



Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

Technologies, impacts et
perspectives de développement

ELLA BREGAZZI

Janvier 2020

Production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables : technologies, impacts et perspectives de développement

Ella Bregazzi

Janvier 2020

Ce document a été écrit dans le cadre du cursus d'ingénieur de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, dans le département de Génie Physique au cours de l'année universitaire 2019-2020.

Tout droit de reproduction, d'adaptation et de traduction intégrale ou partielle réservé pour tout pays.

Remerciements

J'aimerais tout d'abord remercier Julian Carrey et Sébastien Lachaize de m'avoir donné l'opportunité de réaliser cette étude. Merci pour vos pistes de réflexion, merci pour vos retours et conseils, pour votre disponibilité et votre engagement dans les relectures de mes travaux. Merci pour votre confiance depuis le début du projet.

Merci à l'INSA de Toulouse de m'avoir accordé du temps pour étudier ce sujet qui me passionne tant. Depuis le début de mes études je souhaite m'investir dans la transition énergétique et cet écrit m'a permis d'avoir une vision plus claire du défi qui nous attend, des solutions possibles et du rôle d'un ingénieur dans cette transition.

J'aimerais remercier ma famille et mes proches pour les nombreux échanges et débats autour de la transition énergétique et écologique qui sont venus enrichir cet écrit. Claire, Léa, Marion, Paul B, Félix, Théo, merci pour votre soutien moral, intellectuel et émotionnel.

Et pour finir, un grand merci à Paul pour ses nombreuses relectures et corrections et tellement plus encore.

Table des matières

Remerciements	ii
Résumé	vi
0.1 Biomasse	vi
0.2 Énergie éolienne	viii
0.3 Énergie hydraulique	ix
0.4 Énergie géothermique	xi
0.5 Énergies marines	xii
0.6 Énergie solaire	xiii
Introduction	1
1 Biomasse	5
1.1 Qu'est ce que la biomasse ?	5
1.2 Production d'électricité à partir de biomasse	6
1.2.1 Combustion directe	6
1.2.2 Digestion anaérobie	6
1.3 Approvisionnement en biomasse et utilisation des sols	9
1.3.1 Valorisation des déchets	9
1.3.2 Utilisation des ressources forestières	9
1.3.3 Cultures énergétiques	10
1.4 Coûts de l'électricité issue de la biomasse	10
1.5 Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie	11
1.6 Contraintes au développement	11
1.6.1 "Bioénergie VS. Nourriture"	11
1.6.2 "Not in my back yard!"	11
1.7 Perspectives de développement et innovations actuelles	12
1.7.1 Utilisation des terres marginales	12
1.7.2 Centrales à biomasse avec capture de carbone	12
2 Énergie éolienne	14
2.1 Éoliennes de haute puissance	14
2.1.1 Fonctionnement et caractéristiques d'une éolienne de haute puissance	14
2.1.2 Éoliennes terrestres	17
2.1.3 Éoliennes maritimes	19
2.1.4 Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie des éoliennes haute puissance	21
2.1.5 Limites et freins au développement de l'énergie éolienne	22
2.2 Le petit éolien	24
2.3 Récolte du vent à petite échelle : technologies en développement	25
2.3.1 Pelouse de nanogénérateurs	25
2.3.2 Générateurs diélectriques élastomères	26

2.4	Perspectives d'avenir pour l'utilisation de l'énergie du vent	26
3	Énergie hydraulique	27
3.1	Les différentes centrales hydroélectriques	28
3.1.1	Au fil de l'eau	28
3.1.2	Centrale avec retenue d'eau	29
3.1.3	Turbine hydrolienne	31
3.1.4	Transfert d'énergie par pompage	32
3.2	Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux	33
3.2.1	Émissions de gaz à effet de serre	33
3.2.2	Utilisation du sol	33
3.2.3	Impacts sur la biodiversité et le territoire	33
3.2.4	Les impacts sociaux et sanitaires des centrales hydroélectriques	34
3.3	Coût de l'hydroélectricité	35
3.3.1	Investissement	35
3.3.2	Coût de l'électricité hydraulique	35
3.4	Perspectives d'innovation et de développement	35
3.4.1	Rénovation des centrales existantes	36
3.4.2	Domaines d'innovation technologique	36
3.4.3	Impact du changement climatique sur la production d'hydroélectricité	36
3.4.4	Un appui pour l'essor des autres énergies renouvelables	36
4	Énergie géothermique	38
4.1	Production d'électricité dans les centrales géothermiques	40
4.1.1	Cycle à vaporisation directe	41
4.1.2	Cycle à fluide binaire (cycle de Rankine - ORC)	41
4.2	Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux	41
4.2.1	Émissions de gaz à effet de serre et retour énergétique	42
4.2.2	Impacts environnementaux	43
4.3	Coûts	43
4.4	Limites et contraintes au développement de la production électrique géothermique	44
4.4.1	Limites géographiques et limites des ressources	44
4.4.2	Risques économiques	44
4.5	Innovation technologique actuelle : géothermie haute température par stimulation (EGS)	44
4.6	Utilisation directe de la chaleur géothermale	46
4.6.1	Réseau de chaleur urbain	47
4.6.2	Chauffage de logements individuels	47
4.7	Perspectives d'avenir pour l'utilisation de la géothermie	48
5	Énergies marines	49
5.1	Exploitation des différentes formes d'énergie marines	49
5.1.1	Énergie houlomotrice	49
5.1.2	Bouées en surface	52
5.1.3	Énergie marémotrice	57
5.1.4	Énergie hydrolienne	58
5.1.5	Énergie thermique	59
5.1.6	Énergie osmotique	60
5.2	Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux	63
5.2.1	Émissions de gaz à effet de serre	63
5.2.2	Impacts environnementaux	63
5.3	Contraintes au développement	64

5.3.1	Coût	64
5.3.2	Difficultés techniques en milieu marin	64
5.3.3	Contraintes géographiques	64
5.3.4	Partage des zones côtières	64
5.4	Perspectives de développement	65
6	Énergie solaire	66
6.1	Électricité photovoltaïque	66
6.1.1	Principe physique d'une cellule photovoltaïque à jonction PN	66
6.1.2	Différentes cellules photovoltaïques	67
6.1.3	Installations photovoltaïques	71
6.1.4	Coût de l'électricité photovoltaïque	71
6.1.5	Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux des installations photovoltaïques	72
6.1.6	Perspectives d'avenir et innovations actuelles	75
6.2	Centrales solaires thermodynamiques	80
6.2.1	Différentes centrales solaires thermodynamiques	80
6.2.2	Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux des centrales solaires thermodynamiques	83
6.2.3	Coûts de l'électricité solaire thermodynamique	84
6.2.4	Contraintes au développement des centrales solaires thermodynamiques	84
6.2.5	Potentiel de stockage des centrales thermodynamiques solaires [125]	84
6.2.6	Perspectives d'avenir des centrales thermodynamiques solaires	85
6.3	Problème de l'intermittence de l'énergie solaire et solutions de stockage	85
6.4	Autres utilisations de l'énergie solaire	87
7	Énergie "bas-carbone" non renouvelable : l'énergie nucléaire	89
	Conclusion	92
	Glossaire	100
	Glossaire	103
	Bibliographie	115

Résumé

Introduction

La réalité du réchauffement climatique, les causes et les risques qui y sont liés font aujourd'hui consensus parmi les scientifiques et la majorité de la population. Chaque année, les températures moyennes recensées sont systématiquement au dessus des normales de saison et entraînent des catastrophes naturelles de plus en plus violentes, des sécheresses de plus en plus longues et des inondations plus fréquentes. Ces phénomènes impactent la biodiversité et présentent une réelle menace pour la sécurité alimentaire, l'accès à l'eau et l'habitabilité de notre planète.

L'augmentation de la température terrestre est liée principalement à l'augmentation de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Le principal gaz à effet de serre est le dioxyde de carbone (CO_2), mais d'autres gaz comme le méthane (CH_4) et les gaz industriels participent à au réchauffement de notre planète également. L'activité humaine est responsable de l'augmentation de la concentration de ces gaz dans l'atmosphère. Le CO_2 représente 64% des émissions de gaz à effet de serre produits par les humains et la concentration actuelle de ce gaz dans l'atmosphère est 40% plus élevée qu'avant l'ère industrielle [24]. L'extraction et la combustion d'énergies fossiles liées à notre consommation énergétique, telles que le charbon, le gaz et le pétrole, sont à l'origine de la majorité de ces émissions.

En 2018, 85% de notre consommation d'énergie finale provenait de la combustion d'énergies fossiles, 4% d'énergie nucléaire et 11% de sources d'énergies renouvelables [18]. Pour réduire nos émissions et atténuer le réchauffement climatique en dessous de $1,5^\circ\text{C}$, il faudrait réduire à 35% la proportion d'énergie fossiles et augmenter à 60% la proportion d'énergies renouvelables dans notre mix énergétique [106].

Ce rapport réalise un état des lieux des différentes manières de transformer des énergies primaires renouvelables en énergie électrique. Les sources d'énergies primaires considérées sont la biomasse et les énergies éolienne, géothermique, hydraulique, marine et solaire.

0.1 Biomasse

La biomasse regroupe l'ensemble des matières organiques d'origine animale ou végétale, pouvant être utilisées comme source d'énergie. La biomasse peut être solide (bois, déchets organiques...), liquide (huiles végétales, bioalcools...) ou sous forme gazeux (biogaz). C'est la 3ème source de production d'électricité renouvelable (571 TWh en 2016) dans le monde [13]. Elle est considérée comme une énergie renouvelable lorsque l'exploitation ne dépasse pas la régénération.

La production d'électricité à partir de biomasse consiste à transformer un combustible (la biomasse) en chaleur puis d'utiliser cette chaleur pour alimenter une turbine et générer de l'électricité. Ceci peut se faire selon différentes méthodes qui diffèrent par le type de biomasse et le cycle thermodynamique utilisés pour transformer le combustible en électricité. La technique la

plus répandue est celle de la combustion directe en utilisant un système de turbine à vapeur pour générer du courant [13]. Elle était à l'origine de 65 % de l'électricité produite à partir de la biomasse en 2016 [13]. Le biogaz issu de la méthanisation de biomasse peut également être utilisé pour générer de l'électricité, en alimentant une turbine à gaz. Ce combustible était à l'origine de 15 % de l'électricité générée à partir de la biomasse en 2016 [13].

Le rendement électrique de ces techniques de production se situe entre 16 % et 36 % pour la combustion de biomasse solide et entre 26 % et 32 % pour l'utilisation de biogaz. Il faut noter que les rendements de ces systèmes peuvent atteindre 85 % si on combine la production d'électricité avec la production de chaleur pour alimenter un réseau ou un bâtiment [63]. C'est la cogénération.

Origine de la biomasse

On distingue deux types de ressources de biomasse :

- les déchets et produits dérivés.
- la production spécifique de matière organique.

Pour le premier, l'utilisation de la biomasse est liée à la gestion des déchets alors que pour le second elle entraîne le besoin de transformer des sols en cultures énergétiques.

