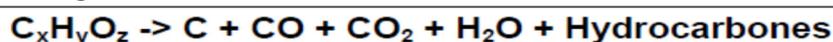


Figure VIII.2 Production d'électricité par gazéification

• **Pyrolyse** : Prise dans son sens étymologique de pyro (feu) et lyse (coupure), la pyrolyse est le processus primaire de décomposition thermique du substrat en absence d'oxygène, et produit des hydrocarbures gazeux et liquides (simples et complexes) et des solides carbonés comme l'illustre la figure VIII.3 Globalement, les réactions s'écrivent :



La proportion du gaz de pyrolyse (CO, CO₂, CH₄, H₂...) varie en fonction de la nature de la biomasse et des conditions opératoires (température, vitesse de chauffage). Les gaz produits peuvent être brûlés pour autoalimenter le procédé de pyrolyse. L'huile de pyrolyse est constituée d'un mélange complexe d'hydrocarbures (benzène, toluène, éthyle benzène, xylène...). Les huiles de pyrolyse pourraient représenter un combustible de substitution au fioul ou au diesel dans de nombreuses applications telles que les chaudières. Les moteurs ou les turbines pour la production d'électricité. L'utilisation de l'huile de pyrolyse raffinée en tant que carburant pour le transport est de nos jours techniquement réalisable, même si tous les problèmes ne sont pas complètement réglés. La stabilité thermique, la composition hétérogène et la teneur en oxygène restent les principaux verrous à la valorisation d'huile de pyrolyse et sur le plan économique une telle utilisation n'est aujourd'hui pas viable.

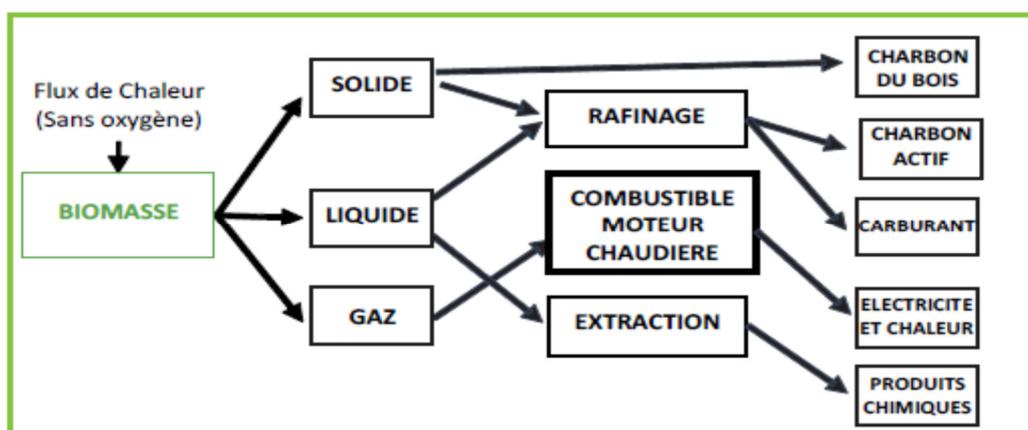
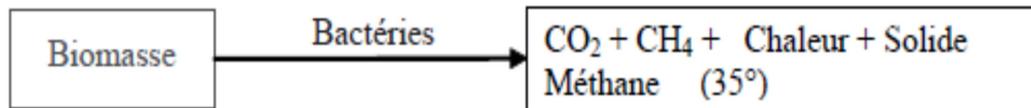


Figure VIII.3 Produits issus de la pyrolyse de biomasse et leurs utilisations

VIII.2.b. Procédés de conversion biochimique

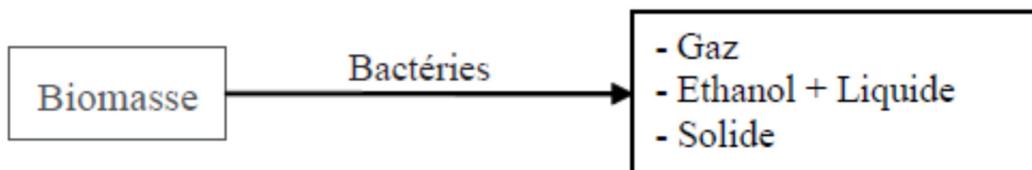
Après les conversions thermochimiques de biomasse qui représentent un taux important des valorisations énergétiques de biomasse, en trouvant les conversions biochimiques qui sont des processus naturel de décomposition par action des bactéries. Mais elles peuvent être contrôlées de façon à obtenir un combustible facilement exploitable. Deux filières de conversion biochimique de la biomasse sont particulièrement intéressantes : la biométhanisation ou digestion anaérobie, la fermentation alcoolique et l'extraction d'huiles végétales.



- **Fermentation alcoolique et extraction d'huiles végétales**

La fermentation consiste à la transformation de l'amidon des biomasses en sucres sous l'action des enzymes avant que les levures transforment par voie aérobie. Le résidu solide peut être utilisé en alimentation animale ou comme combustible en combustion et en gazéification. Ce procédé est largement utilisé pour les résidus de la culture des plantes sucrières (cannes à sucre, betteraves sucrières,...) et d'amidon (maïs, blé,...). Deux familles de biocarburants sont actuellement développées:

- Les esters d'huiles végétales (ester de colza incorporé dans le gazole ou le fioul domestique, ester de tournesol actuellement testé pour être incorporé dans un premier temps au fioul);
- L'éthanol, produit à partir de blé et de betteraves, incorporable dans le supercarburant sans plomb sous forme d'Éthyle.



Les huiles végétales sont utilisables dans les moteurs Diesel à injection indirecte après quelques adaptations simples. Les moteurs diesel à injection directe doivent être modifiés (piston, injection). Les esters (méthyliques ou éthyliques) d'huiles végétales sont utilisables dans tout type de moteurs Diesel.

- **Biométhanisation ou digestion anaérobie**

La fermentation anaérobie est l'un des processus qui contribue à la dégradation des matières organiques mortes, végétales ou animales et à leur transformation en éléments simples, gazeux et minéraux. Ainsi s'entretiennent les cycles biologiques où « rien ne se perd, rien ne se crée, tout se transforme ». Ce procédé est largement utilisé pour traiter les déchets organiques à fort taux d'humidité (80-90%) sans apport supplémentaire d'énergie pour le séchage de la biomasse. Le biogaz produit est un mélange de méthane (50-80%) et de dioxyde de carbone (20-45%) contenant des faibles quantités de sulfure d'hydrogène (0,4%). Le biogaz produit peut être injecté directement dans le réseau de gaz, brûlé dans des chaudières pour fournir de la vapeur aux industriels proches ou destiné à alimenter les générateurs électriques et les véhicules (exemple : bus urbain).

Les biocarburants de la première génération sont produits à partir de cultures alimentaires. Il s'agit principalement du bioéthanol et du biodiesel. Les biocarburants de la deuxième génération sont, quant à eux, déjà produits. Il s'agit principalement du biométhane, principalement issu de résidus et de déchets, ainsi que de cultures spécifiques.

Méthanisation

(schéma général)

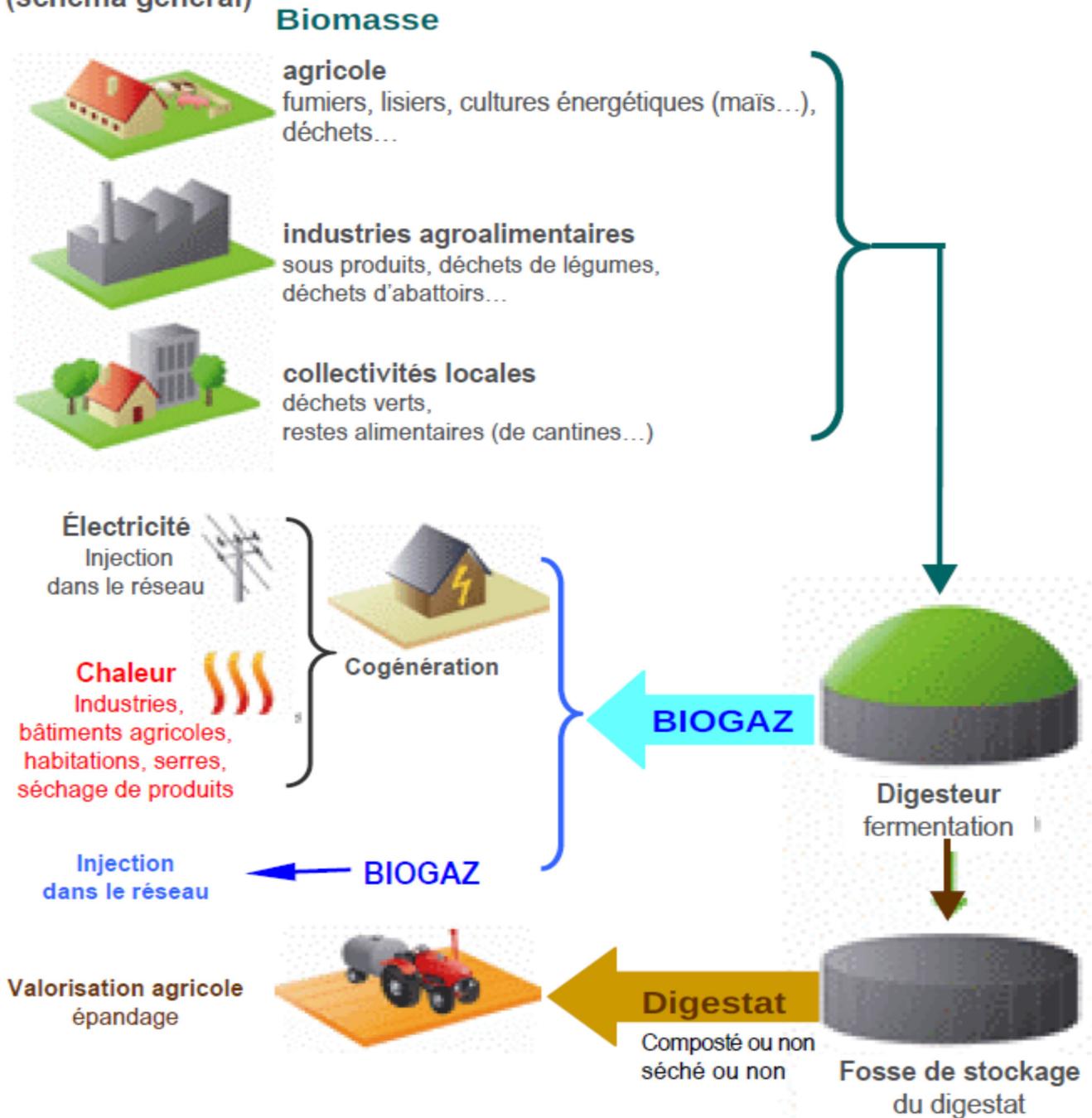


Figure VIII.4 Principe général de la méthanisation

VIII.3. Production de l'énergie électrique à partir de la biomasse

L'ensemble des travaux réalisés permet de développer de nouvelles technologies convertissant la biomasse en électricité ou en carburant tel que le méthanol. L'incinération, la gazéification, et la reformation de la biomasse sont les technologies pour la production d'électricité. Les biocarburants produits par la liquéfaction ou la pyrolyse de la biomasse sont principalement employés pour la production de chaleur et peut aussi être employé comme biocarburant dans le domaine des transports – gaz naturel pour véhicules.

Le bois comme un biocombustible, sous la forme traditionnelle de bûches mais aussi de plaquettes forestières (sous-produits d'exploitation forestière broyés), d'écorces, de bois de récupération. Densifié, notamment pour les particuliers, le bois peut être présenté parfois sous forme de granulés ou de briquettes, la paille, mais aussi des résidus de culture et des productions dédiées, peuvent être utilisés comme combustibles pour produire l'électricité et la chaleur.

VIII.3.a. Centrales électriques à combustion biomasse solide

La production d'énergie à partir de bois est fort développée au niveau domestique (feux ouverts, poêles, inserts) et au niveau industriel (chaufferies au bois, cogénérations industrielles au bois). Les centrales à biomasse solide mettent en œuvre une combustion directe de biomasse au sein d'une chaudière, afin de produire de la vapeur à haute température et à haute pression (cf. fiche Chaudières biomasse). Cette vapeur entraîne une turbine qui génère de l'électricité via un alternateur. Une grande majorité des centrales biomasses produisant de l'électricité fonctionnent en cogénération, en valorisant l'énergie thermique contenue dans la vapeur en sortie de turbine. L'utilisation d'un fluide de travail organique (cycle organique de Rankine ou ORC), alternative aux cycles vapeur, peut-être plus adaptée dans certains cas d'application (température de vaporisation plus basse, etc.).

La biomasse solide regroupe le bois, les déchets de bois, les granulés et autres déchets végétaux et animaux (graisses). Les centrales de taille industrielle privilégient les plaquettes ou les granulés de bois comme combustible qui facilitent le stockage et les opérations de manipulations. La reconversion de centrales thermiques à flamme conventionnelles à charbon en centrales biomasse est une option connaissant un intérêt croissant.

NB. Le bois peut être considéré comme une énergie renouvelable tant que le volume prélevé ne dépasse pas l'accroissement naturel de la forêt.

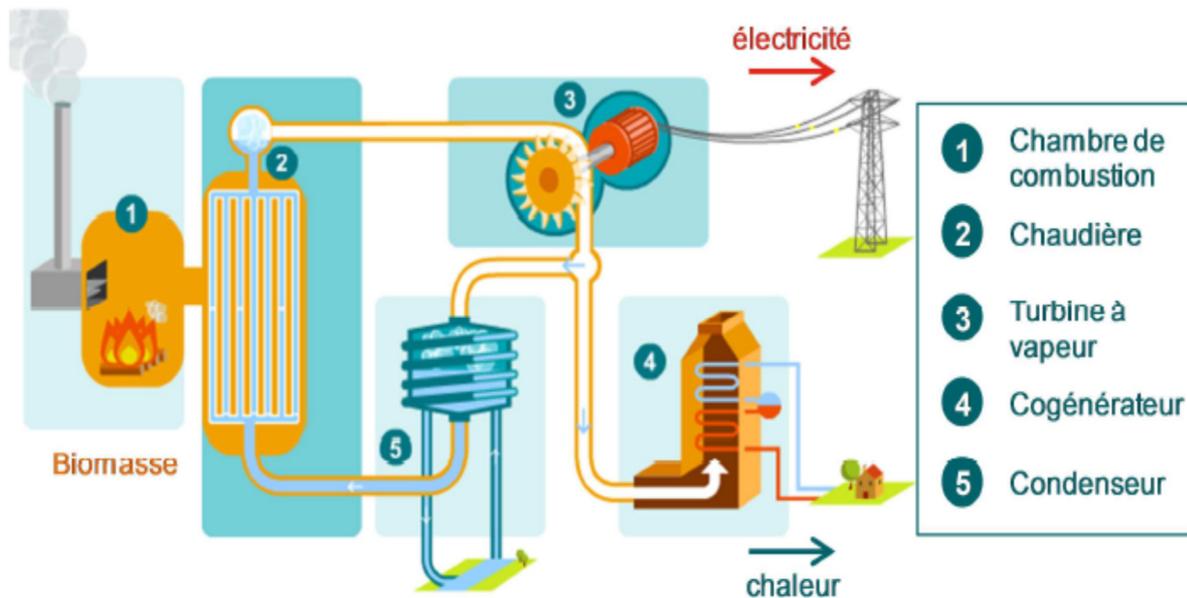


Figure VIII.5 Principe de la centrale à combustion biomasse solide

VIII.3.b Unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM)

Aujourd'hui 90 % des déchets incinères font l'objet d'une valorisation énergétique, parmi lesquels on retrouve environ 50% de biomasse. Une UIOM (également appelée incinérateur) détruit par combustion des déchets municipaux après leur collecte. Au cours de leur combustion, les déchets libèrent de l'énergie qui peut être utilisée sous forme de chaleur ou transformée en électricité. Il faut 5 à 7 tonnes de déchets pour produire l'équivalent d'une tonne de fuel lourd. L'énergie du four d'incinération est captée pour chauffer de l'eau (rendement de 70 à 80%), pour produire de la vapeur et générer de l'électricité (rendement de 15 à 25%), ou être exploitée en cogénération (chaleur + électricité). Mais la combustion de déchets produit d'importantes quantités de polluants gazeux qu'il est nécessaire de neutraliser. C'est pourquoi les UIOM sont obligatoirement munies d'importants équipements de dépollution des fumées (ex : injection d'urée dans la chaudière, filtres, lavage humide à la chaux, traitement au charbon actif). La gestion des déchets solides, notamment les mâchefers (résidus de combustions), est également un sujet majeur. Leur valorisation (en cimenterie par exemple) peut être une alternative à leur enfouissement en centre de stockage.

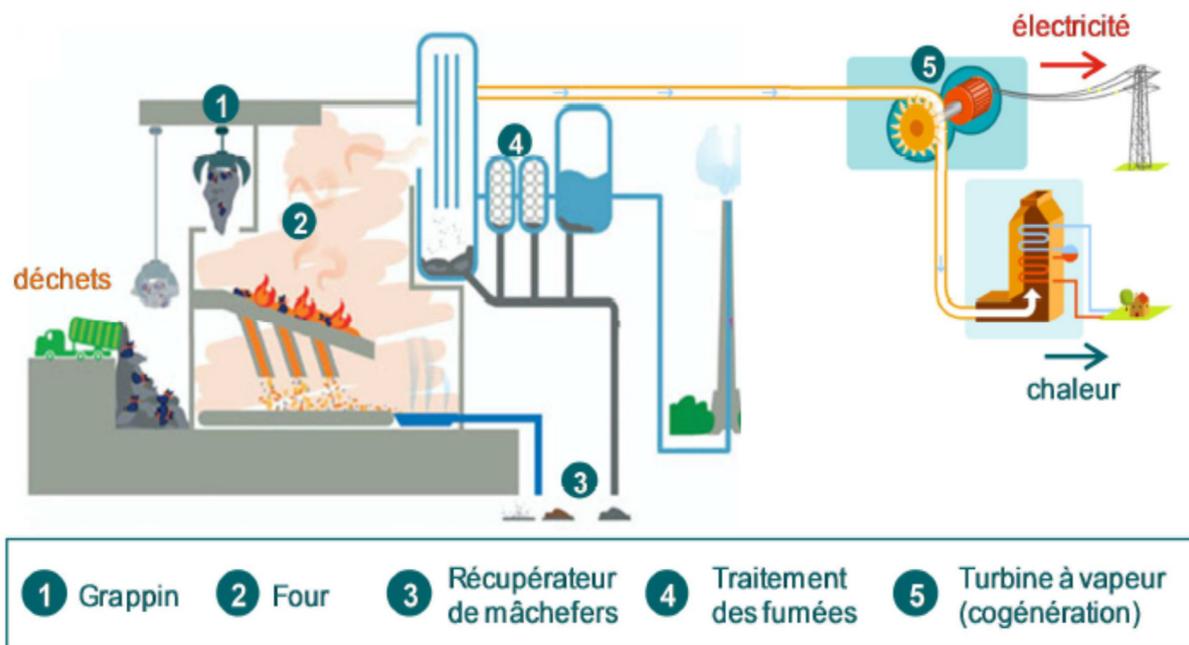


Figure VIII.6 Principe des unités d'incinération des ordures ménagères

VIII.3.c Unités de valorisation énergétique du biogaz (méthanisation)

Le biogaz est un gaz combustible principalement composé de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2). Il est produit au cours d'un processus biologique naturel de dégradation de matière organique en l'absence d'oxygène, appelée digestion anaérobie ou méthanisation. Les éléments non digérés par ce processus sont nommés le digestat. Une large gamme de matières organiques est méthanisable : les déchets verts et déchets d'industries agro-alimentaires, les boues de stations d'épuration, les déjections animales, etc.

La digestion anaérobie peut se présenter spontanément comme dans les ISDND (Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux). Elle peut également être provoquée et contrôlée dans un réacteur dédié, nommé digesteur ou méthaniseur. Le biogaz produit peut être valorisé sous forme d'électricité dans une turbine ou un moteur à gaz ou bien sous forme de chaleur dans une chaudière.

Il existe des alternatives à la valorisation électrique du biogaz : son injection dans le réseau de gaz naturel national, nécessitant une étape supplémentaire de purification (on parle alors de biométhane) ou sa valorisation directe en chaudière, industrielle ou agricole.

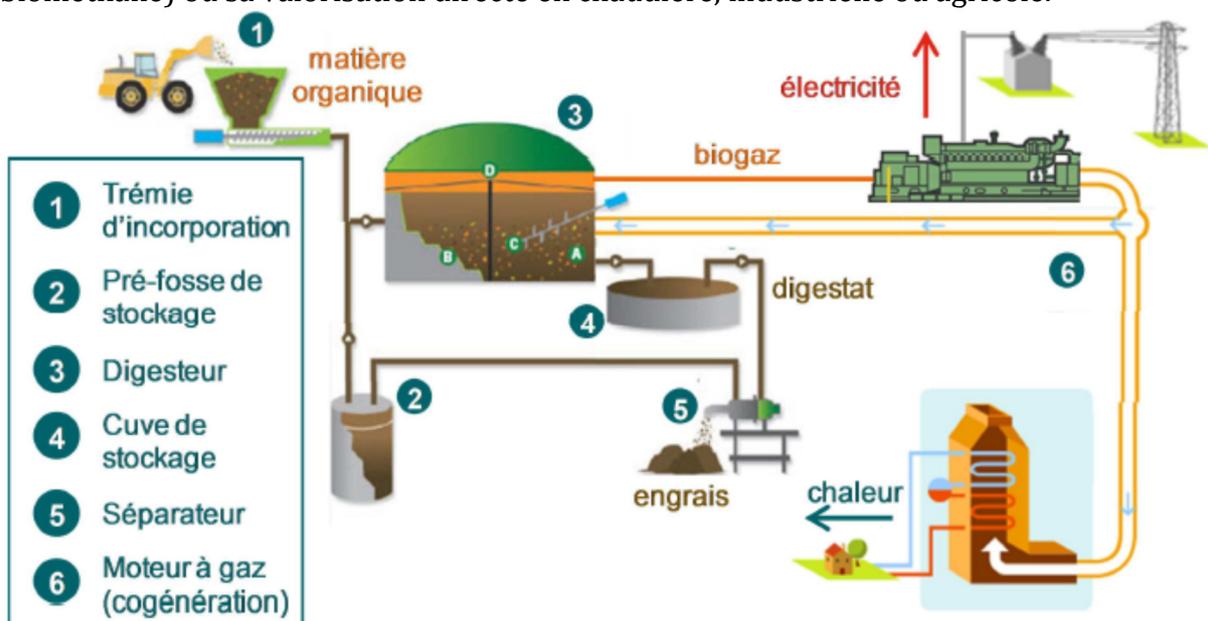


Figure VIII.7 Principe des unités de valorisation énergétique du biogaz (méthanisation)

VIII.3.d. Unités de valorisation énergétique du gaz de synthèse (gazéification)

La gazéification est un procédé thermo-chimique de conversion de matière organique solide (biomasse, charbon, déchets) en un gaz dit de "synthèse" composé d'hydrogène (H_2) et de monoxyde de carbone (CO). Le gaz de synthèse ainsi produit peut être utilisé comme combustible lors d'une étape ultérieure d'oxydation. Celle-ci peut être réalisée dans un moteur à gaz ou bien dans une turbine à gaz, voire dans un cycle combiné pour les plus grosses puissances. En récupérant l'énergie thermique contenue dans les fumées de combustion, de la chaleur peut également être produite (cogénération). La gazéification de biomasse n'est pour l'instant pas une voie industrielle de production d'électricité, elle nécessite d'être validée à grande échelle.

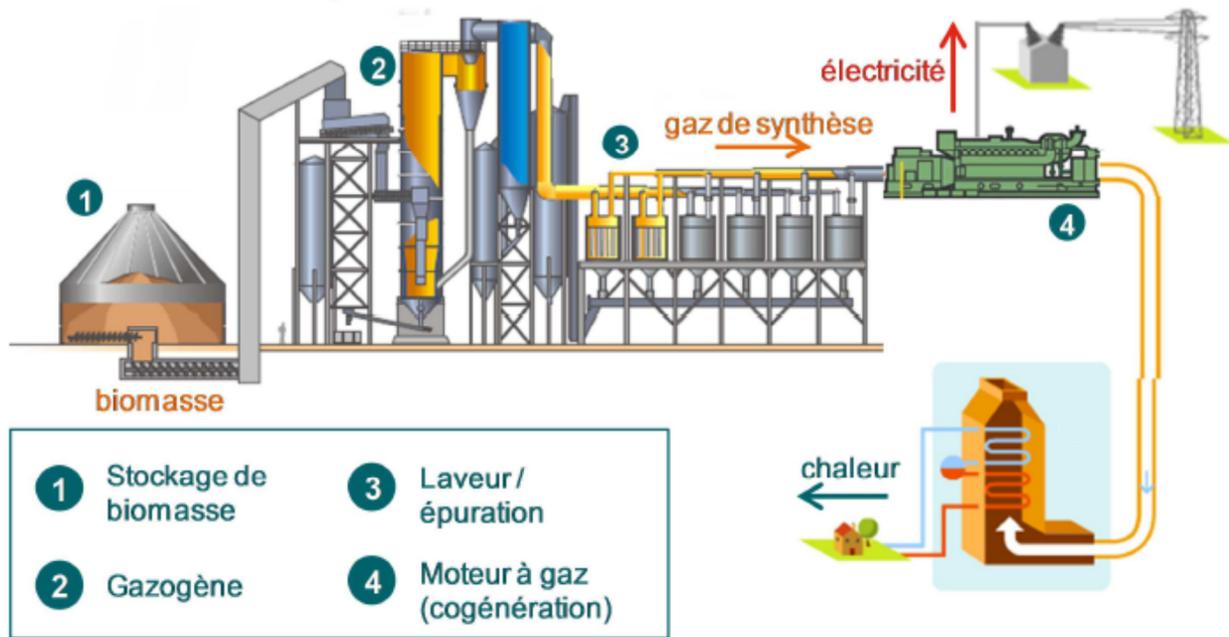


Figure VIII.8 Principe des unités de valorisation énergétique du gaz de synthèse

VIII.4. Cogénération

La cogénération est un procédé propre aux moyens de production thermique d'électricité consistant à produire de manière couplée électricité et chaleur. La chaleur valorisée est récupérée au sein même du procédé de production d'électricité, grâce à un système d'échange thermique en contact avec les gaz de combustion, les fluides de refroidissement, etc. La cogénération permet donc d'accroître le rendement global du système, qui varie fortement en fonction de la fraction de chaleur récupérée et valorisée.

Dans une centrale électrique à biomasse, la combustion de celle-ci dans une chaudière permet de produire de la vapeur sous pression qui entraîne une turbine (généralement le cycle thermodynamique adopté c'est celui de Rankine) couplée à un alternateur. Une grande partie de l'énergie obtenue (80 %) demeure sous forme de chaleur que l'on valorise pour le chauffage de bâtiments (réseaux de chaleur) ou le process d'installations industrielles. On parle de cogénération car deux types d'énergie, électrique et thermique sont obtenues de façon conjointe, l'électricité restant le produit principal et la chaleur le coproduit dans la majorité des cas et le contraire dans certains autres. Dans un souci d'efficacité énergétique et d'augmenter le rendement global de valorisation de façon importante (Cette technologie permet d'atteindre des rendements globaux de 85 %), il est donc indispensable donc d'installer ces unités dans un contexte propice à la valorisation de la chaleur la plus exhaustive possible.