L'utilisation des ressources forestières pour produire de l'électricité ne présente pas une solution viable. Pour produire l'ensemble de l'électricité consommée en France à partir de la combustion de bois il faudrait une superficie de forêt 4 fois supérieure à celle de la France métropolitaine. L'utilisation première du bois est le bois d'oeuvre. Les rebuts et résidus (chutes, sciures etc) peuvent être utilisés pour alimenter les centrales d'incinération de biomasse [16]. On valorise les produits dérivés au lieu de produire du bois-énergie brut.

Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie

L'utilisation de déchets agricoles comme biomasse a également un impact négatif sur la qualité des sols. Les résidus agricoles servent naturellement à maintenir la fertilité des sols et à prévenir de l'érosion. L'exploitation excessive de cette matière organique peut donc diminuer la productivité des sols [15].

Les émissions au cours de la vie d'une centrale électrique à bioénergie sont comprises entre 78 g eq CO₂/kWh et 109 g eq CO₂/kWh. La majorité des gaz à effet de serre sont émis pendant le changement d'usage des sols et peuvent être supérieures à celles du charbon si les cultures ont lieu dans des régions non adaptées ou lorsqu'elles sont mal gérées [159].

Coûts

Les coûts d'investissement des centrales varient entre \$ 4 000 /kW et \$ 7 000 /kW en fonction de la technologie utilisée.

Les coûts de production d'électricité varient en fonction des prix du combustible. Le coût global de l'électricité se situe entre \$ 0,07/kWh et \$ 0,29/kWh lorsque celle-ci est associée à la génération de chaleur [63].

Perspectives de développement

La plus grande piste d'innovation dans ce domaine sont les centrales à biomasse avec capture de carbone. Le principe est de retirer et stocker le surplus de CO₂ de l'air dans des réservoirs sous-terrains naturels. La biomasse absorbe du CO₂ pendant la culture et celui-ci n'est pas ré-émis dans l'atmosphère au moment de la combustion. Les émissions nettes de cette technologie pourraient donc être négatives. Cependant cette technique permet de capturer uniquement les

émissions de la combustion et non les émissions liées à la transformation des sols, la culture, la production d'engrais et le transport. Cette technique pourrait alors émettre davantage de CO₂ que les énergies fossiles.

Plus généralement, l'utilisation du stockage de CO₂ en sous-sol pourrait présenter une menace pour la transition énergétique. Elle encourage l'utilisation d'énergies fossiles sous prétexte de pouvoir stocker le CO₂ émis à la combustion, alors qu'à ce jour la possibilité et la sûreté du stockage ne sont pas assurées. De plus, dans le cas où le stockage du carbone serait efficient et sans danger, le déploiement des centrales à biomasse avec capture de carbone à grande échelle amplifierait les conflits d'usages des sols et augmenterait l'insécurité alimentaire [47].

0.2 Énergie éolienne

La capacité totale d'éoliennes terrestres s'élève à plus de 570 GW et elles étaient à l'origine de 3 % de la production mondiale d'électricité en 2018 [55]. Elles mesurent entre 120 m et 155 m, ont un diamètre de rotor entre 80 m et 110 m et une capacité de production comprise entre 1,8 MW et 3 MW [44]. Une éolienne de 2 MW peut subvenir aux besoins en électricité d'environ 900 foyers français, soit 2000 personnes [39].

Un vent plus fort et plus régulier aux larges des côtes font des éoliennes en mer une perspective intéressante. À puissance égale, une éolienne placée en mer peut produire deux fois plus d'électricité que si elle était placée sur terre. Les éoliennes en mer, dites *off-shore*, représentent 4 % de la capacité de production d'électricité éolien dans le monde, avec une capacité cumulative de 23 GW en 2018 [55]. Les éoliennes maritimes sont sujettes aux courants, à la houle et aux vents violents, qui peuvent être imprévisibles. Les matériaux utilisés doivent être anti-corrosifs pour assurer leur pérennité dans le temps et les propriétés mécaniques des structures sont testées dans des conditions différentes des éoliennes terrestres. Elles sont généralement plus grandes que les éoliennes terrestres (proche de 150 m de hauteur) avec des puissances nominales allant jusqu'à 8 MW.

Les fondations et raccordements des éoliennes *off-shore* présentent un défi particulier : elles sont placées en moyenne à 41 km des côtes à une profondeur moyenne de 27,5 m.

Le petit éolien regroupe toutes les technologies qui convertissent le vent en énergie mécanique puis électrique, destinés à usage domestique ou localisé. Elles peuvent être raccordées ou non au réseau de distribution. Elles ont des capacités inférieures à 36 kW et ne doivent pas balayer une surface supérieure à 200 m². Bien que ces installations individuelles aient un "impact positif en termes d'image sur l'ensemble de la filière éolienne" (ADEME, [5]), elles ne présentent qu'un faible enjeu énergétique à l'échelle nationale ou mondiale (0,24 % de la production globale d'énergie éolienne en 2011).

Intermittence du vent, difficulté majeure de l'intégration de l'énergie éolienne

L'intermittence du vent pose un réel défi pour alimenter le réseau en électricité. Les éoliennes peuvent produire de l'électricité uniquement pour des vitesses de vent comprises entre 3 m/s et 25 m/s. Ceci rend l'intégration de l'électricité éolienne à grande échelle sur le réseau complexe. Lorsqu'un parc est en période de production creuse, le manque d'énergie est compensé par une énergie non-intermittente comme le nucléaire ou les énergies fossiles. Pour lever la dépendance vis-à-vis de ces énergies pour gérer l'intermittence, il faudrait développer des moyens de stockage de l'énergie éolienne en période de pic qui puisse être injectée dans le réseau en période creuse.

Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie

Les éoliennes n'émettent pas de CO_2 à l'exploitation, mais des gaz à effet de serre sont émis sur l'ensemble du cycle de vie de la structure (extraction de matière première, fabrication, transport, assemblage, utilisation, désassemblage et gestion de fin de vie des pièces). La quantité de gaz à effet de serre émise pour 1 kWh d'électricité produite est de 12,72 g eq CO_2 pour les éoliennes terrestres et 14,75 g eq CO_2 pour les éoliennes off-shore [58]. L'énergie éolienne est une des sources d'énergie renouvelable la moins émettrice. Le retour énergétique¹ s'élève à 12 mois pour une éolienne terrestre et 14 mois pour une éolienne maritime [58]. La capacité de production surfacique des éoliennes terrestres est de l'ordre de 5 MW à 10 MW par km² [39].

90 % de la masse totale de l'éolienne est aujourd'hui recyclable. Les parties non recyclables sont les pales en fibres de verre.

De part leur taille, les éoliennes sont souvent accusées d'obstruer les paysages, d'interférer avec les ondes radars et de télécommunication et de présenter un danger pour la faune. Les oiseaux et chauve-souris sont au coeur des préoccupations des environnementalistes : ils redoutent les morts par collision avec les pales et la perturbation des trajectoires migratoires. Cependant il a été démontré que le nombre d'oiseaux tués par les pâles est minime face aux risques de collisions avec des bâtiments et autres grandes structures [75]. Le bruit d'un parc éolien à une distance de 500 m ne dépasse pas celui d'un bureau tranquille.

Coûts

Le coût d'investissement d'un parc éolien terrestre est de l'ordre de 1 600 k€/MW et le coût de production est en moyenne de 85 €/MWh. Il varie du simple au double en fonction de la durée annuelle de fonctionnement [137].

Perspectives de développement

Les pistes d'évolution pour les éoliennes haute puissance est de réaliser des structures de plus en plus hautes et avec des pales plus grandes, pour atteindre des vents plus forts et plus réguliers en hauteur. Cependant les dimensions sont limitées par les capacités de transport, de stockage et d'installation. Une éolienne maritime de 260 m de hauteur et d'une capacité de 12 MW est prévue pour 2021 au large du Royaume-Uni [51].

L'utilisation d'éoliennes off-shore est aujourd'hui sous-développée et semble très prometteuse pour augmenter la part de l'énergie éolienne dans le monde.

0.3 Énergie hydraulique

Les centrales hydroélectriques sont aujourd'hui la méthode de production électrique bas-carbone la plus mature : leur rendement est proche du maximum théorique possible et elle permet de répondre quasi totalement aux besoins en électricité de certains pays comme la Norvège [76]. Les centrales hydrauliques à travers le monde produisent 4 185 TWh d'électricité par an (2017) ce qui permet de subvenir aux dépenses en électricité d'un milliard de personnes. Cette production correspond à 16,4 % de la production mondiale d'électricité en 2017 et plus des deux tiers de la production d'électricité renouvelable. En Europe en 2017 la production annuelle était de 600 TWh, en France elle était de 53 TWh [2].

Il existe 3 types de centrales hydroélectriques actuellement installées :

1. ratio entre l'énergie cumulée utilisé pour la fabrication d'un système et l'énergie que celui-ci produit au cours d'un mois

- les centrales au fil de l'eau, qui utilisent le courant naturel de la rivière pour alimenter les turbines.
- les centrales avec une retenue d'eau, dans lesquelles l'eau est stockée dans un réservoir créé sur le cours d'eau à l'aide d'un barrage.
- les centrales à hydroliennes, qui fonctionnent comme des éoliennes aquatiques.

Impacts environnementaux, sociaux et sanitaires

Les changements du niveau d'eau, de la température de l'eau, la vitesse d'écoulement et les obstacles créés par les barrages entraînent des modifications de la biodiversité. La fluctuation du niveau d'eau provoque une érosion des bords des réservoirs et des berges des rivières. Il est nécessaire de contrôler cette érosion pour éviter les glissements de terrains et l'expansion du cours d'eau sur les milieux terrestres.

Les aménagements hydroélectriques ont également un impact social et sanitaire. Des populations sont forcées de quitter leurs habitations en bord de rivière en amont des barrages, qui sont inondées pour former le réservoir. De plus, créer des zones d'eau stagnante favorise certaines maladies liées à l'eau. Maintenir une bonne qualité de l'eau des réservoirs est difficile : les déchets municipaux, industriels et agricoles s'y retrouvent. Il y a un risque de contamination des réseaux d'eau potable.

Emissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre des centrales hydroélectriques font encore débat parmi les scientifiques. Longtemps considérée comme la source d'énergie renouvelable la plus propre en termes d'émissions, il semble aujourd'hui que les centrales hydrauliques à réservoir sont en réalité bien plus émettrices que le photovoltaïque ou l'éolien [159]. La décomposition de matière organique dans les réservoirs émet beaucoup de méthane. Tous les déchets organiques de la vallée alentour se déversent dans ces réservoirs rendant difficile l'estimation des émissions liées uniquement à la centrale hydroélectrique. Ceci explique les fortes variations de valeurs dans la littérature : la valeur médiane des émissions des centrales hydroélectriques à réservoirs est de 14 g eq CO_2 /kWh, 75 % des cas étudiés sont en dessous de 40 g eq CO_2 /kWh et le maximum d'émission recensé était de 165 g eq CO_2 /kWh [138].

Coûts

L'investissement de départ pour une centrale hydroélectrique varie en fonction du type de centrale et du site. D'après le GIEC, l'investissement moyen est compris entre \$ 1 000 /kW et \$ 3 000 /kW. L'IRENA estime le LCOE² des petites centrales hydroélectriques entre \$ 0,03/kWh et \$ 0,115/kWh et celui des grandes structures entre \$ 0,02/kWh et \$ 0,06/kWh, avec une moyenne de \$ 0,05/kWh [57]. L'hydraulique est compétitive économiquement avec le charbon.