Dans le domaine de la cogénération, les industries constituent un acteur privilégié de production d'énergie car beaucoup d'entre-elles peuvent valoriser la chaleur produite au sein même de leurs procédés, parfois même en utilisant une partie de leurs propres coproduits ou déchets. Un autre acteur d'utilisation de la chaleur est celui des entreprises agricoles. De nombreuses possibilités d'utilisation de chaleur sont possibles : viser l'autonomie en chaleur

pour les producteurs laitiers, les éleveurs (nurseries), sécher des matières agricoles (luzerne, foin, grain, etc.) ou non (plaquettes forestières, etc.), chauffer des bâtiments agricoles, des serres, etc. Enfin, le chauffage de bâtiments publics ou d'habitations individuelles à proximité constitue une voie de valorisation supplémentaire de cette chaleur.

La cogénération par cycle organique de Rankine présente plusieurs avantages sur la cogénération à vapeur. L'huile thermique à 300°C est sous forme liquide à pression atmosphérique, ce qui réduit les dangers et donc les coûts de l'installation. Comme son inertie thermique est importante, le fonctionnement est peu sensible aux variations de charge de la chaudière. La turbine tourne à faible vitesse (3000 tr/min) ce qui permet de la coupler directement à l'alternateur, sans réducteur de vitesse intermédiaire. Enfin, le fluide silicone reste gazeux durant toute la phase de détente dans la turbine, ce qui limite l'érosion et la corrosion des aubages. ».

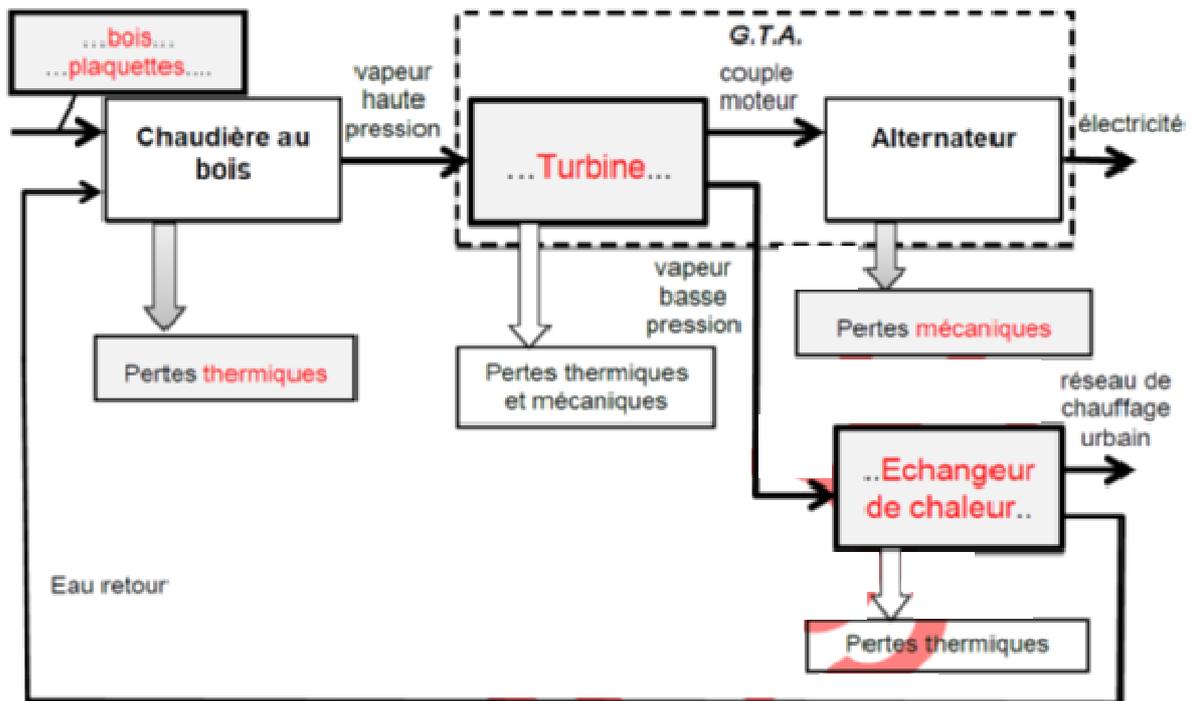


Figure VIII.9 Schéma de la cogénération à partir de biomasse

Exemples :

- La station d'épuration de Bruxelles-Nord, le long du canal de Willebroek, traite les eaux usées pour un équivalent de 1.100.000 habitants, soit 325.000 m³ d'eaux usées par jour en moyenne. Les boues résultant du processus d'épuration sont traitées par biométhanisation et génèrent du biogaz. Ce dernier est valorisé dans une unité de cogénération produisant de l'électricité, de la vapeur et de l'eau chaude. La vapeur est employée dans le processus d'épuration de l'eau (hydrolyse thermique) tandis que l'eau chaude est utilisée pour le chauffage des locaux. L'électricité produite est utilisée pour alimenter la station d'épuration, le surplus est vendu au réseau (plus d'information sur : <http://www.aquiris.be>).
- Les bus urbains de Lille et de Stockholm roulent en grande partie avec du biogaz issu de la biométhanisation des boues de station d'épuration et/ou de la fraction organique des déchets ménagers (plus d'information sur www.trendsetter-europe.org).

VIII.5. La biomasse est-elle toujours renouvelable ?

En principe oui, tant que le milieu où prospèrent les espèces vivantes qui la produisent n'est pas dégradé et que la production de biomasse y est renouvelée. Toutefois, la durée du cycle concerné est extrêmement variable (quelques heures dans un fermenteur industriel ; un an pour du blé, du colza ou de la betterave ; 30 à plus de 200 ans pour les arbres forestiers), ce qui n'est pas sans conséquence en termes de disponibilité et de gestion durable. C'est le

caractère renouvelable de la biomasse qui lui confère son intérêt pour réduire les émissions de gaz carbonique (CO₂) car le bilan net de celles-ci est théoriquement nul sur la durée d'un cycle de production-consommation.

VIII.6. Avantages et les limites de la biomasse

La biomasse présente plusieurs avantages, les plus intéressants sont résumés dans les points suivants :

- L'avantage principal de la conversion énergétique de la biomasse, par rapport aux autres sources énergétiques renouvelables, réside dans le fait qu'en plus de la production d'énergie, elle participe activement au traitement des déchets organiques contribuant ainsi à la réduction de l'impact de nos activités sur l'environnement. Elle permet de réduire la quantité de déchets envoyés aux sites d'enfouissement. Grâce à la combustion de matières inutilisables comme l'écorce, les déchets de construction, on peut produire de l'énergie utile et il est moins nécessaire d'élargir les sites d'enfouissement.
- Sa faible teneur en soufre et en azote comparée au charbon réduit l'émission des polluants gazeux lors de sa combustion. L'utilisation de la biomasse peut également réduire les émissions de méthane, un autre gaz à effet de serre.
- Elle peut apporter des solutions à l'enjeu du changement climatique, l'utilisation de l'énergie de la biomasse n'augmente pas les émissions de dioxyde de carbone, un des principaux facteurs de l'effet de serre, grâce aux cycles de repousse des plantes et des arbres. La biomasse est considérée comme carbone neutre car le CO₂ dégagé durant sa conversion énergétique par combustion correspond à la quantité de CO₂ absorbée par photosynthèse durant la croissance de la plante. La conversion énergétique de la biomasse s'effectue par des procédés biochimiques et thermochimiques.
- En plus de la diversité de l'usage énergétique final (cuisine, procédé industriel, chaudière, véhicule, etc.), la biomasse peut être convertie en différentes formes d'énergie. Par exemple, le bois peut être traité et converti en gaz. Les sites d'enfouissement peuvent produire du méthane, de même que du maïs, du blé et d'autres matières qui peuvent être utilisées pour la fabrication d'éthanol-carburant liquide. Les cendres issues de la combustion de la biomasse peuvent être valorisées comme engrais.
- L'utilisation de la biomasse produite localement réduit la dépendance des pays vis-à-vis de l'extérieur pour l'approvisionnement en énergie et améliore notre sécurité d'approvisionnement. Les activités de production, de collecte, de conditionnement, de transport et de vente de la biomasse maintiennent et créent de nombreuses activités et emplois directs et indirects dans notre pays, principalement en zones rurales.

Pour les inconvénients en pouvant citer :

- Tout comme le mazout ou le gaz, le bois de chauffe doit être transporté de sa zone de production à son lieu d'utilisation. Si cette distance est trop importante, les coûts de transport et de mobilisation seront trop élevés ;
- Attention, il est important de n'utiliser que du bois sec et propre (c'est-à-dire pas de bois traité de récupération) dans les installations de chauffage au bois. L'utilisation de bois humide et/ou de bois traité, à l'encontre des recommandations du constructeur, peut mener à des émissions de substances nocives ;
- Toute installation de combustion peut émettre du CO et des particules fines (PM10) nocives pour la santé. Si plusieurs précautions sont prises (filtre à particule, qualité du combustible, bons réglages) les équipements à la biomasse peuvent dégager une quantité égale ou moindre aux équipements de combustion classique (gaz, mazout).

Annexe F**F-1 Exercice d'application****Exercice 1 :**

La combustion complète d'un volume $V = 780$ mL d'un biogaz libère une énergie $E = 92.1$ kJ. La masse volumique du gaz est : $\rho = 2.48$ g/L.

- Calculer la masse de butane mise en jeu.
- En déduire le pouvoir calorifique du gaz.

Solution 1 :

a-

$$m = \rho \times v = 2,48 \times \left(\frac{780}{1000} \right) \text{ donc: } m = 1,93 \text{ g}$$

b-

$$PC = \frac{E}{m} = \frac{92,1 \times 1000}{\left(\frac{1,93}{1000} \right)}$$

$$PC = 47,7$$

Exercice 2 :

Pour chauffer la pièce principale d'une maison, les propriétaires hésitent entre une chaudière à fioul, une chaudière à gaz de ville (méthane) et une chaudière à bois. La chaudière devra produire une énergie moyenne de $E = 100$ MJ par jour pendant la saison de chauffe.

Le pouvoir calorifique PC des différents combustibles est :

- Fioul 44.5 MJ/kg ;
- Methane 55.52 MJ/kg;
- Bois 17.5 MJ/kg.

- Quelle masse de combustible va-t-il falloir utiliser par jour pour chaque type de chaudière ?
- Quelle est le combustible le plus intéressant du point de vu énergétique ?
- Quelle est le combustible le plus intéressant du point de vue environnemental ?

Solution 2 :

- On utilise la définition du pouvoir calorifique qui est l'énergie libérée par une certaine masse de combustible :

$$PC = \frac{E}{m}$$

Pour en déduire la masse de combustible nécessaire

$$m = \frac{E}{PC}$$

- Pour le fioul

$$m_{fioul} = \frac{100}{44,5} = 2,25 \text{ kg}$$

- Pour le méthane

$$m_{gaz} = \frac{100}{55,2} = 1,81 \text{ kg}$$

- Pour le bois

$$m_{bois} = \frac{100}{17,5} = 5,71 \text{ kg}$$

- b. Le gaz possède le meilleur PC, de plus, la combustion est totale, il ne libère que du CO₂ et H₂O contrairement au bois et au fioul dont les combustions sont imparfaites, ce qui libère des composés autres que l'eau et le dioxyde de carbone, qui sont nocifs pour les humains (goudrons, suies, poussières très fines). L'intérêt du fioul est sa facilité de transport et de stockage comparé au gaz : c'est un liquide à température ambiante, le gaz doit lui être stocké dans des bouteilles sous pression ou transporté par gazoduc.
- c. Le bois et éventuellement le méthane peuvent être produits de façon renouvelable par la biomasse : le dioxyde de carbone libéré par la combustion provient de l'atmosphère puis de la photosynthèse des plantes. Le bois a pour inconvénient de produire de nombreuses micro particules (pollution de l'air) et la production de méthane peut augmenter l'effet de serre atmosphérique si ce méthane s'échappe accidentellement dans l'air, il est en effet un puissant gaz à effet de serre, beaucoup plus efficace que le dioxyde de carbone.

F-2 Question supplémentaires :

- 1- La biomasse, qu'est-ce que c'est ?
- 2- La biomasse, d'où ça vient ?
- 3- Dans quel sens le bois est considéré comme une source d'énergie renouvelable ?
- 4- Quelles sont les qualités des biocarburants par rapport à d'autres formes d'énergie comme les carburants issus des énergies fossiles ?
- 5- Quels sont les défis actuellement liés à la biomasse ?
- 6- Qu'utilise une bioraffinerie pour produire du carburant ?
- 7- Quelle différence existe-t-il entre une bioraffinerie et une raffinerie classique ?
- 8- Rédigez un paragraphe argumenté pour démontrer l'intérêt de la biomasse. Après avoir rappelé les inconvénients liés à l'utilisation du pétrole pour la fabrication des carburants, expliquez pourquoi les biocarburants issus de la biomasse peuvent être considérés comme une énergie solaire et renouvelable.
- 9- Essayer de détailler les propriétés de la biomasse.
- 10- C'est quoi la cogénération ? Donner un exemple.

Chapitre IX : Pile à combustible

Introduction

La révolution énergétique a d'ores et déjà commencé, toutefois, de nombreuses filières permettant de valoriser directement les énergies renouvelables comme l'énergie solaire (par voie thermique ou voie photovoltaïque) ou l'énergie éolienne, sont arrivées à maturité industrielle. Malheureusement, ces énergies sont intermittentes comme et cela pose donc des problèmes de découplage entre la production et la consommation. Aussi, l'utilisation d'énergies renouvelables a des taux significatifs voire majoritaires ne peut donc être envisagée sans des moyens de stockage denses et efficaces associés à une gestion intelligente des flux énergétiques. Ce stockage peut se décliner sous diverses formes. L'énergie peut être stockée sous forme mécanique (énergie potentielle dans le cas d'une retenue d'eau d'un barrage hydroélectrique ou énergie cinétique dans un volant d'inertie), thermique (ballon d'eau chaude), chimique (réservoir de méthanol, réservoir d'hydrogène, piles et accumulateurs), voire magnétique (bobine supraconductrice). Dans le contexte d'une forte intégration des énergies renouvelables, l'hydrogène paraît être un candidat intéressant. L'hydrogène, qui n'existe pas à l'état natif, peut en effet être synthétisé à partir des énergies renouvelables. Il est particulièrement intéressant car son stockage est possible sous différents états (gaz, liquide et solide). En effet, il présente la plus grande densité énergétique massique (120 MJ/kg). Notons toutefois que si sa densité d'énergie massique est trois fois plus élevée que celle de l'essence, sa densité d'énergie volumique est en revanche plus faible ; en effet, un litre d'essence équivaut, sur le plan énergétique, à 4,6 litres d'hydrogène comprimé à 700 bars. Néanmoins, sa combustion ne dégage que de la vapeur d'eau, qui est certes un puissant gaz à effet de serre, mais qui entre dans un cycle de vie court (compare au CO₂, au CH₄, aux NO_x, ...). Donc l'énergie provenant de l'hydrogène est un des meilleurs choix en matière d'énergie propre à condition de savoir le transformer en énergie électrique, ce que permet la pile à (PAC) combustible. Mais il est important de rappeler qu'une PAC est un convertisseur d'énergie, et non un générateur ou une source d'énergie. La PAC convertit l'énergie chimique interne d'un combustible en énergie électrique et thermique.

La figure IV.01 résume comment la problématique énergétique est aussi une problématique de flux.

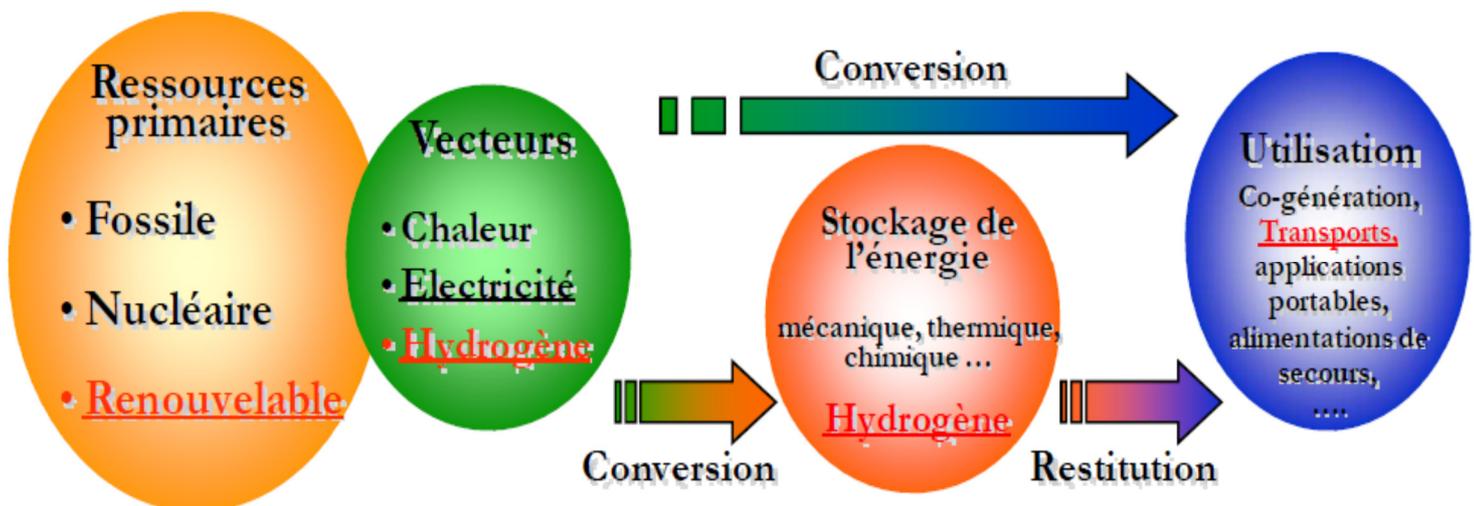


Figure IX.1 Schéma énergétique

Parmi les nombreuses possibilités envisageables se dégage donc particulièrement le couple «électricité–hydrogène», deux vecteurs énergétiques aux propriétés complémentaires. Tandis que l'électricité est un « vecteur de flux », l'hydrogène est un « vecteur de stock » très énergétique (30 kWh par kg) et l'on passe directement de l'un à l'autre par la réaction réversible de la figure IX.2, au moyen de procédés électrochimiques propres et efficaces, impliquant respectivement des électrolyseurs ou des piles à combustibles.



Figure IX.2 Réaction de conversion réversible entre vecteurs hydrogène et électricité

IX.1. Principe de fonctionnement

Une pile à combustible est un assemblage de cellules élémentaires, en nombre suffisant pour assurer la production électrochimique d'électricité dans les conditions de tension et courant voulues. Une cellule élémentaire forme le noyau de la pile à combustible. Cette cellule est responsable de la conversion électrochimique de l'énergie chimique (combustible) en une énergie électrique. Cette conversion est réalisée grâce à une réaction dite électrochimique d'oxydoréduction. Cette réaction consiste en l'oxydation d'un combustible d'une part (à l'anode) et en la réduction d'un comburant d'autre part (à la cathode). Ces deux réactions sont favorisées par un catalyseur, en général du platine. Les deux réactifs sont séparés par un électrolyte à travers lequel les ions produits par la réaction circulent. La figure IX.3 en donne une illustration schématique. Pour les piles de haut rendement fonctionnant à basse température, le combustible le plus employé est l'hydrogène sous forme gazeuse. Suivant la nature de l'électrolyte, acide ou basique, l'eau formée par oxydation de l'hydrogène est produite à la cathode (dans le premier cas) et à l'anode (dans le second cas). Dans les deux cas, le réacteur produit donc, de l'eau, de l'électricité et de la chaleur.

La réaction électrochimique globale s'écrit de la façon suivante :

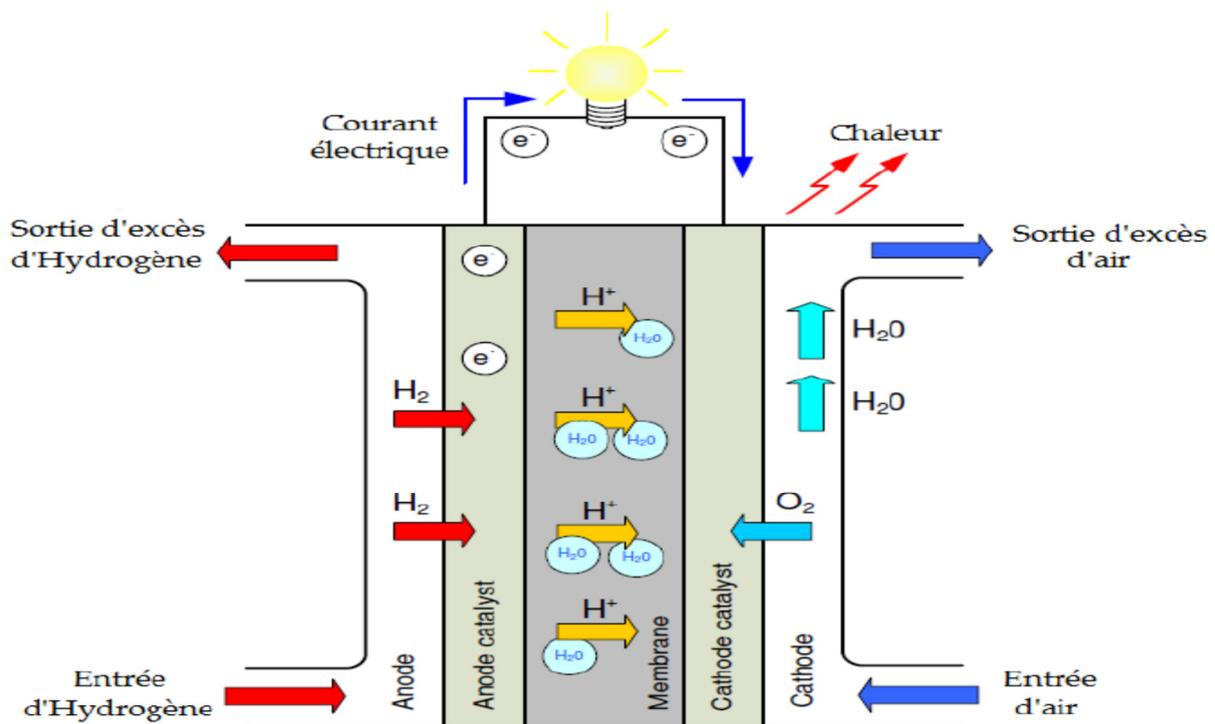
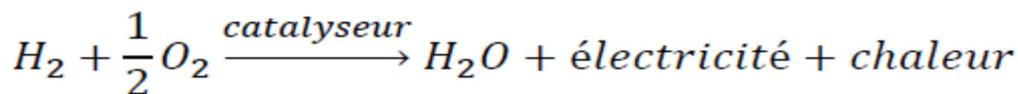


Figure IX.3 Schéma de principe d'une cellule de pile à combustible

IX.2. Différents types de piles à combustible

On distingue plusieurs types de piles à combustible et on les classe selon la nature de l'électrolyte utilisé. Celui-ci détermine en même temps la température de fonctionnement.

- AFC: Pile alcaline (Alkaline Fuel Cell) ;
- MCFC: Pile à carbonate de fondu (Molten Carbonate Fuel Cell) ;
- SOFC: Pile à oxyde solide (Solid Oxide Fuel Cell) ;

- PAFC: Pile à acide phosphorique (Phosphoric Acid Fuel Cell) ;
- PEMFC: Pile à membrane polymère échangeuse de protons (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) ;
- DMFC: Pile alimentée directement par méthanol (Direct Methanol Fuel Cell).

Tableau. IX.1 Différents types de piles à combustible

| Type de pile | PEMFC | PAFC(*) | AFC(**) | MCFC(***) | SOFC(****) |
|--------------------|--|---|---|--|--|
| Température | <i>Basse Température</i> | | | <i>Haute Température</i> | |
| | 60 – 100 °C | 160 – 220 °C | 50 – 250 °C | 600 – 800 °C | 750 – 1050 °C |
| Electrolyte | Membrane en polymère solide | Acide phosphorique liquide H3PO4 | Potasse liquide KOH | Sels fondus Li2CO3/Na2CO | Céramique |
| Combustible | Hydrogène | Hydrogène | Hydrogène, gaz naturel | Hydrogène, gaz naturel, | Hydrogène, gaz naturel, |
| Gamme de puissance | 1 W– 500 KW | 200 kW– 10 MW | 1 W– 100 kW | 500 kW–10MW | 1 kW– 100 MW |
| Applications | Cogénération, Téléphone portable, Sous-marin, Automobile, Spatiale | Cogénération, Transport « bus », Equipements portable | Spatiale, Militaire, Equipements portable | Cogénération, Production d'électricité décentralisée | Cogénération, Production d'électricité décentralisée |

IX.3. Principe de fonctionnement et éléments technologiques d'une pile à combustible réversible unitaire URFC

La Figure IX.4 montre un schéma du système pile à combustible réversible unitaire URFC. Dans ce système, le réservoir d'eau est nécessaire, soit pour alimenter le système en mode électrolyseur, soit pour stocker l'eau produite pendant le mode pile. Il en est de même pour les réservoirs de gaz selon l'utilisation du système. Cette Figure I- 9 illustre l'échange de chaleur et d'énergie électrique entre le système réversible et son environnement. La principale caractéristique du système réversible vis – à – vis des batteries rechargeables est la flexibilité de cet appareil relativement aux réactifs et aux produits de la réaction par rapport à la cellule électrochimique de la pile à combustible.

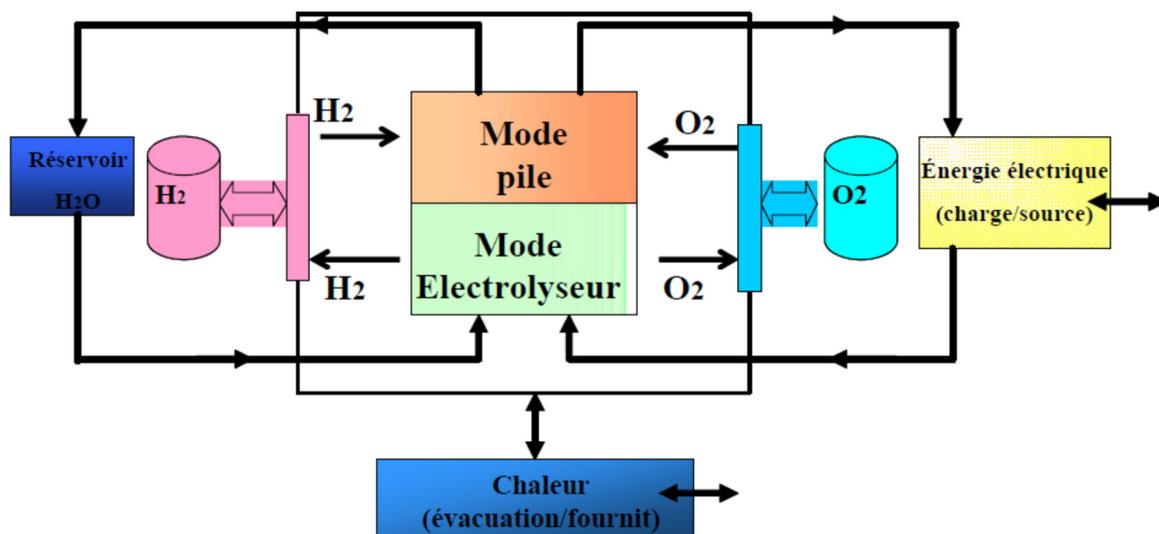


Figure IX.4 Schéma d'une pile à combustible réversible

Les inconvénients du système pile à combustible réversible unitaire URFC sont encore nombreux aujourd'hui :

- Très peu de disponibilité commerciale, en cours de développement ;
- Le système réversible est complexe, sa modélisation est mal connue ;
- Nécessité de conditionner l'hydrogène produit ;
- Capacité de stockage limitée par les technologies actuelles ;

- Sécurité et fiabilité du système lui-même ;
- Le rendement global (30-50%) de ce système est moins performant que celui d'une PAC ou bien d'un électrolyseur seul. Il reste donc actuellement préférable d'optimiser séparément une pile et un électrolyseur pour les combiner dans un système RFC.