Perspectives de développement

D'après le GIEC, en implantant pleinement les technologies et méthodes actuelles, la production mondiale d'électricité hydraulique pourrait être multipliée par trois. Les pistes d'amélioration sont liées à la rénovation des centrales existantes et à l'augmentation du rendement des turbines.

Le réchauffement climatique entraîne des modifications du cycle des précipitations. Les conditions extrêmes de sécheresse et d'inondation augmentent les risques liés aux centrales et le coût des projets, et donc de l'électricité produite. D'après le rapport du GIEC de 2010, d'ici 2070, les modifications des cycles de précipitations en Europe pourraient entraîner une baisse de 6 % du potentiel hydraulique[36].

2. Levelized Cost of Energy, cf. Glossaire

La capacité de stocker l'énergie hydraulique dans des réservoirs et d'utiliser l'eau pour générer de l'électricité à la demande est un outil intéressant pour gérer l'intermittence de certaines énergies renouvelables.

0.4 Énergie géothermique

La chaleur du sous-sol est renouvelée en permanence par la désintégration d'éléments radioactifs naturels. Cette source de chaleur renouvelable, stable et quasiment inépuisable peut être utilisée pour produire de l'électricité.

Seules les géothermies moyenne et haute énergie (températures supérieures à 90 °C) sont exploitables pour générer de l'électricité. On rencontre ces chaleurs à des profondeurs comprises entre 500 m et 1500 m dans des zones de volcanisme. Pour des gisements à haute énergie ($T > 150$ °C) la vapeur d'eau sortant du puit géothermique alimente directement une turbine pour générer de l'électricité. Dans le cas des gisements à moyenne énergie (100 °C $< T < 150$ °C), l'eau du puit chauffe un fluide caloporteur qui a une température de vaporisation inférieure à celle de l'eau pour alimenter la turbine.

En 2017, la puissance électrique générée mondialement à partir de ressources géothermiques était de 84,8 TWh pour une capacité cumulée de 14 GW. Ceci représente environ 0,3 % de la production totale d'électricité [52].

Impacts environnementaux et sanitaires

Forer le sol à des profondeurs élevées augmente l'activité sismique de la zone et vider les nappes aquifères (extraction sans réinjection) peut provoquer des affaissements des sols. Des déséquilibres peuvent également survenir en surface si l'extraction de chaleur provoque une augmentation des températures de l'air et de l'eau. Cette pollution thermique peut endommager la vie aquatique et entraîner une baisse de la biodiversité dans les eaux autour des centrales. Il existe également un risque de contamination de l'eau potable par les eaux géothermales, souvent acides et contenant des produits toxiques [148].

Émissions de gaz à effet de serre

Au delà des sources d'émissions carbone habituelles (extraction matière première, transport, construction, démantèlement...), les centrales géothermiques présentent des sources d'émissions spécifiques comme les échappements gazeux des puits et la fuite de fluides caloporteurs. Ces fluides ont un haut potentiel de réchauffement climatique³ [56]. L'ensemble de ces émissions est estimé à 50 g eq CO_2/kWh [138].

Limites géographiques

La production d'électricité à partir de chaleur sous-terrainne nécessite des températures très élevées (>90 °C) à des profondeurs accessibles par forage (inférieures à 5 km), qui sont localisées dans des régions volcaniques. Il n'est donc pas possible de produire de l'électricité géothermique partout sur Terre.

De plus, la géothermie est considérée comme renouvelable car la quantité de chaleur extraite est infime à l'échelle planétaire. Cependant, localement, à l'échelle d'un puits ou d'une nappe aquifère, l'extraction intensive peut entraîner une baisse de la température et un assèchement des nappes. Le rythme d'exploitation ne doit pas excéder celui du renouvellement des stocks d'eau et de chaleur.

3. Le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) est utilisé afin de comparer la capacité des différents gaz à effet de serre à capturer la chaleur dans l'atmosphère. Source : votreimpact.org

Perspectives de développement

EGS⁴ La géothermie haute température par stimulation (EGS) consiste à fracturer la roche et faire circuler de l'eau parmi les canaux perméables des roches chaudes. Cette eau est utilisée dans un cycle à fluide binaire comme dans une centrale binaire⁵ classique. Cette technique est encore en phase de développement et pose plusieurs problèmes liées à la sismicité induite et à la rentabilité économique des installations.

La cogénération De la même manière que pour les centrales à biomasse, l'utilisation de l'excédent de chaleur des centrales géothermiques pour alimenter un réseau de chauffage urbain est une solution intéressante pour optimiser l'utilisation de cette ressource et assurer la rentabilité économique des installations.

0.5 Énergies marines

Les océans et mers produisent de l'énergie sous différentes formes : houlomotrice, marémotrice, thermique et osmotique. En 2018, la capacité installée mondiale d'exploitation des énergies marines s'élevait à 532 MW. Cette source d'énergie renouvelable nouvelle a connu un rapide essor entre 2009 et 2011 (la capacité mondiale a doublé) mais stagne depuis autour de 520 MW [60].

On exploite le mouvement vertical des vagues avec des colonnes d'eau oscillantes, des corps oscillants (bouées en surface ou immergées) ou des dispositifs de surverse. Ces derniers sont composés d'un réservoir qui se situe au dessus de la surface de la mer et qui se remplit au passage d'une vague. Le réservoir se vide par un conduit contenant une turbine pour générer de l'électricité. La majorité de ces technologies est au stade de développement préindustriel, pas ou peu commercialisée à ce jour et non économiquement viable [42].

L'énergie marémotrice peut être captée sous forme d'énergie potentielle avec les variations de niveau de la mer (usines marémotrices) ou sous forme d'énergie cinétique provenant des courants de marées (hydroliennes). Les usines marémotrices fonctionnent sur le même principe qu'une centrale hydroélectrique et celle de Rance en Bretagne représente à elle seule plus d'un tiers de la capacité d'énergies marines mondiales installées.

L'énergie thermique des océans résulte du stockage d'énergie solaire thermique dans les eaux surfaciques des océans. On trouve des gradients importants de température dans les eaux tropicales qui peuvent être exploités pour entraîner un moteur thermique. Cette technologie est à un stade très précoce de développement.

L'énergie osmotique est celle exploitable à partir de la différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce au niveau d'une embouchure. Une membrane semi-perméable sépare l'eau douce et l'eau de mer. Les molécules d'eau migrent de l'eau douce vers l'eau salée et entraîne une pression dans le réservoir d'eau salée. Ceci augmente le débit de sortie de réservoir et actionne une turbine. Il n'existe pas de centrale osmotique industrialisée à ce jour.

Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie

Les études d'analyse de cycle de vie et des impacts environnementaux des installations marines sont peu nombreuses. De plus les résultats peuvent présenter des variations importantes d'une étude à une autre. Les impacts cités concernent la déstabilisation des écosystèmes marins liées aux installations. Les émissions de gaz à effet de serres varient considérablement en fonction des études et des technologies, entre 18 g eq CO₂ /kWh et 105 g eq CO₂ /kWh [158].

4. Enhanced Geothermal System, en anglais

5. Cycle binaire (ou cycle de Rankine) est un cycle thermodynamique endoréversible qui comprends deux isobares et deux adiabatiques. Un fluide caloporteur avec une température de vaporisation plus faible que l'eau est utilisé.

Contraintes au développement

Difficultés techniques Les phénomènes naturels de corrosion et les tempêtes violentes en mer posent des problèmes importants lors de la conception des technologies. L'éloignement des terres rend la maintenance des installations difficile et coûteuse. L'énergie marine est multidirectionnelle (l'orientation de la houle est variable) ce qui rend sa transformation en énergie électrique difficile.

Coûts Les coûts de recherche et développement des technologies puis de fabrication et maintenance des installations sont très élevés en comparaison avec d'autres sources d'énergie renouvelables. Les rendements des énergies marines sont encore faibles en comparaison avec les technologies développées comme le solaire ou l'éolien, ce qui rend le prix de l'électricité très élevé en comparaison. Beaucoup d'entreprises du secteur ont cessé leur activité rapidement après la commercialisation de leur technologie suite aux difficultés financières rencontrées lors de l'opération des installations. Avec peu de technologies commercialisées il est difficile de chiffrer le coût des énergies marines.

Le partage des zones côtières L'espace maritime à l'approche des terres est limité. L'installation de centrales à énergie maritimes dans des zones portuaires ou sur des couloirs de transport maritime entraîne des conflits d'usage. Les installations proches de côtes peuvent entraîner des pollutions visuelles et sonores ce qui est défavorable au tourisme. La protection de la biodiversité maritime fragile doit également être considérée avant de réaliser ces installations en mer.

Perspectives de développement

La majorité des technologies maritimes sont en phase de développement, et une augmentation de la capacité de ces installations et une baisse des coûts de production seraient nécessaires pour que les prototypes sortent des laboratoires et deviennent commercialisables à grande échelle. Certains projets comme un parc hydrolien en Ecosse ou de nouvelles centrales marémotrices devraient voir le jour dans les prochaines années.

0.6 Énergie solaire

L'énergie de radiation solaire moyenne au sol est de 198 W/m^2 , et est à l'origine de toutes les sources d'énergies citées dans ce rapport (à l'exception de l'énergie géothermique). Ici nous nous focalisons sur l'utilisation directe des rayonnements solaires pour produire de l'électricité.

Électricité photovoltaïque

Un panneau solaire est composé de cellules photovoltaïques qui absorbent les rayonnements lumineux du soleil et génèrent du courant électrique. Cette technologie repose sur la physique des dispositifs semi-conducteurs. Les différentes générations de cellules diffèrent par le substrat semi-conducteur utilisé et la structure de celui-ci. 90% des cellules commercialisées ont un substrat en silicium. Dépendant de leur structure, ces cellules commercialisées peuvent avoir un rendement compris entre 12 % et 20 % [139].

Les installations photovoltaïques mondiales avaient une capacité cumulée de 480 GW en 2018, valeur qui a été multipliée par 20 en moins de 10 ans (22 GW en 2008). Le photovoltaïque représente 20,4 % de la capacité mondiale installée d'énergies renouvelables. Cette technologie a produit 585 TWh d'électricité en 2018, soit 2,6 % de la production mondiale d'électricité cette année-là [149].

Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie

Les panneaux photovoltaïques posent deux défis environnementaux au cours de leur vie : les émissions et l'utilisation d'énergie pendant la fabrication, et le recyclage en fin de vie. Toutes les étapes de fabrication des cellules sont très couteuses en énergie. Il faut environ 2 ans pour que le panneau solaire produise autant d'énergie qu'il a fallu pour le fabriquer [65].

Les panneaux à base de silicium polycristallins (les plus commercialisés) émettent en moyenne 41 g eq CO₂/kWh.

Les panneaux photovoltaïques ont une durée de vie d'environ 30 ans. Le recyclage des panneaux solaires en fin de vie est un problème complexe relativement nouveau. Les modules photovoltaïques sont composés à plus de 90 % de matériaux facilement recyclables. Cependant ils sont également composés d'éléments difficiles à recycler comme du silicium, du plomb, du zinc et du cuivre, et des éléments semi-conducteurs comme le cadmium, la tellure, l'indium et le gallium. Ces éléments toxiques font des panneaux photovoltaïques des déchets dangereux qui doivent être traités en conséquence.

Coûts de l'électricité photovoltaïque

Le coût d'investissement pour un système photovoltaïque en 2016 aux USA était de \$3,7/Wc (Watt crête⁶)[71]. Le coût de l'électricité photovoltaïque en 2018 était compris entre \$ 0,06/kWh et \$ 0,25/kWh, avec une valeur moyenne de \$ 0,09/kWh [167].

Perspectives de développement

Les études concernant l'évolution de la production photovoltaïque prévoient une croissance importante (multiplication par 9) de la capacité mondiale installée d'ici 2050. Cette croissance repose sur plusieurs pistes de progrès dans l'industrie et la recherche et développement dont les principaux sont :

- diminuer le coût des cellules photovoltaïques et des composants du système,
- optimiser le rendement, la stabilité et la durée de vie des cellules et des composants du système,
- réduire la quantité de matériaux critiques utilisés,
- assurer le recyclage des panneaux solaires en fin de vie.

Centrales solaires thermodynamiques

Les centrales solaires thermodynamiques, Concentrated Solar Power (CSP) en anglais, consistent à concentrer les rayons solaires pour chauffer un liquide pour générer de l'électricité à partir de procédés thermodynamiques. La production de vapeur à haute pression alimente une turbine pour générer de l'électricité. La capacité mondiale installée s'élevait à 5,47 GW en 2018 [60]. La production mondiale la même année est de 11,9 TWh ce qui représentait 0,045 % de la production totale d'électricité cette année là. L'avantage principale de ces centrales est de pouvoir stocker sur de courtes durées l'énergie solaire sous forme de chaleur.

Il existe trois technologies de concentrateur solaire :

- les centrales solaires thermodynamiques à concentration linéaire : des miroirs paraboliques en forme d'auges dirigent les faisceaux du soleil sur un tube contenant un liquide caloporteur qui alimente un circuit de Rankine pour entraîner une turbine. C'est la technologie la plus répandue.

6. puissance électrique pouvant être délivrée par un panneau sous des conditions d'ensoleillement et de température standardisées

- les centrales solaires thermodynamiques à concentration ponctuelle : de multiples miroirs proches du sol sont orientés pour suivre le soleil et diriger la lumière vers un absorbeur en haut d'une tour. La chaleur absorbée génère un cycle d'eau-vapeur qui entraîne une turbine.
- les centrales solaires à parabole de Stirling : un fluide caloporteur se trouve au point focal d'un miroir réfléchissant parabolique, atteint une température entre 250 °C et 750 °C et alimente un moteur de Stirling. Ce moteur repose sur le principe de compression et expansion d'un gaz à différentes températures, permettant de transformer de l'énergie thermique en énergie mécanique, qui peut ensuite servir à générer de l'électricité [105].

Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie

Les émissions au cours du cycle de vie des centrales solaires thermodynamiques sont estimées entre 14 et 32 g CO₂ eq/kWh. Le retour énergétique des centrales solaires thermodynamiques peut être de seulement 5 mois et la durée de vie des installations est comprise entre 25 et 30 ans [139].

La concentration des rayonnements solaires présente un danger pour les animaux qui passent devant. Certains fluides caloporteurs sont toxiques et nécessitent donc d'être recyclés convenablement. Le risque de fuite doit être contrôlé [139].

Coût de l'électricité solaire thermodynamique

Les coûts d'investissements pour une centrale solaire thermodynamique à concentration linéaire s'élevaient à \$ 3820/kW (sans système de stockage) [139]. Le coût moyen de l'électricité solaire thermique était de \$ 0,185 /kWh en 2018 [62]. Cette valeur est supérieure au coût de l'électricité photovoltaïque. Les prévisions de l'IRENA estiment que les coûts pourraient décroître pour devenir compétitives face aux autres sources d'électricité d'un point de vue économique.

Perspectives de développement

L'avantage des centrales thermodynamiques solaires sur les parcs photovoltaïques est le fait de pouvoir stocker l'énergie solaire sous forme thermique pendant quelques heures (environ 6 h pour les centrales linéaires et jusqu'à 15 h pour les centrales à tours). Ceci permet de continuer à produire de l'électricité pendant la nuit et les jours de faible ensoleillement. En 2017, 47 % des centrales étaient équipées d'un système de stockage, et quasiment la totalité des nouvelles installations en possèdent.

Les principales pistes de recherche sont autour de l'amélioration des systèmes optiques, l'hybridation des centrales pour alimenter un réseau de chaleur et l'utilisation de CO₂ hypercritique comme fluide caloporteur.

Intermittence de l'ensoleillement, difficulté majeure pour l'intégration de l'électricité solaire

Les radiations lumineuses reçues sur un site varient en fonction des saisons, de l'alternance nuit-jour et de la nébulosité. L'intermittence perturbe l'équilibre entre l'offre et la demande et rend la gestion du réseau électrique difficile.

Pendant les périodes d'ensoleillement élevé, le réseau ne peut pas distribuer toute l'électricité produite par les installations photovoltaïques. Cette énergie est le plus souvent stockée dans des batteries lithium (pour des systèmes non raccordés au réseau). Ces batteries sont chères et le lithium est une ressource limitée et difficile à extraire, présentant des problèmes de toxicité et de fortes émissions lors de l'extraction.

La production solaire est deux fois plus élevée en été qu'en hiver, mais c'est l'inverse pour la production d'électricité éolienne, qui est trois fois plus élevée en hiver que l'été. L'hybridation

des parcs solaires et éoliens pourrait donc atténuer le problème de l'intermittence de ces deux technologies.

Conclusion

La contribution au réchauffement climatique d'une technologie est définie par la quantité de gaz à effet de serre émise lors de la production d'un kilowatt heure d'électricité. Toutes les sources d'énergies renouvelables développées dans ce rapport permettent de générer de l'électricité avec des émissions plus faibles (d'un facteur 6 au minimum) que les énergies fossiles. Avec en moyenne 96 g eq CO₂/kWh, l'électricité produite à partir de la combustion de biomasse émet le plus de gaz à effet de serre parmi toutes les sources renouvelables. L'électricité géothermique, marine et solaire suivent avec respectivement 50 g eq CO₂/kWh, 45 g eq CO₂/kWh et 46 g eq CO₂/kWh. La solution pour produire de l'électricité de manière renouvelable et avec les plus faibles émissions est aujourd'hui l'énergie éolienne avec seulement 14 g eq CO₂/kWh. On trouve des valeurs similaires pour l'hydroélectricité.

Le coût de l'électricité est un critère important pour qu'une technologie puisse être commercialisée et pour qu'une centrale soit pérenne dans le temps. Aujourd'hui, seule l'électricité hydraulique est compétitive par rapport à l'électricité fossile. Les coûts minima de production d'électricité solaire (\$ 0,09/kWh), géothermique (\$ 0,07/kWh) et éolienne (\$ 0,06/kWh) laissent penser qu'avec des augmentations de rendement et l'optimisation des installations, les énergies renouvelables pourraient rapidement concurrencer économiquement l'électricité fossile.

Le rapport du GIEC de 2018 [106] propose de nombreux scénarios à l'échelle mondiale concernant les sources de production d'électricité à mettre en place pour limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. Ces scénarios proposent une part de production d'électricité issue de sources renouvelables comprise entre 59 % et 97 % d'ici 2050. L'éolien, le solaire et la biomasse sont les sources majoritaires de production dans tous les scénarios. L'électricité nucléaire, une énergie "bas-carbone" mais non renouvelable, fait partie de tous les scénarios avec une part dans la production totale variant entre 8 % et 25 %. Pour atteindre ces objectifs, il faudra multiplier par 10 au minimum la production d'électricité éolienne, et par 15 la production d'électricité solaire, dans les 30 prochaines années. D'après les calculs présentés par l'ADEME pour transiter vers un mix énergétique à 90 % d'électricité renouvelable en France il faudrait doubler la production d'électricité éolienne actuelle, multiplier par 7 la production photovoltaïque et par 3,5 la production à partir de biomasse [4].

L'implantation de centrales électriques à partir d'énergies renouvelables pose de nouveaux défis au niveau du stockage, de la distribution et de l'utilisation finale de l'énergie.

Le réseau de distribution a été conçu pour acheminer de l'électricité d'un petit nombre de sites de production vers les consommateurs. La multiplication des sites de production d'électricité et l'intermittence de la production augmente la complexité de la gestion des entrées et sorties du réseau. Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, et pour avoir un accès continu à l'électricité, il est nécessaire de pouvoir stocker le surplus d'électricité produite pour palier aux creux de production. Les principaux moyens de stockage actuellement en développement sont le transfert d'énergie par pompage dans les centrales hydrauliques, le stockage par air comprimé, les batteries, le stockage hydrogène et le "power-to-gas-to-power".

La décarbonation de la consommation finale d'énergie nécessite d'augmenter la part d'énergie électrique utilisée dans les secteurs de l'industrie, du bâtiment et des transports. Selon les scénarios pour rester sous 1,5 °C, l'électricité devra représenter entre 34% et 71 % de l'énergie finale consommée alors qu'elle ne représente que 19,4 % actuellement (2018) [106] [146]. Remplacer la combustion d'énergies fossiles dans ces secteurs par de l'énergie électrique n'a de sens que si l'électricité produite est issue de sources renouvelables à faible émissions de gaz à effet

de serre. Les autres pistes pour réduire les émissions sont de réduire les besoins en augmentant le rendement des procédés industriels et de leurs équipements, et en diminuant la demande de biens et services.

Il devient clair qu'il est impossible de poursuivre notre mode de vie actuel dans des conditions climatiques viables pour l'ensemble de l'humanité. Les changements dans nos modes de consommation à l'échelle individuelle n'auront de sens que si nous nous engageons politiquement pour une réelle transition énergétique et pour une société qui place la Vie au centre des préoccupations.

Introduction

La réalité du changement climatique fait aujourd'hui consensus parmi les scientifiques et la majorité de la population. Il se manifeste de plus en plus régulièrement à travers le monde. Des catastrophes naturelles plus violentes et plus régulières, des périodes de sécheresses plus longues et des inondations plus fréquentes. Les températures moyennes recensées sont systématiquement au dessus des normales de saison. Il en résulte la fonte des glaciers et la hausse des niveaux des océans.

Depuis 1988, le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat, le GIEC, étudie l'évolution du climat, les causes du réchauffement et les risques liés. Ils proposent des scénarios à suivre pour limiter le réchauffement et pour s'adapter aux changements induits.

D'après le GIEC, le réchauffement climatique est défini comme l'augmentation des températures combinées des surfaces terrestres et des océans sur l'ensemble de la planète. Cette augmentation est quantifiée par rapport à la température de la Terre sur la période entre 1850 et 1900 c'est-à-dire la période pré-industrielle. Le graphe de la figure 1 illustre l'augmentation des températures terrestres entre 1860 et 2015, avec comme référence les températures de la période pré-industrielle. En 2012, l'augmentation de la température était estimée à 0,86 °C.