IX.4. Production de L'hydrogéné

L'hydrogène est aujourd'hui essentiellement produit directement à partir des hydrocarbures pour l'industrie chimique (hydrogène-chimie) en raison tout d'abord de leur intégration dans l'industrie pétrolière qui est l'une des premières consommatrices d'hydrogène. Les autres raisons sont, bien entendu, leur disponibilité actuelle ainsi que leur réactivité chimique et le coût global de production. Mais on peut envisager de produire de l'hydrogène-énergie (à usage énergétique) ainsi que l'illustre la figure IX.5. A court terme, l'exploitation des combustibles fossiles paraît incontournable mais on espère réduire les émissions de GES par séquestration du carbone si cela est faisable : les recherches sont engagées. A plus long terme cet hydrogène-énergie serait synthétisé par une électrolyse exploitant une électricité et une chaleur d'origines renouvelable et/ou nucléaire. On peut aussi l'obtenir par thermolyse avec du rayonnement solaire concentré.

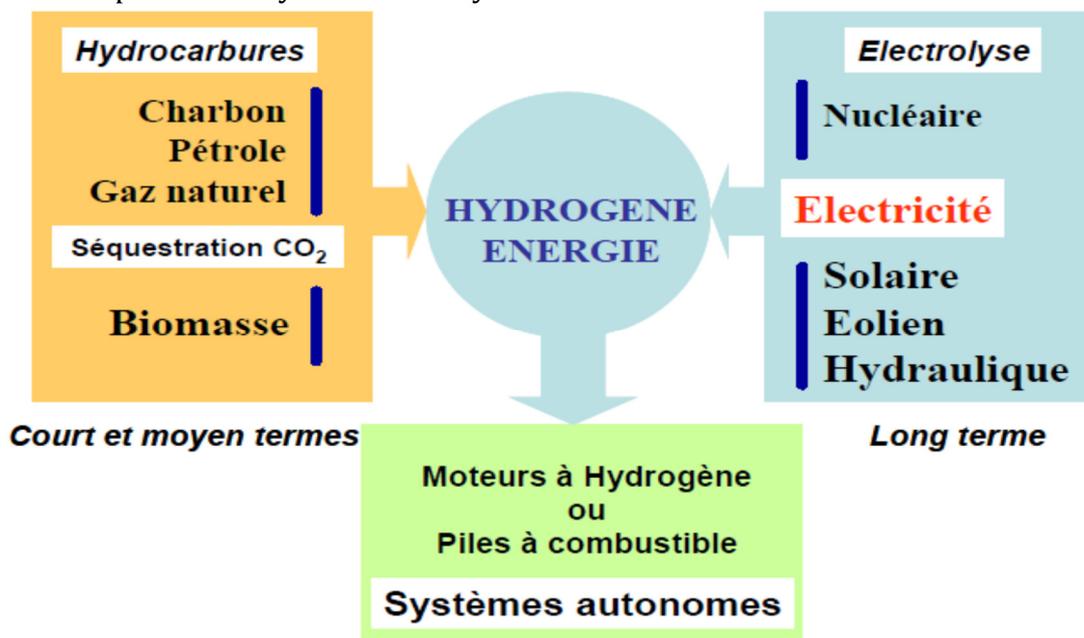


Figure IX.5 Des sources primaires à « l'hydrogène énergie », nouveau vecteur de synthèse

IX.4.a. Quatre grandes voies de production de l'hydrogène existent

- **La voie thermique** (gazéification) qui consiste à extraire l'hydrogène de différentes ressources naturelles (gaz naturel, charbon, eau, biomasse) par une série de réactions chimiques en cycle fermé. Généralement ces cycles ont lieu à haute température. Le procédé de fabrication peut s'accompagner, selon la matière première utilisée, de certaines émissions polluantes, en particulier de gaz à effet de serre ;
- **La voie électrochimique** : C'est l'eau qui est utilisée dans un procédé inverse de la pile à combustible. L'électrolyse de l'eau consiste à séparer l'eau H₂O en hydrogène H₂ et oxygène O₂ lors d'une réaction d'oxydo-réduction. Le procédé industriellement disponible à l'heure actuelle consiste à réaliser cette électrolyse à l'aide d'électricité. Selon la nature renouvelable (éolien, solaire, hydro-électrique) de l'électricité utilisée l'extraction de l'hydrogène de l'eau s'accompagne (avec le gaz naturel ou le charbon) ou non d'émissions polluantes ;
- **La voie biologique** utilise de l'eau ou de la biomasse décomposée sous l'effet de la lumière ou de la chaleur. Cette voie nécessite des distances de transport de la biomasse pas trop grandes du fait de la faible teneur en énergie de la biomasse en comparaison de sa masse et de son volume ;

- Photo-électrolyse :** La photolyse de l'eau est le procédé qui consiste à dissocier la molécule d'eau en hydrogène et oxygène par l'effet de la lumière sans passer par l'étape intermédiaire de production d'électricité. En présence d'un catalyseur, la dissociation de l'eau se fait spontanément grâce à l'énergie solaire. Sa mise en œuvre s'opère par éclairage d'un photocatalyseur à semi-conducteur à large Gap (comme TiO_2 et AsGa) immergé dans un électrolyte aqueux ou dans l'eau. Ces semi-conducteurs fournissent la tension suffisante pour la décomposition de l'eau mais ils n'absorbent qu'une partie du spectre lumineux et le rendement de conversion reste faible. Il est donc nécessaire d'améliorer l'absorption lumineuse. Cette amélioration peut être obtenue par modification de la structure du semi-conducteur ou par couplage avec des structures photosensibles comme des films colorants qui absorbent une partie plus large du spectre lumineux.

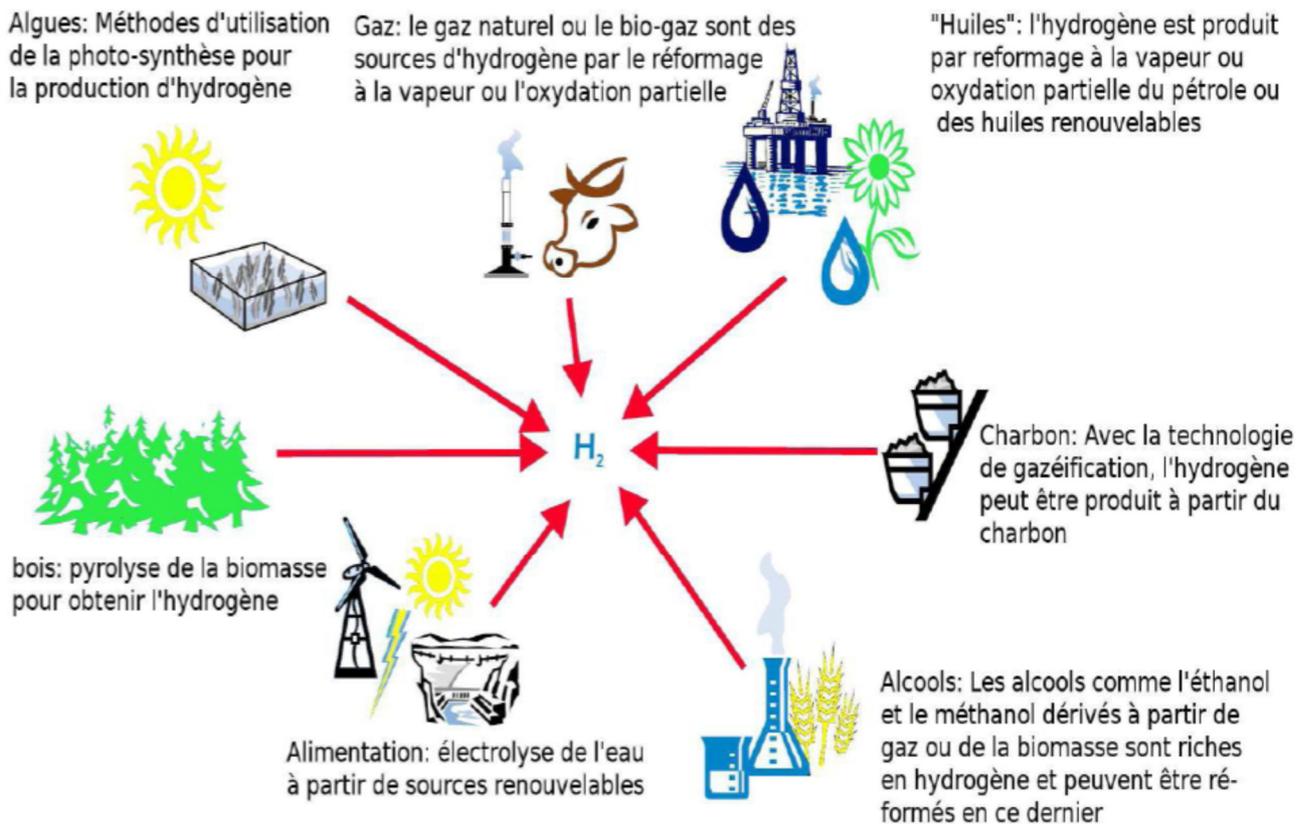


Figure IX.6 Différents modes de production de l'hydrogène

IX.5. Intérêt d'intégration des énergies renouvelables avec la PAC

Les projets sur la thématique énergie renouvelable (ENR) /Hydrogène occupent une place importante ces dernières années avec la montée en puissance des énergies renouvelables. Les besoins en stockage et en valorisation de ces ENR font de l'hydrogène le vecteur idéal et des projets "power-to-gas" ont commencé à voir le jour depuis quelques années. Le système réversible peut s'associer aux énergies renouvelables pour stocker l'énergie et ainsi la restituer au gré du besoin en l'absence d'autres sources énergétiques. La Figure IX.7 présente le fonctionnement du système réversible couplé avec une source solaire (générateur photovoltaïque) ou éolienne. La puissance de l'électrolyseur et de la pile dépendent des capacités de la source et la façon de gestion des flux énergétiques entre cette dernière et la charge et du rendement de chacun tout comme le rendement du stockage énergétique de l'hydrogène pour les meilleurs profils d'exploitation pour atteindre une autoconsommation optimale d'énergie renouvelable et pour être économiquement et écologiquement viable. Le volume d'hydrogène stocké dépend de la quantité d'hydrogène consommée ou produite, de plus l'hydrogène stocké peut être utilisé pour d'autres applications (station, automobile...). Le système réversible est une technologie qui permet d'exploiter efficacement les sources d'énergie renouvelables pour diverses applications.

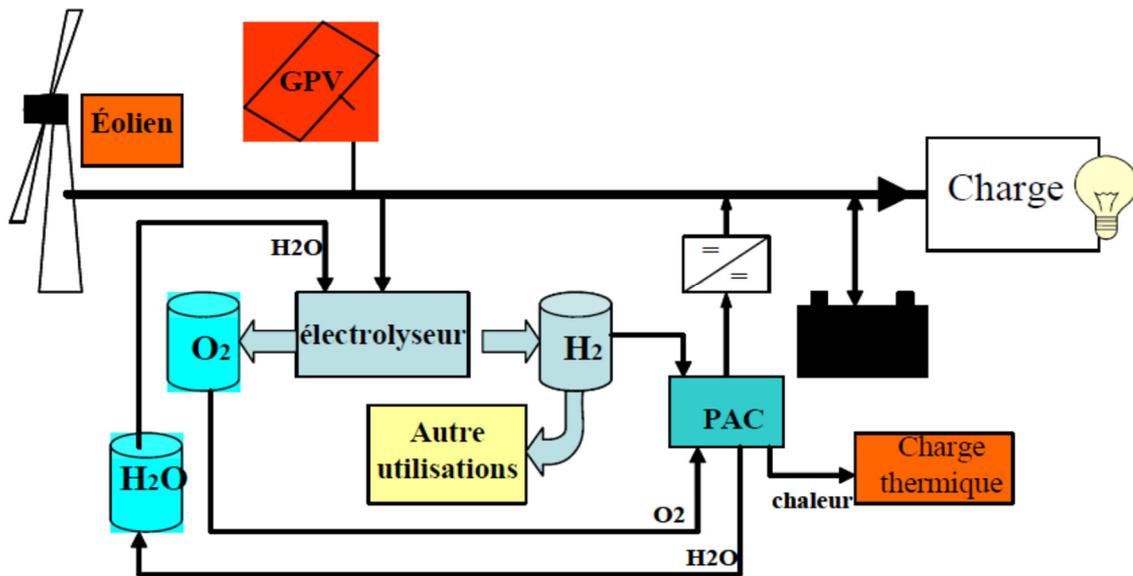
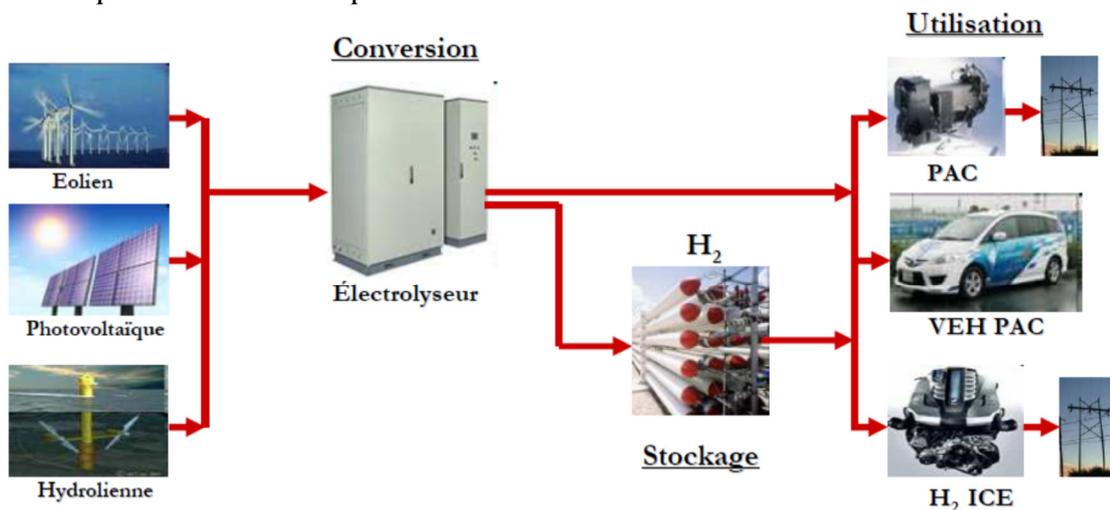


Figure IX.7 Système d'énergie renouvelable

IX.6. Filière hydrogène : vers un vecteur dominant ?