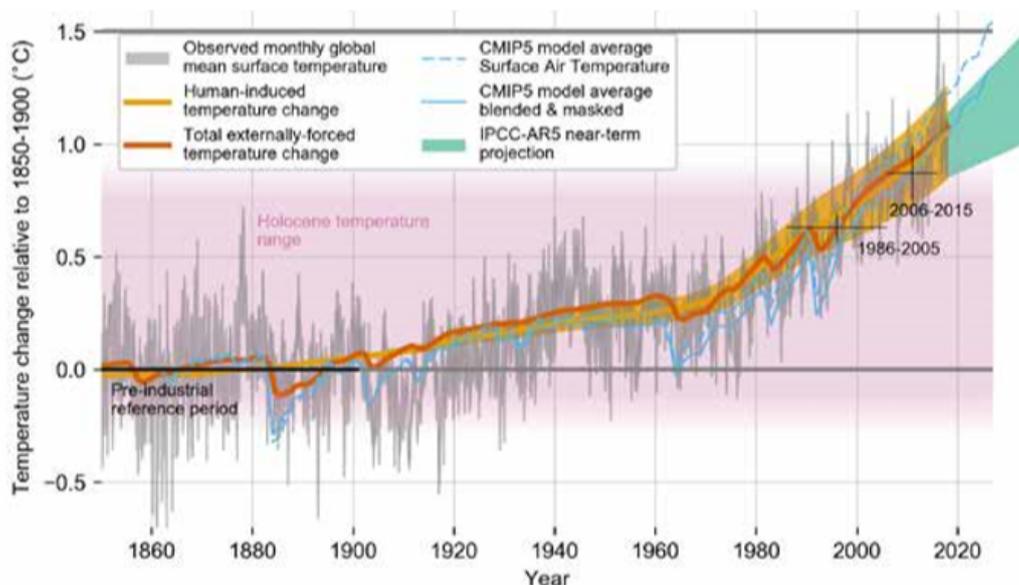


FIGURE 1 – Évolution de la température moyenne terrestre depuis 1850. La courbe grise représente les températures mensuelles relevées, la courbe jaune les variations de température liées à l'activité humaine, la courbe orange les variations de température moyennes totales et la zone turquoise les prédictions à court terme du GIEC. Source : GIEC [106]

Les modifications du climat liées à cette hausse de températures sont doré et déjà visibles avec une augmentation des périodes de canicules, de sécheresses et de fortes précipitations. Ces phénomènes impactent la biodiversité, entraînent des extinctions de masse d'espèces de faune

et de flore et présentent une réelle menace pour la sécurité alimentaire, l'accès à l'eau et la vie humaine. La rareté des ressources alimentaires et énergétiques, l'augmentation démographique et l'immersion de zones habitées augmenteront les phénomènes d'immigration, les conflits et la pauvreté [106].

L'augmentation de la température terrestre est liée principalement à l'augmentation de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Ces gaz absorbent les rayonnements infrarouges émis par la surface terrestre contribuant ainsi à l'isolation thermique de la Terre. Les principaux gaz à effet de serre dans notre atmosphère sont la vapeur d'eau (H_2O) et le gaz carbonique (CO_2). Le méthane (CH_4) et les gaz industriels (principalement des hydrocarbures halogénés) sont présents en plus faible quantité. Ils absorbent beaucoup plus les infrarouges que les gaz carboniques à concentration égale et participent ainsi à l'effet de serre. Ces gaz sont présents naturellement dans l'atmosphère mais l'activité humaine augmente leur concentration.

Le CO_2 représente 64 % des émissions de gaz à effet de serre produites par les humains. Sa concentration actuelle dans l'atmosphère est 40 % plus élevée qu'avant l'ère industrielle [24]. Notre consommation énergétique actuelle est principalement basée sur la combustion d'énergies fossiles telles que le charbon, le gaz et le pétrole. L'utilisation d'énergies fossiles est à l'origine de la majorité des émissions de CO_2 . Les arbres sont des puits naturels de carbone : ils absorbent le CO_2 de l'air et le stockent sous forme de matière organique. La déforestation est une seconde cause de l'augmentation de concentration de CO_2 dans l'atmosphère.

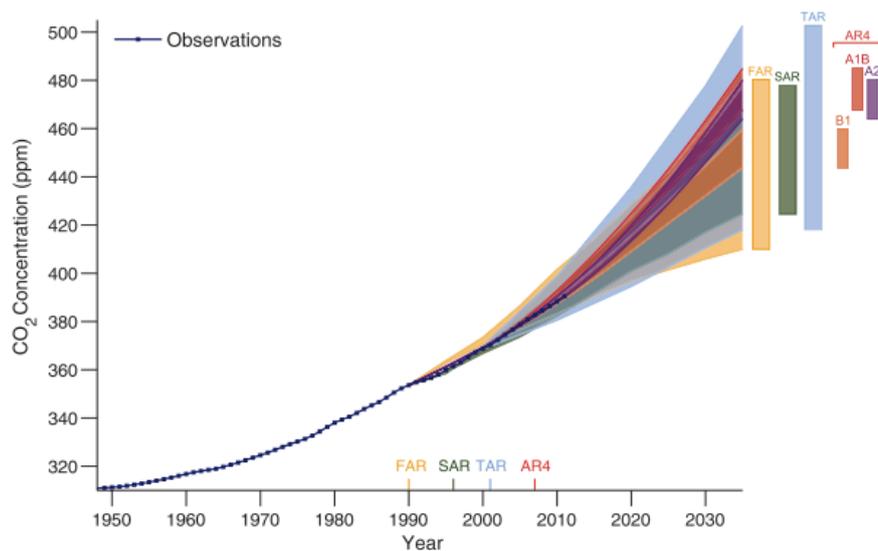


FIGURE 2 – Évolution de la concentration de CO_2 dans l'atmosphère depuis 1950. Les carreaux bleus foncés représentent les valeurs mesurées et les zones colorées les projections des études précédentes du GIEC. Source : GIEC [29]

Les scientifiques du GIEC postulent qu'il est possible de limiter l'augmentation de la température à $1,5\text{ }^\circ\text{C}$ par rapport à la période préindustrielle si nous réduisons nos émissions carbone entre 65 % et 90 % d'ici 2050 [106]. Ils proposent de nombreux scénarios différents afin de réduire l'impact carbone du système énergétique actuel.

Le système énergétique se décompose en quatre parties principales :

1. les sources d'énergies primaires : forme d'énergie directement disponible dans la nature (énergies fossiles, nucléaires, éoliennes, hydrauliques, marines, géothermiques, solaires et les bioénergies).

2. la conversion en vecteurs énergétiques : forme transportable d'énergie (électricité, combustible liquide, solide ou gazeux).
3. la conversion en forme d'énergie utilisable (conversion thermique ou conversion cinétique).
4. l'utilisation finale de l'énergie (sous forme électrique, mécanique, de chaleur ou de lumière) dans l'industrie, les bâtiments et le transport.

En 2018, 85 % de notre consommation d'énergie finale provenait de la combustion d'énergies fossiles, 4 % d'énergie nucléaire et 11 % de sources d'énergies renouvelables⁷ (cf. Figure 3) [18]. Selon les scénarios du GIEC pour contenir le réchauffement climatique en dessous de 1,5 ° C, la part d'énergies fossiles dans les sources d'énergies primaires doit être réduite à 33% et celle des énergies renouvelables augmentée à 60 %.

Le groupe propose d'agir sur quatre points principaux pour réduire l'impact carbone de notre système énergétique :

- limiter la demande d'énergie finale,
- réduire l'intensité carbone de l'électricité,
- augmenter la part de l'électricité dans l'utilisation finale,
- réduire les émissions des énergies non-électriques.

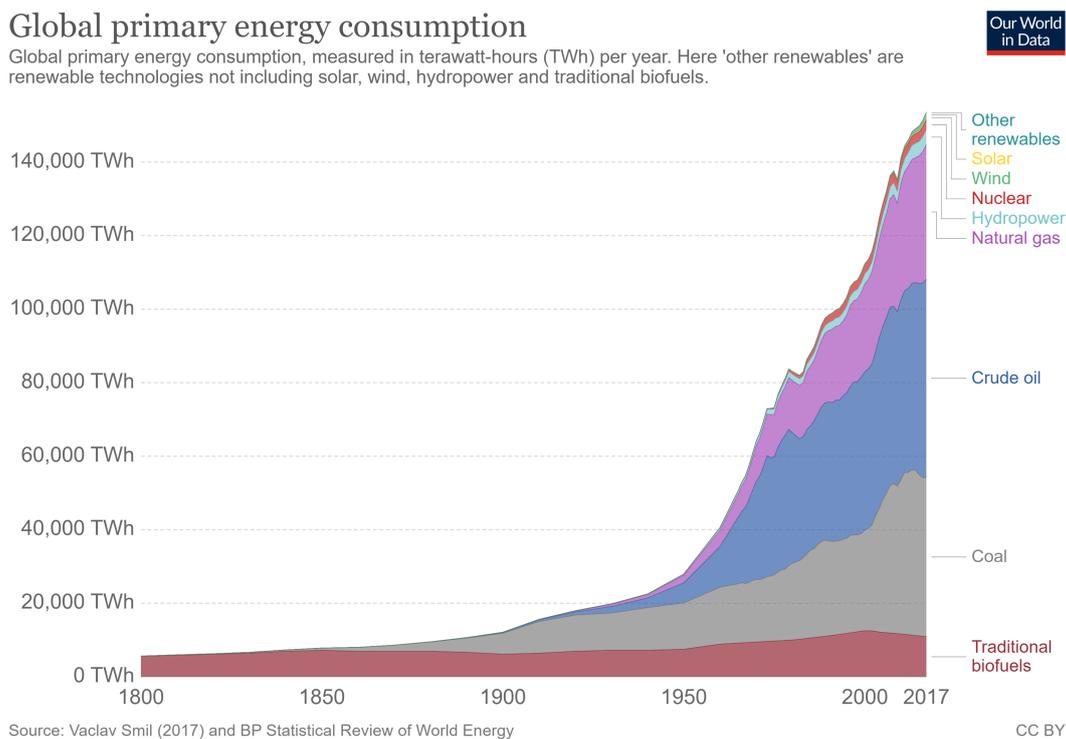


FIGURE 3 – Consommation d'énergie primaire en fonction de sa source. Source : BP Statistical Review of Energy (2019) [18]

Remplacer la combustion des énergies fossiles par une énergie électrique à faible taux d'émissions carbonées est donc présenté comme une solution pour contenir le réchauffement climatique. Pour se faire trois problèmes se posent : la production d'électricité, la distribution (gestion de réseau et stockage) et l'utilisation finale.

7. Une énergie est renouvelable lorsqu'elle est inépuisable à l'échelle humaine.

Ce rapport réalise un état des lieux des différentes manières de transformer des énergies primaires renouvelables en énergie électrique. Les sources d'énergies primaires considérées sont :

- la biomasse,
- l'énergie éolienne,
- l'énergie géothermique,
- l'énergie hydraulique,
- les énergies marines,
- l'énergie solaire.

Pour chaque source, les différentes technologies sont expliquées, la production annuelle est quantifiée, les impacts environnementaux et sociaux sont énumérés et l'analyse de cycle de vie est explicitée. Les perspectives de développement sont présentées afin d'évaluer le potentiel de déploiement de chaque technologie.

Les notions de stockage, de distribution et de gestion du réseau seront évoquées mais le coeur de développement est la production d'électricité.

Chapitre 1

Biomasse

La biomasse est la source d'énergie renouvelable la plus exploitée à travers le monde. En 2018 la capacité mondiale d'exploitation de la biomasse était de plus de 117 GW [60].

1.1 Qu'est ce que la biomasse ?

La biomasse regroupe l'ensemble des matières organiques d'origine animale ou végétale, pouvant être utilisées comme source d'énergie. La biomasse peut être classée selon trois catégories :

- solides (bois, déchets organiques...),
- liquides (huiles végétales, bioalcools...),
- biogaz.

La biomasse peut être valorisée par voie sèche, voie humide ou sous forme de biocarburants.

Il existe trois procédés de valorisation par voie sèche :

- la combustion, qui génère de la chaleur par oxydation complète du combustible. C'est la technique la plus répandue. Elle sert à alimenter les réseaux de chauffage urbains ou à générer de l'électricité par l'intermédiaire d'une turbine par exemple.
- la gazéification, où la biomasse réagit avec des gaz réactants (vapeur d'eau, oxygène ou hydrogène par exemple) pour produire un gaz combustible composé de dihydrogène et de monoxyde de carbone. Ce gaz sert ensuite à alimenter des turbines de gaz pour produire de l'électricité.
- la pyrolyse, qui consiste à décomposer de la matière carbonée sous l'action de la chaleur. La pyrolyse produit du charbon de bois ou charbon végétal, de l'huile pyrotique et du gaz combustible.

La voie humide correspond à la méthanisation (autrement appelée la digestion anaérobie). La dégradation naturelle de matière organique par des micro-organismes en milieu contrôlé (sans oxygène) permet de créer du biogaz. La matière restante après la digestion est appelée le digestat.

Les biocarburants regroupent les carburants liquides et gazeux créés à partir de biomasse destinés aux transports ou au chauffage. Ils sont actuellement majoritairement utilisés sous forme d'additifs ou de compléments aux carburants fossiles.

La biomasse est considérée comme une énergie renouvelable lorsque son utilisation est maîtrisée, c'est-à-dire lorsque l'exploitation ne dépasse pas la régénération. La biomasse est aujourd'hui exploitée majoritairement pour chauffer et cuisiner (2/3 de la consommation mondiale de biomasse dans les pays en développement), mais également pour les transports et pour générer de l'électricité [17]. C'est cette dernière utilisation qui sera étudiée dans les prochains paragraphes.

1.2 Production d'électricité à partir de biomasse

En 2016, 571 TWh d'électricité ont été produits à partir de biomasse [13]. Elle constitue la 3^{ème} source de production d'électricité renouvelable derrière l'éolien et l'hydraulique.

La production d'électricité à partir de biomasse consiste à transformer cette dernière en chaleur puis à utiliser cette chaleur pour alimenter une turbine et générer de l'électricité. Ceci peut se faire selon différentes méthodes qui diffèrent par le type de biomasse et le cycle thermodynamique utilisé pour transformer le combustible en électricité. Ces différentes méthodes sont illustrées dans le schéma de la figure 1.1.

1.2.1 Combustion directe

La technique la plus répandue est celle de la combustion directe en utilisant un système de turbine à vapeur pour générer du courant [13]. Elle était à l'origine de 65 % de l'électricité produite à partir de la biomasse en 2016 [13].

Il existe plusieurs types de chambres à combustion qui peuvent être utilisées pour brûler la biomasse, dont les plus répandues sont les brûleurs à *lit fixe* et les brûleurs à *lit fluidisé*.

Dans les brûleurs à lit fixe, le combustible est déposé sur une grille où il interagit avec l'oxygène de l'air. La réaction est exothermique.

Dans les brûleurs à lit fluidisé (cf. Figure 1.2), la biomasse brûle dans un lit de particules incombustibles (comme le sable). L'air est injecté par des buses, ce qui fluidise le combustible et les particules pour les maintenir en suspension pendant la combustion [98]. Cette méthode permet une combustion plus complète, avec un rendement plus élevé et des émissions plus faibles [13]. Elle est employée dans les grandes centrales (i.e de capacité de plusieurs centaines de MW).

La chaleur de la combustion peut également servir à chauffer un liquide caloporteur à travers un échangeur thermique. Ce liquide est vaporisé pour entraîner la turbine. C'est le principe du cycle de Rankine détaillé dans le chapitre sur la géothermie à la page 41. Cette technique a un fort potentiel pour les centrales de faible capacité (de 100 kW à 2 MW) où les rendements peuvent atteindre 35 % [20].

La cogénération consiste à combiner la production d'électricité avec la production de chaleur. La cogénération permet de passer d'un rendement de 33 % (en moyenne pour une centrale électrique seule) à un rendement total d'environ 80 % lorsque la chaleur de la combustion est également utilisée pour alimenter en chaleur un réseau ou un bâtiment [163].

Actuellement la biomasse est très utilisée pour la co-combustion avec le charbon. Il s'agit de remplacer une partie du charbon par de la biomasse. Cette technique permet d'augmenter la part d'énergie renouvelable utilisée pour générer de l'électricité facilement, rapidement et à faible coût, en profitant des installations à haute capacité (50 - 300 MWe) déjà existantes auxquelles sont apportées des modifications techniques. La biomasse peut représenter jusqu'à 10 % de la masse totale de combustible [20].

1.2.2 Digestion anaérobie

Le biogaz issu de la méthanisation de biomasse peut être utilisé pour générer de l'électricité, en alimentant une turbine à gaz. Ce combustible était à l'origine de 15 % de l'électricité générée à partir de la biomasse en 2016 [13]. Cette technique est utilisée pour des centrales à faible capacité (50 kWe - 1 MWe) [45].

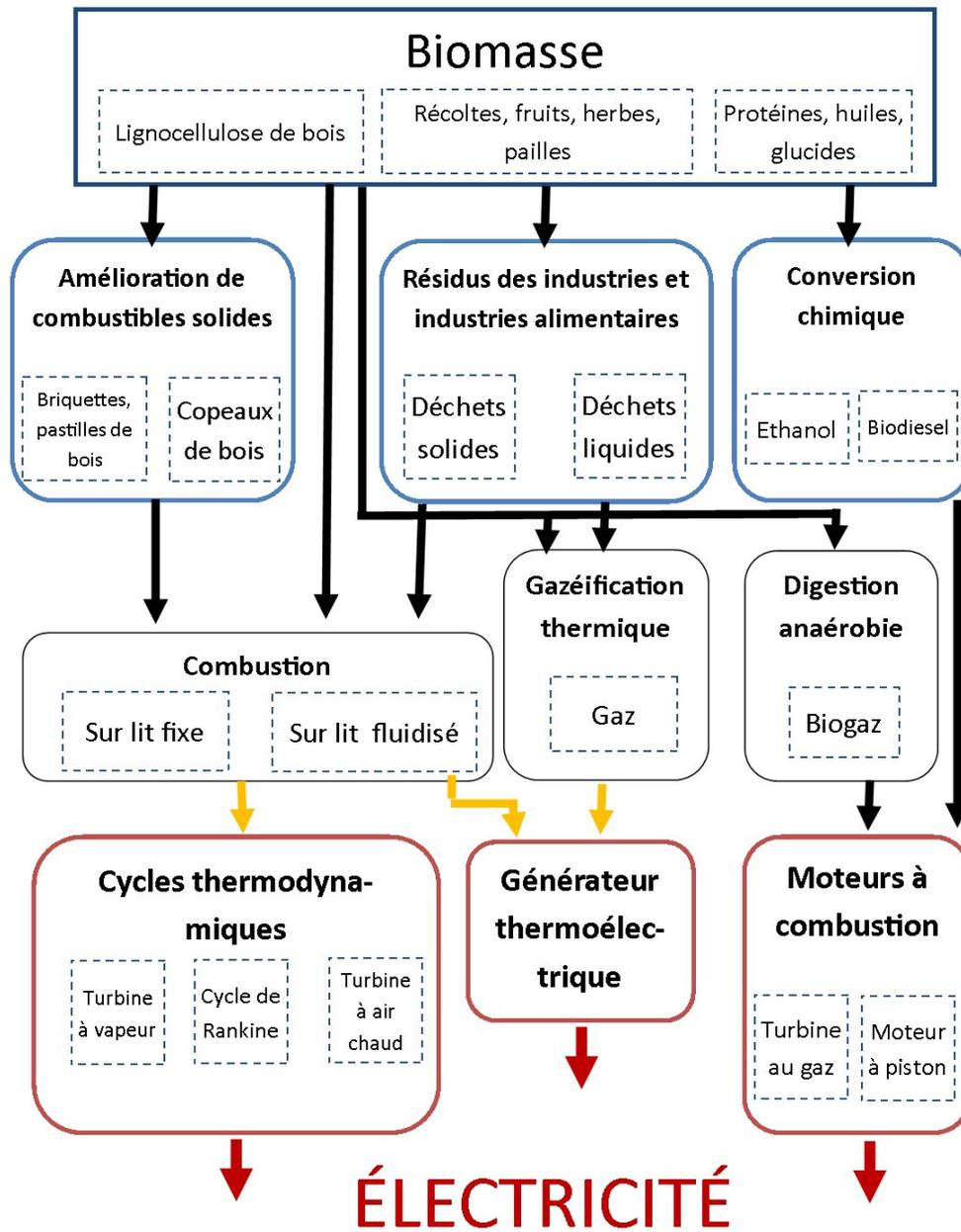


FIGURE 1.1 – Schéma des différentes voies permettant de générer de l'électricité à partir de biomasse. Traduit du schéma de ETIP Bioenergy [45]

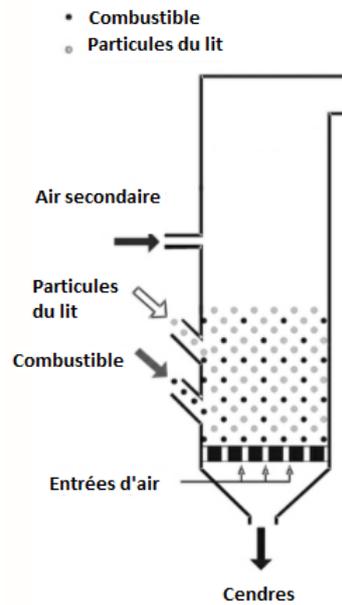


FIGURE 1.2 – Schéma du principe d'un incinérateur à lit fluide. Traduit du schéma de IRENA [63].

	Biomasse solide	Digestion anaérobie	Co-combustion avec du charbon
Rendement électrique (%)	16 - 36	26 - 32	36 - 44
Rendement total avec cogénération (%)	40 - 85	40 - 85	Non applicable
Capacité typique des centrales (MW)	~50	0,3 - 10	>100
Coût d'investissement (\$/kW)	3 600 - 6 800	2 600 - 6 100	100 - 900

TABLE 1.1 – Comparaison des technologies de production d'électricité à partir de biomasse. Données de 2010 issues de la référence [63].