L'ensemble des technologies d'hydrogène, de la production à l'utilisation en passant par les technologies de stockage, de transport et de distribution de ce vecteur énergétique futur, est appelé à jouer un rôle essentiel dans l'émergence d'une filière hydrogène majeure mais les performances des systèmes à PAC dépendent essentiellement de la capacité de stockage et de transport (Figure IX.7), puisque l'hydrogène est difficile à stocker et à transporter, en raison de sa faible densité énergétique par unité de volume. Le transport s'effectue généralement en bouteilles ou en pipelines sous forme comprimée : le gaz peut être comprimé de quelques dizaines de bars à 350 ou 700 bars pour être acheminé. D'autre part, il est possible de le liquéfier l'hydrogène à -253°C mais cette transformation est très énergivore ;

Essentiellement utilisé en tant que gaz dans des procédés de chimie industrielle, l'hydrogène est aujourd'hui envisagé comme vecteur énergétique de grande échelle ; on parle aux piles à combustible (PAC). Ainsi, l'hydrogène pourrait remplacer l'option classique que représente le couple hydrocarbures/système à combustion (moteur, turbine, etc.) et également se substituer aux batteries dans les appareils « nomades » (ordinateurs, téléphones mobiles etc.) pour en accroître l'autonomie. Dans la partie amont de la filière, la situation idéale poursuivie est la production massive et les énergies calorifiques résiduelles. Entre ces points d'entrée et de sortie, le stockage joue un rôle important pour découpler l'offre de la demande, tant en terme de lieu que de temps. Le découplage des lieux de production et de consommation pose donc aussi le problème d'une distribution efficace.



Energies renouvelables

Figure IX.8 Chaîne idéale d'hydrogène : Production / Stockage / Utilisation

IX.7. Applications des piles à combustible

L'hydrogène peut être converti en électricité, en chaleur ou en force motrice selon l'usage final. On distingue trois types d'applications des piles à combustible (applications portables, stationnaires et embarquées).

IX.7.a. Applications portables

Pour des applications portables, les piles à combustible sont en concurrence avec les batteries. On peut imaginer des téléphones et ordinateurs portables ou encore les tablettes tactiles qu'ils seraient aisés de recharger en « faisant le plein » ou en changeant la « cartouche d'hydrogène », en quelques secondes et chaque recharge donne 3 à 5 fois plus d'autonomie qu'une batterie actuelle, pour le même encombrement. On espère gagner en temps d'autonomie et pouvoir recharger plus vite possible des réserves d'énergie épuisées. En effet, on peut miniaturiser des PAC et obtenir des puissances variant de 0.1 à 40 W, ce qui permet de les utiliser dans les téléphones, les ordinateurs, ou tous autres appareils électroniques.

Les piles utilisées dans ce domaine doivent être extrêmement robustes et peu sensibles aux conditions extérieures, seulement deux types de piles sont susceptibles d'avoir des applications portables, les PEMFC et DMFC, qui sont caractérisées par leur faible température de fonctionnement variable entre 60 et 80°C, ce qui diminue les problèmes de gestion thermique et fonctionnent à température ambiante.

IX.7.b. Applications stationnaires

Les piles à combustibles peuvent également être sources d'énergie délocalisée, production de quelques kW, et ce, pour des applications domestiques ou industrielles légères et pour des applications de production collective ou de production individuelle, le rendement est variable selon la taille de l'installation. On pense par exemple à la production d'électricité dans les sites isolés. On pense par exemple à la production d'électricité dans les sites isolés. Cet exemple constitue une des rares applications économiquement viables de nos jours. Des tests sont actuellement réalisés avec plusieurs prototypes en situation réelle, des petites unités sont utilisées pour le chauffage domestique, elles fournissent également de l'eau chaude et de l'énergie électrique, c'est la cogénération (capacité de récupérer la chaleur en plus de l'électricité). L'électricité produite est autoconsommée. Le surplus est livré au réseau, sans comptage. Le rendement total est estimé à un peu plus de 80%. La majorité des applications sont basées autour de la technologie PEMFC même si d'autres technologies (MCFC, SOFC) font également l'objet de tests.

IX.7.c. Applications embarquées

Un véhicule à hydrogène est avant tout un véhicule électrique dans la majorité des cas, mais il existe d'autres systèmes de propulsion soit bicarburant soit hybride figure IX.9 suivante :

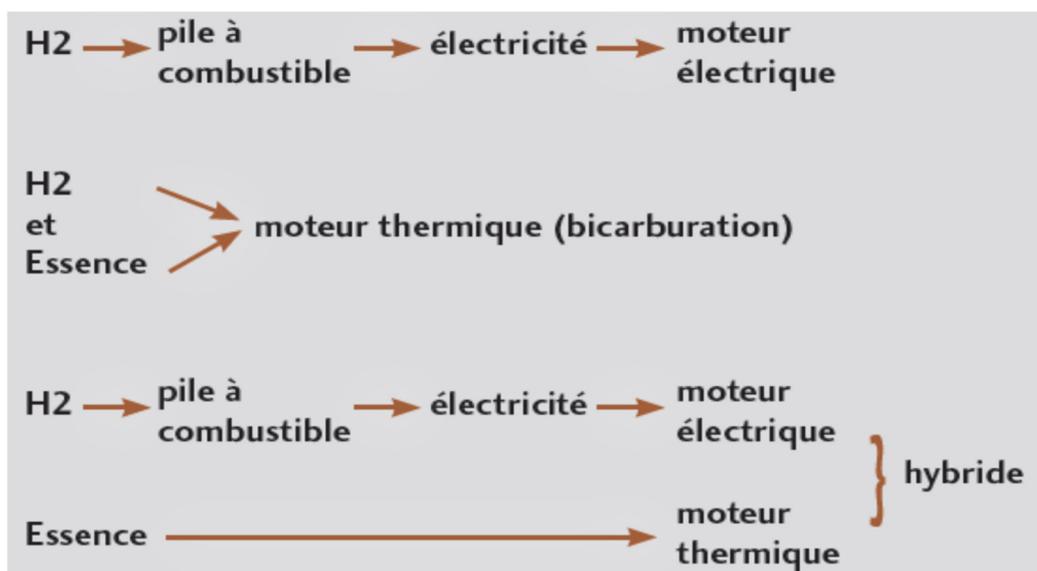


Figure IX.9 Principes des différentes applications embarquées

La motorisation électrique est assurée par une ou machines électriques et la puissance est fournie par le système pile à combustible. Comme la production d'énergie électrique est réalisée sans émissions de gaz à effet de serre, un véhicule à pile à combustible est considéré non-polluant (localement). Le système PAC ayant un rendement élevé (jusqu'à 50 %), son utilisation dans un groupe motopropulseur apparaît donc comme une solution intéressante de mobilité durable. L'automobile et le transport en commun constituent des marchés ouverts aux piles à combustible. À cause du temps de mise en marche qui doit être court et des températures faibles possibles au démarrage, les PEMFC sont préférées pour ces domaines. Des voitures existent ainsi déjà sur le marché qui sont équipées d'une pile à combustible alimentée par de l'hydrogène et d'un moteur électrique (Mercedes Benz B – Class F.Cell), d'un moteur thermique alimenté au choix directement soit par de l'essence ou de l'hydrogène (bicarburant) ou un véhicule hybride disposant à la fois d'un moteur thermique et d'un moteur électrique alimenté par une pile à hydrogène (Honda FCX Clarity, Chevrolet Equinox).

IX.7.d. Applications aéronautiques et spatiales

Le domaine du spatial, avec son caractère expérimental, a été le premier à utiliser la technologie des PAC à bord d'engins volant, la NASA a utilisé des piles à combustible de type AFC pour alimenter en électricité les circuits de navettes spatiales notamment au cours du programme GEMINI et des missions APOLLO. Depuis quelques années, les PAC font leur entrée aussi dans le domaine aéronautique. D'abord à l'état de projets et d'études de faisabilité (il y a une vingtaine d'années), et plus récemment à l'état de démonstrations scientifiques, lors desquelles des prototypes utilisant la technologie PAC sont conçus, réalisés et utilisés dans des expérimentations. Les PEMFC peuvent être utilisées pour produire l'énergie nécessaire à la propulsion d'avions légers ou bien pour produire l'électricité nécessaire aux systèmes de bord d'avions de ligne ou de jets privés.

IX.8. Avantages des piles à combustible

Les piles à combustible présentent divers avantages par rapport aux sources d'énergie classiques, telles que les moteurs à combustion interne ou les batteries. Bien que certaines caractéristiques des piles à combustible ne soient valables que pour certaines applications, la plupart des avantages présentés ci-dessous sont plus généraux.

- Très bon rendement énergétique (supérieur à 50 %) : en comparaison avec moteurs à combustion interne (25-30%). L'énergie non convertie en énergie électrique est émise sous forme de chaleur et est évacuée sous forme d'eau chaude ou de vapeur. Ceci est un point fort dans le cas des applications domestiques, car la pile à combustible est capable de fournir de l'électricité et également de l'eau chaude qui pourra être utilisée pour le chauffage domestique ce qui va augmenter le rendement de la pile à combustible jusqu'à 80-90% ;
- Les piles à combustible peuvent réduire considérablement les émissions de gaz à effet de serre causées par la combustion des combustibles fossiles ;
- Si l'hydrogène est obtenu par l'électrolyse ou par la valorisation des résidus, il entraîne une réduction de 100% des émissions de gaz à effet de serre du puits à la roue par rapport au moteur à essence à combustion interne.
- Modulabilité : Les piles à combustible ont la caractéristique importante d'être très modulables dans le sens où elles peuvent être facilement de tailles différentes. La taille d'une pile à combustible peut facilement être augmentée ou réduite et le rendement électrique est relativement indépendant de la taille de la pile ;
- La maintenance des piles à combustible est simple, car il y a peu de pièces mobiles dans le système ;
- La plupart des piles à combustible fonctionnent silencieusement par rapport aux moteurs à combustion interne. Elles sont donc bien adaptées à une utilisation dans des bâtiments tels que les hôpitaux ;
- Les piles à combustible à basse température (PEMFC, DMFC) ont une faible transmission de chaleur ce qui les rend idéales pour les applications militaires.

IX.9. Inconvénients des piles à combustibles

Parmi les inconvénients associés aux piles à combustible en pouvant citer les suivants :

- Tout d'abord, le prix élevé est dû au catalyseur utilisé. En effet, le platine utilisé dans la plupart des PAC actuelle est un métal très coûteux. Malheureusement, aucune alternative assez satisfaisante n'a encore été trouvée. Malgré tout, des recherches préconisent l'utilisation du palladium ;
- Les piles à combustible ne sont pas une source électrique idéale. En effet, elles ont un temps de réponse lent (la dynamique lente des auxiliaires) et ne sont pas réversibles en puissance. Ces deux caractéristiques ne leurs permettent pas de répondre directement aux exigences des dynamiques pour certaines application à l'image des véhicules. Donc, elles sont souvent hybridées avec un système de stockage d'énergie (SSE) ;
- La durée de vie : La plupart des piles sont encore des prototypes, on a donc peu de renseignements sur la durée de vie des piles. Les contraintes diffèrent selon l'application :
 - Automobile : quelques milliers d'heures ;
 - Stationnaire : au moins 40 000 heures.
- Enfin, les réseaux d'approvisionnement et de distribution des combustibles demeurent peu nombreux. Il faudrait améliorer le réseau d'approvisionnement collectif en dihydrogène mais ce serait encore très coûteux.

Annexe G

G-1 Exercice d'application

Problème :

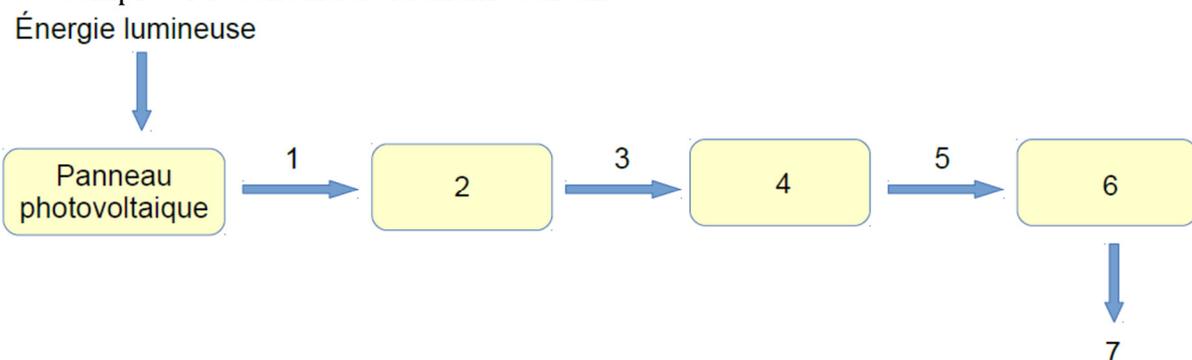
Monsieur Greenroad, dirigeant d'une société de taxis, est soucieux de l'environnement. Afin de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et ainsi améliorer le bilan carbone de son entreprise, il envisage d'installer une installation de panneaux photovoltaïques sur le toit de ses bâtiments et de remplacer ces taxis à moteur à explosion par des véhicules électriques fonctionnant avec un moteur électrique alimenté par une pile à combustible.

Une voiture à hydrogène dispose d'un moteur électrique alimenté par une pile à combustible. Le dihydrogène contenu dans le réservoir de la voiture réagit avec le dioxygène de l'air qui est insufflé par un compresseur placé dans le compartiment moteur. L'énergie électrique est produite par une pile à combustible, et l'eau générée par la transformation est expulsée via le tuyau "d'échappement". Le dihydrogène nécessaire au fonctionnement de la pile est stocké à l'état gazeux sous une pression de 350 bars dans un réservoir de 110 litres placé à l'arrière. Cette capacité de stockage confère au véhicule une autonomie de 200 km. À l'intérieur du réservoir, le volume occupé par une mole de dihydrogène gazeux, appelé volume molaire (V_m), est égal à $0,070 \text{ litre.mol}^{-1}$ lorsque le réservoir est plein.

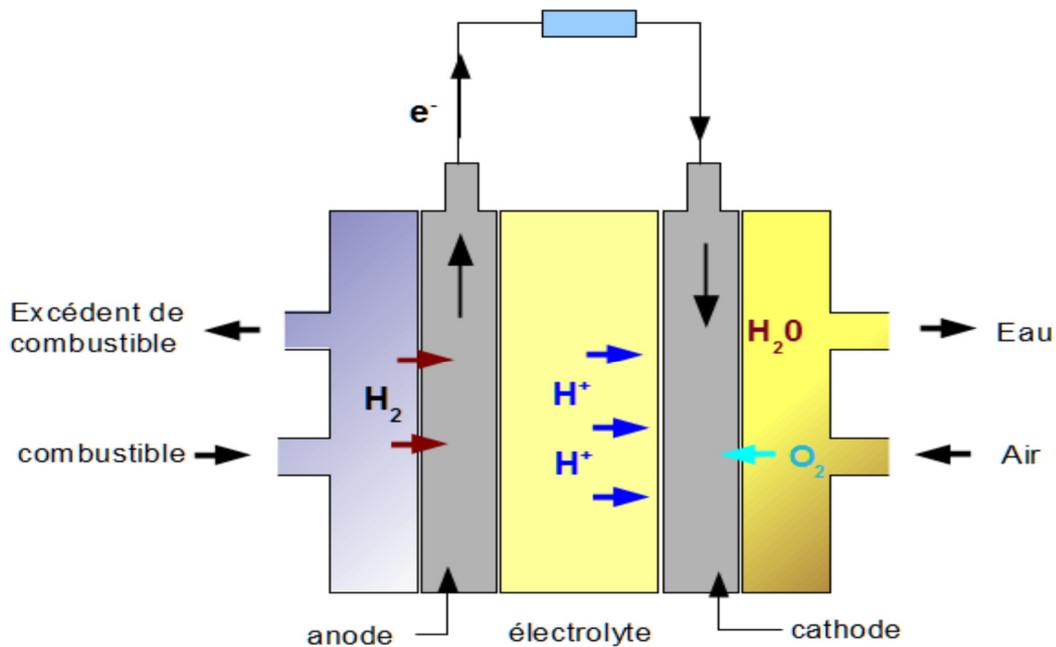
- Le rendement de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique des cellules photovoltaïques est de l'ordre de 20 %. La puissance solaire moyenne reçue par unité de surface de panneau est 200 W.m^{-2} , la durée moyenne d'ensoleillement des capteurs est estimée par 10 heures /jours ;
- Pour produire du dihydrogène, il existe plusieurs méthodes. Une des plus anciennes est l'électrolyse de l'eau. L'énergie chimique à fournir pour former une mole de dihydrogène est $E_{ch} = 286 \times 10^3 \text{ J.mol}^{-1}$. Seuls 60 % de l'énergie électrique nécessaire à cette électrolyse sont transformés en énergie chimique utilisable pour la réaction chimique. Chaque électron transporte une charge élémentaire : $-e = -1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$.
Constante d'Avogadro : $N_A = 6,0 \cdot 10^{23} \text{ mol}^{-1}$;
- M. Greenroad possède une flotte de 10 taxis. Chaque véhicule parcourt environ 300 km par jour.

Questions

- 1- L'ensemble de la chaîne (du panneau photovoltaïque au moteur électrique) est une succession de transformations énergétiques réalisées par des transducteurs. Compléter le schéma de la chaîne suivant :



- 2- La pile PEMFC utilise l'air comme oxydant. Les deux électrodes sont séparées par une résine échangeuse d'ions. Écrire les équations aux électrodes. En déduire l'équation globale de la réaction.



PAC de type PEMFC

- 3- Calculer la quantité de dihydrogène nécessaire pour alimenter un véhicule par jour. Déduire l'énergie chimique puis électrique nécessaire. Trouver la surface de capteurs nécessaire.
- 4- Électrolyseur :
 - Écrire la demi-équation qui se produit à la cathode (production du dihydrogène) ;
 - Quelle est la quantité d'électricité nécessaire pour obtenir une mole de dihydrogène ?
 - En déduire sous quelle tension se produit l'électrolyse.
- 5- Est-ce que ce projet est praticable ?

Solution :

- 1- **La chaîne énergétique :** 1 : énergie électrique, 2 : électrolyseur, 3 : énergie chimique 4 : pile à combustible, 5 : énergie électrique, 6 : moteur et 7 : énergie mécanique.
- 2- **Pile à combustible :**
 - Les couples en jeu sont : H^+ / H_2 et O_2 / H_2O , H_2 étant un réducteur il va être oxydé et O_2 sera réduit ;
 - Équation à l'anode (oxydation) : $H_2 = 2H^+ + 2e^-$;
 - Équation à la cathode (réduction): $O_2 + 4H^+ + 4e^- = 2H_2O$;
 - L'équation globale : $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$.
- 3- **Energies**
 - Chaque taxi parcourt 300 km par jour. un réservoir permet de parcourir 200 km, il faut donc 1,5 réservoir par jour. Un réservoir a un volume (V) de 110 litres, ce qui nous fournit une quantité de matière en H_2 de :

$$n = \frac{V}{V_m} = \frac{100}{0,07} = 1,6 \cdot 10^3 \text{ mol}$$
 - Energie électrique E_{el} nécessaire pour produire une mole d'hydrogéné est :

$$E_{el} = \frac{100 \times E_{ch}}{60} = 477 \cdot 10^3 \text{ J}$$
 - L'énergie électrique nécessaire pour produire la quantité de dihydrogène pour un véhicule est donc :

$$E = n \cdot E_{el} = 7,5 \cdot 10^8 \text{ J}$$

- En prenant une base de 10 h d'ensoleillement, un mètre carré de capteur reçoit :

$$E_s = P \cdot t = 200 \cdot 10 \cdot 3600 = 7,2 \cdot 10^6 \text{ J}$$

- Le rendement n'étant que de 20 %, on peut espérer obtenir :

$$E_{se} = 0,20 E_s = 1,4 \cdot 10^6 \text{ J}$$

- Ainsi, il faudra :

$$N_1 = \frac{E}{E_{se}} = 536 \text{ m}^2$$

Il faudra donc environ 5360 m² de capteurs pour l'ensemble de la flotte. Cette surface représente le toit d'un hangar de 54 x 100 m. Ce qui est réaliste. Toutefois, il faut tenir compte de la variabilité de l'ensoleillement. Les jours où la production électrique est insuffisante, il faudra prévoir un système de stockage de l'électricité dans des batteries, ce qui va augmenter très sensiblement le coût de l'installation.

4- Electrolyse

- Demi-équation à la cathode : $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{H}_2$
- Quantité d'électricité : On a déjà calculé à la question précédente l'énergie électrique nécessaire pour produire une mole de dihydrogène ($E = 7,5 \cdot 10^8 \text{ J}$)
- Pour produire une mole de dihydrogène, il faut 2 moles d'électrons, ce qui correspond à une quantité d'électricité $Q = 2 \cdot N_A \cdot e = 2 \times 6,0 \cdot 10^{23} \times 1,6 \cdot 10^{-19} = 1,9 \cdot 10^5 \text{ C}$

$$Q = 2 \cdot N_A \cdot e = 2 \times 6,0 \cdot 10^{23} \times 1,6 \cdot 10^{-19} = 1,9 \cdot 10^5 \text{ C}$$

- Tension

$$E = P \cdot t \quad P = U \cdot I \quad \text{et} \quad Q = I \cdot t \quad \text{on obtient} \quad E = U \cdot I \cdot t = U \cdot Q$$

- Donc la tension peut se calculer par la relation :

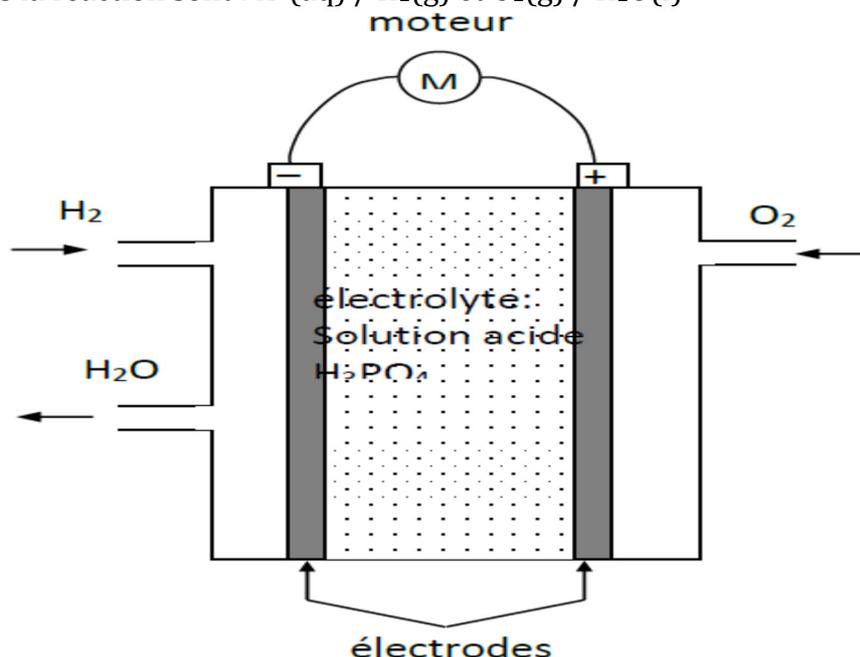
$$U = \frac{E}{Q} = \frac{7,5 \times 10^8}{1,9 \times 10^5} = 3,9 \cdot 10^3 \text{ Volts}$$

G-2 Exercices supplémentaires

Exercice 1 :

1- Principe de fonctionnement de la pile :

Le principe de fonctionnement est simple : la cellule de réaction est composée de deux électrodes séparées par un électrolyte (exemple : l'acide phosphorique H_3PO_4). Elle est alimentée en dihydrogène et en dioxygène en continu. Le fonctionnement de la pile repose sur une réaction d'oxydoréduction au niveau des électrodes. Les couples d'oxydoréduction mis en jeu dans la réaction sont : $\text{H}^+(\text{aq}) / \text{H}_2(\text{g})$ et $\text{O}_2(\text{g}) / \text{H}_2\text{O}(\text{l})$



- a. Légender le schéma de la pile en indiquant le sens conventionnel de circulation du courant électrique I et le sens de circulation des porteurs de charges, à l'extérieur de la pile (en ajoutant des flèches bien orientées) ;
 - b. Écrire les demi-équations électroniques pour chaque couple mis en jeu, quand la pile débite. En déduire l'équation de la réaction modélisant la transformation ayant lieu dans la cellule de réaction ;
 - c. Parmi les espèces chimiques présentes dans les couples, laquelle constitue le combustible ?
- 2- L'énergie libérée par la combustion de 9 litres d'essence permet de parcourir environ 100 km avec une voiture à moteur à essence à explosion. En utilisant les informations du document d'introduction, déterminer la masse de dihydrogène nécessaire pour fournir la même énergie avec une voiture à moteur à pile à combustible à hydrogène.
 - 3- Les voitures utilisant les piles à combustible sont considérées comme des véhicules hybrides. Elles utilisent en effet le dihydrogène de leur pile à combustible comme source d'énergie chimique pour alimenter une batterie et un moteur électrique. Peut-on pour autant les classer dans la catégorie « des véhicules propres » ? Pour cela, avancer deux arguments en leur faveur et un autre en leur défaveur.