1.3 Approvisionnement en biomasse et utilisation des sols

L'évaluation, la planification et l'approvisionnement des ressources en biomasse pour alimenter une centrale sont indispensables pour assurer la rentabilité économique et la pérennité de celle-ci tout en respectant les ressources naturelles.

Nous distinguons deux types de ressources :

- les déchets et produits dérivés (déchets ménagers, industriels, résidus de l'industrie du bois et de l'agriculture).
- la production spécifique de matière organique pour générer de la chaleur, de l'électricité ou du biocarburant (bois, cultures énergétiques).

La production spécifique nécessite de transformer des sols en terrains agricoles ou des terres agricoles destinées à l'alimentation en cultures énergétiques, et s'accompagne de nombreux effets indésirables présentés à la page 11. À l'inverse, la combustion ou méthanisation des déchets permettent de produire de l'électricité tout en contribuant à la gestion des déchets.

L'approvisionnement en biomasse fait intervenir de nombreux acteurs, des gestionnaires des déchets aux industriels du bois en passant par les collectivités locales et les acteurs des réseaux d'énergies (EDF, GDF Suez...). D'après des études réalisées par l'IRENA sur des centrales allemandes, le périmètre d'approvisionnement économiquement optimal est inférieur à 50 km [63]. Trouver un contrat à long terme avec un acteur proche de la centrale pour l'approvisionnement en matière première est un critère important lors de l'étude d'un projet de centrale électrique.

1.3.1 Valorisation des déchets

En France en 2012, la production d'électricité renouvelable à partir de déchets urbains s'élevait à 2,18 TWh [83]. Nous distinguons deux sortes de valorisation, celle par traitement thermique (incinération ou co-incinération) et la valorisation du biogaz issu de la décomposition organique des déchets. La combustion de déchets ménagers est suivie d'un traitement des fumées pour éviter la pollution de l'atmosphère, qui sont régis par des réglementations européennes. Il existe en France plusieurs centres d'incinération où la combustion génère de l'électricité, comme celui situé entre Ivry-sur-Seine et le 13^{ème} arrondissement de Paris. Cette centrale a incinéré près de 687 tonnes de déchets en 2018, et a produit plus de 56 GWh d'électricité et plus de 1 TWh de vapeur, de quoi chauffer 100 000 logements [25].

1.3.2 Utilisation des ressources forestières

La majorité de l'électricité générée dans des centrales à biomasse se fait à partir de la combustion de bois (sous forme brute ou en copeaux). En 2005 en France, la production nationale d'énergie primaire à partir du bois était de 9,5 Mtep [33]. Ceci correspond à une production surfacique annuelle de 0,61 tep/ha soit 0,7094 kWh/m². Sachant que le rendement de conversion moyen d'une centrale à biomasse est d'environ 30 %, la surface de forêt nécessaire pour produire un kWh d'électricité annuellement s'élève à 4,7 m². Pour produire l'ensemble de l'électricité consommée en France en 2018 (478 TWh) il faudrait 2 209 000 km² soit 4 fois la superficie de la France métropolitaine.

L'utilisation première du bois est le bois d'oeuvre (pour la construction), suivi du bois industrie (papeterie, palettes...) et enfin le bois énergie. L'utilisation des rebuts et résidus (chutes, sciures etc) du bois d'oeuvre comme bois-énergie est à privilégier sur la production de bois énergie brute, qui est moins avantageux financièrement et mène à une sur-exploitation des forêts [16]. Si nous utilisons les ressources forestières pour produire du bois-énergie, le bois de construction sera remplacé par d'autres matériaux comme le béton ou le métal qui ont une empreinte carbone beaucoup plus élevée.

Type de combustible	Coût (\$/kWh)	Capacité des centrales (MWe)
Déchets (purin, égouts...)	<0	0,5 - 50
Résidus agricoles et alimentaires	0 - 0,014	0,5 - 50
Matières collectées localement (résidus agricoles, forestiers, cultures énergétiques)	0,014 - 0,029	10 - 50
Matières issues du commerce international (bois rond, copeaux de bois, biogaz...)	0,029 - 0,043	>50

TABLE 1.2 – Coûts moyens des différentes sources de biomasse et l'ordre de grandeur des centrales associées .

"Le bois-énergie est à la production de bois ce que les épluchures sont aux patates. Si on peut les valoriser, c'est bien, mais on ne produit pas des patates pour leurs épluchures!", Hervé Le Bouler, France Nature Environnement [16].

Les zones forestières jouent un rôle important dans l'équilibre carbone de l'air et protéger ces forêts, à travers une exploitation raisonnée et contrôlée, est indissociable de l'enjeu de production d'énergies renouvelables.

1.3.3 Cultures énergétiques

On appelle culture énergétique les cultures spécifiques à la production d'énergie (thermique ou électrique). La plupart sont utilisées pour créer des biocarburants liquides qui sont ensuite ajoutés aux carburants fossiles pour les transports notamment. Ces biocarburants ne sont pas utilisables à l'état pur dans les véhicules, notamment à cause de leur viscosité qui pourrait endommager les moteurs. Il est cependant possible d'adapter les moteurs pour utiliser du biodiesel pur (B100). Les surfaces nécessaires aux cultures énergétiques pour répondre aux besoins actuels de carburants sont démesurées : pour subvenir aux besoins du transport en France en utilisant des carburants à base d'huile de colza il faudrait plus d'une fois la superficie de la France ! La dépense énergétique pour produire ces cultures est très élevée (environ 80 % de l'énergie récupérée aura été nécessaire pour la produire) [134]. La production d'un litre de biocarburant nécessite en moyenne 2 500 L d'eau [46]. L'utilisation des sols arables à ces fins fait débat dans un monde où la sécurité alimentaire est mise à l'épreuve par la croissance démographique.

De plus, la destruction forestière permettant d'augmenter la surface du sol exploitable pour les cultures énergétiques est un risque très important. Du fait de leur capacité à absorber du CO₂, les arbres jouent un rôle important dans l'équilibre carbone et la déforestation est une des raisons du réchauffement climatique.

1.4 Coûts de l'électricité issue de la biomasse

Les coûts d'investissement des centrales varient entre \$ 4 000 /kW et \$ 7 000 /kW en fonction de la technologie utilisée.

Les coûts de production d'électricité varient en fonction des prix du combustible qui sont résumés dans la table 1.2. Le coût global de l'électricité (LCOE) se situe entre \$ 0,07/kWh et \$ 0,29/kWh lorsque celui-ci est associé à la génération de chaleur [63]. À titre de comparaison, l'énergie géothermique en 2010 était d'environ \$ 0,07/kWh, l'hydraulique \$ 0,05 / kWh, le charbon avait un coût de \$ 0,05/kWh et le photovoltaïque de \$ 0,24/kWh [140]. La production d'électricité à partir de biomasse n'est actuellement pas compétitive économiquement avec les énergies fossiles.

1.5 Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie

La culture de biomasse et notamment les cultures énergétiques pour produire des biocarburants présentent de nombreux impacts négatifs sur la qualité de sols et des eaux et sur la biodiversité.

L'utilisation de déchets agricoles comme biomasse a également un impact négatif sur la qualité des sols. Les résidus agricoles servent naturellement à maintenir la fertilité des sols et à prévenir de l'érosion. L'exploitation excessive de cette matière organique peut donc diminuer la productivité des sols [15].

Les émissions au cours de la vie d'une centrale électrique à bioénergie sont comprises entre 78 g eq CO₂/kWh et 109 g eq CO₂/kWh. La majorité des gaz à effet de serre sont émis pendant la transformation des sols (fabrication et utilisation d'engrais et pesticides et les engins utilisés pour exploiter les terres). Les émissions liées à la biomasse peuvent être supérieures à celles du charbon et du gaz si les cultures ont lieu dans des régions non adaptées ou lorsqu'elles sont mal gérées [159].

D'après une étude d'Alessandro Paletto sur des centrales électriques italiennes fonctionnant avec des copeaux de bois, produire un kilowatt heure d'électricité nécessite 0,576 kWh de pétrole (élagages, procédés de production des copeaux et transport) et 0,749 L d'eau [12].

1.6 Contraintes au développement

L'utilisation de biomasse pour générer de l'énergie dépend directement de l'utilisation des sols, et ainsi pose plusieurs défis, environnementaux, sociaux et économiques, relatifs à la protection des sols, de la biodiversité et des conflits d'usages des terres arables.

1.6.1 "Bioénergie VS. Nourriture"

Un des plus grands débats concernant les bioénergies est celui opposant la production de bioénergies à la production de nourriture. Plusieurs cultures agricoles comme le maïs, les huiles et les sucres, à l'origine cultivées pour répondre aux besoins alimentaires sont aujourd'hui valorisées sous forme de biocarburants. L'utilisation de ces ressources pour produire de l'énergie peut alors présenter un danger pour la sécurité alimentaire mondiale et augmente les prix des denrées alimentaires. La compétition entre les cultures alimentaires et énergétiques pour l'exploitation des terres les plus fertiles pose un réel défi face à la croissance démographique. Pour atteindre l'objectif de maintenir le réchauffement climatique en dessous de 1,5 °C, certains scénarios proposés par le GIEC prévoient de produire annuellement 100 EJ de bioénergies d'ici 2050. Il faudrait 500 Mha de terre, soit 31 % des terres agricoles existantes [47].

La production de cultures énergétiques pèse également sur les ressources en eau dans certaines zones géographiques que ce soit pour l'irrigation des cultures ou pour les processus chimiques de transformation de la biomasse.

1.6.2 "Not in my back yard!"

Tout comme de nombreuses technologies sources d'énergies renouvelables, les centrales d'incinération de biomasse ne font pas l'unanimité au sein des populations. Beaucoup s'opposent à l'installation d'une centrale proche de chez eux pour des raisons d'impacts visuels, bruits, odeurs et trafic routier. C'est le phénomène "NIMBY", "Not In My Back Yard!", dont la traduction directe en français est "Pas dans mon jardin!".