Donnée : Masse volumique de l'essence : $0,7 \text{ kg.L}^{-1}$.

Exercice 2 :

Une pile à combustible à oxyde solide (SOFC) de 200 cellules opère à méthane/air et fournit un pouvoir électrique de 140 V. Méthane et air sont passés vers la pile à $600 \text{ }^\circ\text{C}$. Le flux du méthane est 1 mol/s , et 95% du méthane réagit. Le méthane résiduel est oxydé par air en excès dans une chambre à combustion. Les produits s'échappent de la chambre de combustion à $900 \text{ }^\circ\text{C}$.

- a. Déterminer le voltage par cellule
- b. Calculer le pouvoir électrique total de la pile
- c. Calculer le flux de l'air
- d. Calculer l'efficacité de l'oxygène

Les enthalpies des réactifs, gaz porteurs et produits sont données dans la table ci-dessous.

| Species | H_i ($600 \text{ }^\circ\text{C}$) | H_i ($900 \text{ }^\circ\text{C}$) |
|----------------------|---|---|
| CH_4 | 29,582 | 51,678 |
| CO_2 | 26,609 | 42,964 |
| H_2O | 20,867 | 33,341 |
| O_2 | 18,318 | 28,803 |
| N_2 | 17,360 | 27,205 |

Conclusion

Conclusion

Ce support de cours est destiné à être utilisé comme un manuel par les étudiants en deuxième année Electrotechnique et Electromécanique - Sciences et Technologie du département Génie Electrique (Faculté de Technologie)- dans le domaine de la production de l'énergie électrique en général. Il a été rédigé dans le but d'ouvrir aux étudiants une fenêtre sur les centrales de production d'énergie électrique et de leur permettre aussi d'avoir un outil de travail et de référence recouvrant les connaissances qui leur sont demandés. Le manuscrit est constitué de cours et de quelques applications sous forme d'exercices et de problèmes avec solution détaillée et sans solution pour pousser les étudiants à faire des efforts individuels, il est conforme aux programmes agréés par le ministère. Sa présentation didactique est le fruit de quelques années d'expérience pédagogique par l'auteur. Son contenu résulte de la lecture de nombreux ouvrages et documents dont les plus importants sont cités dans les références bibliographiques, Ce travail a été effectué à base de la collecte de données précises et ciblées afin de faciliter la compréhension aux étudiants.

La production de l'énergie et en particulier l'énergie électrique est parmi les plus grands challenges qui menacent la vie future de l'humanité, comme elle est considérée comme l'élément porteur de toute civilisation, sa production consiste en différentes chaînes énergétiques qui s'effectuent dans des sites industriels appelés centrales électriques, à cet effet, nous avons jugé utile d'ajouter au programme officiel quelques notions introductives dans lesquelles sont expliquées les sources, les formes ainsi que toutes les transformations d'énergie possibles.

Bien que l'élaboration de ce manuscrit ait été faite avec le plus grand soin, le contrôle que nous avons pu faire de notre travail n'est pas absolu, et il serait étonnant qu'il ne subsiste pas d'erreurs.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [01] R. Colin, Histoire mondiale des sciences, Edition du Seuil, Coll. Points, série sciences, 1988.
- [02] A. Beltran, La fée Electricité, Edition Gallimard, Collection Découvertes, série Sciences et Techniques, 1991.
- [03] N.Hadjsaïd, J. Sabonnadiere, Histoire de l'électricité : de Thales à la consommation du 21^e siècle, 2015.
- [04] Rapport d'activité et comptes sociaux consolidés, groupe Sonelgaz, 2016.
- [05] Rapport d'activités et comptes de gestion consolidés, groupe Sonelgaz, 2009
- [06] O. Cleynen, Cycles moteurs à vapeur, modifié le 8 avril 2015, <http://thermodynamique.ninja/>
- [07] A. Lallemand, Production d'énergie électrique par centrales thermiques, Ingénieur, docteur-ès-sciences Professeur des universités à l'Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2008
- [08] M. Abbott, H. C .Van Ness, S. Schaum, Théorie et Application de la Thermodynamique, Imprimerie Louis -Jean 1979
- [09] J.P. Perez, P. Laffont, Travaux Dirigés de Thermodynamique (Résumés de Cours et exercices corrigés, Deug Sciences, Masson Editeur 1997
- [10] P. Ferrand, Thermodynamique, Université Paul Cézanne Aix-Marseille III Faculté des Sciences et Techniques, Licence Math Info ,7 Septembre 2006, Thermo 1 -Base et Ecoulements.
- [11] A. Béribéche, Calcul optimal des soutirages dans une turbine à vapeur d'un cycle hybride (Hassi R'emel), Mémoire de Fin d'Etudes Master, Université Mohamed Khider Biskra, 2013.
- [12] La cogénération, Ingénieurs et scientifiques de Frances, 2021.
- [13] Comment ça marche production d'électricité, Ontario Power Génération Inc., 2010.
- [14] H. Choudens, Le risque nucléaire, Henri de Choudens Institut des Risques Majeurs, France, 2013.
- [15] Principes et physique des réacteurs nucléaires Enseignants BTS Environnement Nucléaire eric.royer@cea.fr Module 1, 09-12 juillet 2012.
- [16] Les réacteurs nucléaires, www.aveva.com.
- [17] United Nations, Sources and Effects of Ionizing Radiation (Report to the General Assembly), Scientific Committee on the effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), UN, New York (1993).
- [18] International Atomic Energy Agency, Management of Waste Containing Tritium and carbon-14, Technical Reports Series n°421, IAEA, Vienna (2004).
- [19] International Atomic Energy Agency, Handling of Tritium-Bearing Wastes, Technical Reports Series n°203, IAEA, Vienna (1981).
- [20] McKAY, H.A.C., "Background considerations in the immobilization of volatile radionucléides", Management of Gaseous Wastes from Nuclear Facilities (Proc. Int. Symp. Vienna 1980), IAEA, Vienna (1980) 59-78.
- [21] B. Le Guen, Impact du tritium autour des centrales nucléaires EDF, Radioprotection 2008, Vol. 43, n°2, pages 177 à 191, EDP Sciences.
- [22] B. Le Guen, V. Chrétien, « Rejets de tritium et impact autour des CNPE d'EDF », Journées tritium des 23 et 24 septembre 2009, Société Française de radioprotection (SFRP), UIC, Paris.

- [23] United Nations, Sources and Effects of Ionizing Radiation (Report to the General Assembly), Scientific Committee on the effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), UN, New York (1988).
- [24] United Nations, Sources and Effects of Ionizing Radiation (Report to the General Assembly), Scientific Committee on the effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), UN, New York (1982).
- [25] W. Kunz, H. Munzel and U. Helfrich. J. Nucl. Mater. 105 (1982), p. 178
- [26] B. Bertrand, Les réacteurs nucléaires, Energie nucléaire, 2015
- [27] Fogelman & Régis Montloin, Installations Photovoltaïques dans l'habitat isolé, livre édité par : EDISUD, 1983.
- [28] Emmanuel Riolet, L'énergie solaire et Photovoltaïque pour le particulier, livre édité par : EYROLLES, 2009.
- [29] Adrien Lomonaco, Stockage d'énergie thermique par matériaux à changements de phase adapté aux centrales solaires thermodynamiques, Thèse de Doctorat, Université de PAU et des pays de l'Adour, 2015
- [30] K. Djermouni, Application des techniques d'intelligence artificielle pour la gestion optimale de l'énergie des sources photovoltaïques, Thèse de doctorat, Université de Bejaia, 2015.
- [31] N. Oleksiy, Simulation, Fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière inter-digités. Thèse de Doctorat, Institut national des sciences appliquées de Lyon, France, 2005.
- [32] P. Pardo, Développement d'un procédé de stockage d'énergie thermique haute température par voie thermochimique, Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2013
- [33] Les tours solaires Deux approches pour utiliser l'énergie du soleil Énergies renouvelables, ENSTA ParisTech 05.01.2011
- [34] Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas, RETScreen centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International, Canada, 2004
- [35] Notice technique et d'installation, Système Leblanc Solaire, www.Elmleblan.fr.
- [36] S. Daro, S. Nanson, C. Villeval, Brochure réalisée par l'ASBL hypothèse avec le soutien de la DGO4 - SPW, Maison liégeoise de l'Environnement, 2012.
- [37] Etat des lieux de la filière des Energies Marines Renouvelables en Nord-Pas de Calais, Etude traite du potentiel de développement des Energies Marines Renouvelables en Nord-Pas de Calais, Etude réalisé par énergie 2020 avec le soutien de ADEME, Campus de la mer, Ifremer et Nord-Pas de Calais, France, 2014.
- [38] H.C. Soerensen, E.F. Madsen, L. Christensen, J.P. Kofoed, P. Frigaard, W. Knapp, "The results of two years testing in real sea of Wave Dragon", proc. of 6th European Wave and Tidal Energy Conference, Glasgow, aug. sept. 2005.
- [39] BTS Travaux publics 2007. Mécanique des fluides: étude d'un barrage poids. <http://www.chimix.com/an7/bts/tp71.htm>
- [40] L'ÉNERGIE OSMOTIQUE, Institut de recherche d'Hydro-Québec, 2014 Dépôt légal - 4^e trimestre 2014 Bibliothèque et Archives nationales du Québec.
- [41] A. Lydie and all, Energie holmotique, Projet mécanique des fluides, Université Paul Sabatier, Toulouse III, France, 2009.
- [42] Annuaire de la filière française des énergies marines renouvelables, GICAN, 2013

- [43] Energies renouvelables, Rapport de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), 2010.
- [45] S. Quoilin, Les Centrales Solaires à Concentration, Université de Liège Faculté des sciences appliquées :
http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_tour_effet_cheminee.
- [46] OECD/IEA, technology roadmap, concentrating solar power, 2010:
http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Swac_boucle_fermee.jpg
- [47] Energies marines Article du 26 août 2013 - Site internet de Connaissances des Energies :
<http://www.connaissancesdesenergies.org/fiche-pedagogique/energies-marines>
- [48] H. Christopher, H. Armstead, La Géothermie, Exploration - Forage Exploitation, Livre édité par édition du Moniteur - Paris, 1978.
- [49] M. Hessenauer, F. Flury: Prospection d'eau souterraine par forage profond incliné à Miécourt (Canton du Jura, Suisse). Swiss Bulletin de Géol. appl., Vol 15/1 2010.
- [50] Chapitre 7 du tome 1 de l'ouvrage, Les Nouvelles Technologies de l'Energie, Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006.
- [51] www.explorateurs-energie.com
- [52] Produire de l'électricité avec le vent, Etude de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie ADEME, France, novembre 2015
- [53] T. GHENNAM, Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation, Thèse de Doctorat, Ecole Militaire Polytechnique d'Alger et Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [54] H. Saidi, Polycopié de cours, Energies renouvelables. 1^{ère} année master électrotechnique, 2017.
- [55] V. Team geo, E. De Boever, D. Lagrou, B. Laenen, Guide de la Géothermie en Belgique, décembre 2012
- [56] Les techniques de production de l'hydrogène et les risques associés, Rapport d'étude, Institut National de l'Environnement Industrie et des Risques, France, 2008.
- [57] La géothermie Quelles technologies pour quels usages ? 2^e édition Collection, Les enjeux des Géosciences, L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), France. www.ademe.fr
- [58] M. Philippe, M. Bernier, D. Marchio: Sizing Calculation Spreadsheet - Vertical Geothermal Borefields. ASHRAE Journal 52(7): 20-28, 2010.
- [59] M. Gehringer et V. Loksha, Guide géothermique : planification et financement de la production d'énergie, Programme d'Assistance à la Gestion du Secteur Energétique (ESMAP), Banque mondiale, 2012.
- [60] La biomasse et la bioénergie, Institut Bruxellois pour la Gestion de l'environnement (IBGE).
- [61] A. Missaoui, Étude de la conversion de la biomasse en énergie par un procédé hydrothermal de carbonisation Caractérisation des produits issus des grignons d'olive , Thèse de doctorat, Université d'Orléans, France, 2018.
- [62] K. Moussi Comment transforme-t-on la biomasse en énergie ? Attachée de Recherche Division Bioénergie et Environnement - CDER, 2014.
- [63] Díaz, C.J.G., Understanding biomass pyrolysis kinetics: Improved modelling based on comprehensive thermokinetic analysis, These de Doctorat, 2006.

- [64] P. Mckendry, Energy production from biomass (part 1): overview of biomass. Bioresour. Technol. 83, 37-46, (2002).
- [65] Observ'ER, Cirad, Pyrolyse et gazéification de la biomasse pour la production de l'électricité (Angers: ADEME), 2001.
- [66] P. McKendry, Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. Bioresour. Technol. 83, 47-54, 2002.
- [67] Les moyens de production d'énergie électriques et thermiques :
www.plan-eco-energie-bretagne.fr
- [68] W. VIELSTICH, A. LAMM, H. GASTEIGER, Handbook of Fuel Cells Fundamentals Technology and Applications , Volume 4 part 2, Ch55. pp: 748-756. Willey 2003. ISBN: 0-471-49926-9.
- [69] S. R. Ovshinsky, S. Venkatesan, D. A. Corrigan, The Ovonic® Regenerative Fuel Cell, A Fundamentally New Approach. Hydrogen and Fuel Cells 2004 Conference and Trade Show Toronto, Canada, September 2004.
- [70] R. Samer, Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques, Thèse de doctorat, l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2008.
- [71] I. Sadli, Modélisation par impédance d'une pile à combustible PEM pour utilisation en électronique de puissance, Thèse de doctorat, l'Institut National Polytechnique de Lorraine, 2006.
- [72] Les cahiers des carburants et motorisations alternatifs :
<http://www.ddrhonealpesraee.org/carburants-alternatifs/>