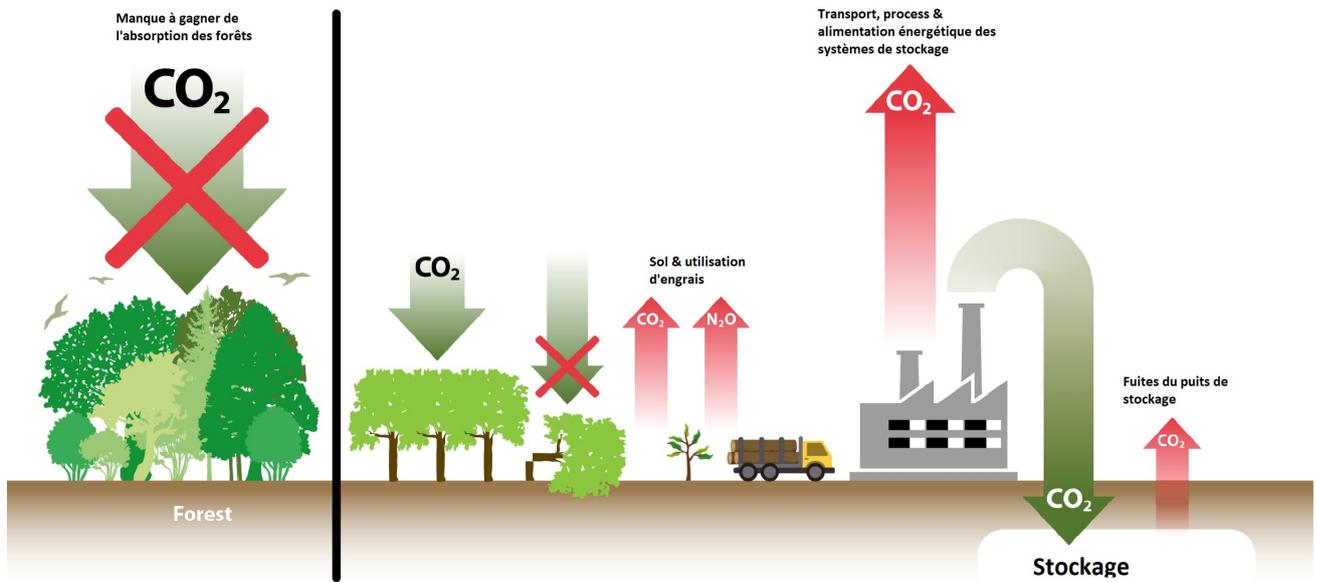


FIGURE 1.3 – Émissions et absorptions liées aux technologies BECCS. Traduit du schéma de FERN [47].

1.7 Perspectives de développement et innovations actuelles

1.7.1 Utilisation des terres marginales

Une terre est dite "marginale" lorsqu'elle est trop pauvre pour être cultivée de façon rentable. Beaucoup d'études voient un potentiel important dans l'exploitation de ces terres pour produire de la biomasse. Cependant, ce sont souvent des terres pour lesquelles aucun titre de propriété n'a été attribué et qui sont habitées par des populations pauvres et utilisées pour cultiver leur nourriture de manière indépendante. L'utilisation de ces terres entraînerait alors des déplacements involontaires de populations et présente une menace pour ces populations vulnérables [15].

La mise en place de culture intermédiaire à vocation énergétique (CIVE) permet de concilier la production de biomasse spécifique et la production agricole pour l'alimentation. Une CIVE est une culture plantée entre deux cultures principales. Elle permet de ne pas laisser le sol nu pendant l'interculture et présente de nombreux avantages agricoles selon les espèces plantées (vesce, avoine, phacélie, pois, fourager, siègle etc). Elle limite le lessivage des nitrates, l'implantation d'adventices et aide à la préservation de la structure du sol et des populations d'abeilles si les plantes sont bien choisies [132].

1.7.2 Centrales à biomasse avec capture de carbone

La plupart des scénarios pour réduire les émissions carbonées et maintenir une hausse de la température terrestre en dessous de 1,5 °C incluent l'utilisation de technologies pour retirer et stocker le surplus de CO₂ de l'air dans des réservoirs sous-terrains naturels (anciens puits de gaz et pétrole, aquifères salins etc.). Ces technologies sont appelées "BECCS" pour "Bioenergy with Carbon Capture and Storage" en anglais et le principe est présenté dans la figure 1.3.

La biomasse absorbe du CO₂ pendant la culture et celui-ci n'est pas ré-émis dans l'atmosphère au moment de la combustion. Les émissions nettes de cette technologie pourraient donc être négatives. Cependant cette technique permet de capturer uniquement les émissions de la

combustion et non les émissions liées à la transformation des sols, la culture, la production d'engrais et le transport.

D'après l'article de Michaja Pehl sur la comparaison des émissions des différentes sources d'énergie, les BECCS pourraient en réalité émettre davantage de CO₂ que les énergies fossiles [159]. L'organisme européen pour la protection des forêts, FERN, soutient l'idée que les technologies BECCS ne présentent pas une réelle solution mais au contraire une menace pour la transition énergétique. L'utilisation de biomasse dans des centrales de co-combustion avec le charbon encourage à continuer d'extraire et exploiter cette énergie fossile. De plus, injecter du CO₂ dans des puits de pétrole actifs augmente la pression et conduit le pétrole à la surface. La récupération assistée du pétrole¹ permet d'augmenter de 5 à 15 % la production du puits, ainsi encourage à poursuivre l'extraction et augmente la rentabilité du puits.

Le principe de capturer le carbone émis dans l'atmosphère met en péril le développement des technologies bas-carbone et les principes des réduction de consommation énergétique, en retardant l'action de réduction des émissions. Les solutions de capture ont pour objectif de palier aux conséquences des émissions de notre système énergétique mais ne présentent pas une solution en amont pour réduire les émissions. Beaucoup de scénarios proposés par le GIEC pour contenir le réchauffement climatique utilisent des technologies de capture, qui sont aujourd'hui peu développées, chères (86 - 172 €/t CO₂) et sans résultats certains. Dans le cas où le stockage du carbone serait efficient et sans danger, le déploiement des BECCS à grande échelle amplifierait les conflits d'usages des sols et augmenterait l'insécurité alimentaire [47].

"Les bioénergies contribueront à une meilleure sécurité énergétique, à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et au développement des zones rurales, si et seulement si, des transformations coordonnées dans les domaines de l'agriculture, des systèmes énergétiques, de la protection de l'environnement, le commerce international et la coopération mondiale sont atteints ."[15]

1. EOR : Enhanced Oil Recovery en anglais

Chapitre 2

Énergie éolienne

Le vent provient de l'inégale répartition des rayonnements solaires sur l'atmosphère et de la rotation de la Terre. Proches de l'équateur les rayons sont les plus intenses et chauffent l'air. L'air chaud monte et laisse derrière une zone de basse pression. L'air des hémisphères nord et sud est attiré par cette basse pression créant des flux d'air. À ces flux vient s'ajouter l'effet de Coriolis lié à la rotation de la Terre. L'énergie cinétique du vent est une source d'énergie d'origine naturelle et renouvelable et est présente partout sur Terre à des amplitudes variables (cf. Figure 2.1).

Utilisé tout d'abord pour le séchage et l'aération, les humains se sont ensuite servis de la force du vent pour le transport maritime durant la période du Néolithique. L'invention du moulin à vent en 700 ans avant JC a permis de convertir pour la première fois l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique pour moudre le grain, presser des graines ou encore pomper l'eau [78]. Plus de 2 millénaires plus tard, en 1869, Charles F. Brush fabrique la première éolienne génératrice d'électricité pour alimenter sa maison. Il faudra attendre encore un siècle avant que l'électricité éolienne devienne commercialisée et vienne alimenter le secteur par le biais d'éoliennes de haute puissance.

Aujourd'hui les éoliennes de haute puissance (autrement appelées aerogénérateurs) constituent une partie intégrante de nos paysages, tandis que d'autres utilisations du vent, à l'échelle d'une habitation individuelle ou même d'un appareil électrique autonome en énergie sont en phase de développement dans les laboratoires. Dans cette partie nous allons faire le tour de la question de l'énergie éolienne, des éoliennes industrielles aux technologies en développement qui reposent sur la physique des matériaux. Nous nous intéresserons à la capacité de production des technologies, à leur cycle de vie, aux obstacles et leviers de leur développement.

2.1 Éoliennes de haute puissance

2.1.1 Fonctionnement et caractéristiques d'une éolienne de haute puissance

Une éolienne a pour but de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique qui sera injectée dans le secteur.

Les éoliennes industrielles sont composées de :

- une tour,
- un transformateur,
- une nacelle de production d'électricité (multiplicateur et générateur) et de pilotage (orientation et freinage),
- 3 pales.

VAISALA

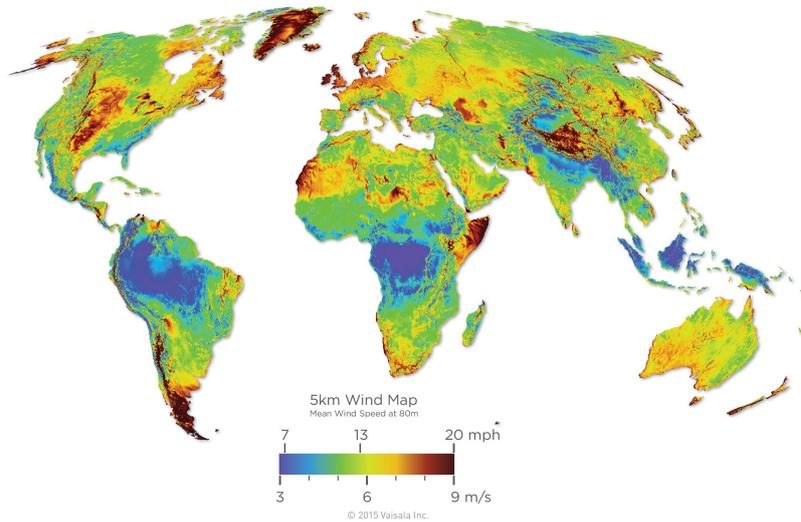


FIGURE 2.1 – Carte mondiale des valeurs moyennes des vitesses du vent. Auteur : Vaisala

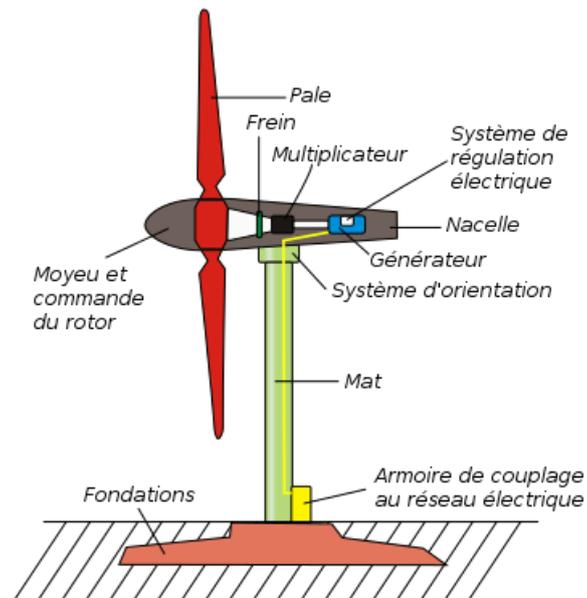


FIGURE 2.2 – Schéma d'une éolienne, Auteur : Mathieu Clabaut

La tour et la nacelle sont fabriquées en métal et recouvertes de résine époxy pour les protéger de la corrosion. Les pales sont en matériaux composites fabriquées par moulage. Ceci permet de réaliser des pièces résistantes à la fatigue et à la corrosion tout en restant légères.

L'énergie cinétique du vent est d'abord transformée en énergie mécanique au niveau des pales. Une force aérodynamique liée à la différence de pression entre les deux faces de la pale fait tourner celle-ci autour de l'axe horizontal et met en mouvement le rotor. Le multiplicateur a le rôle d'une boîte de vitesse qui permet de passer des 5 à 15 tours/minutes de rotation des pales aux 1000 à 2000 tours/minutes requises par le générateur.

Le générateur convertit l'énergie mécanique en énergie électrique à une tension comprise entre 600 V et 1000 V. L'énergie électrique générée a une tension et une fréquence variables, qui dépendent de la rotation des pales et donc de la vitesse du vent. Or le courant du réseau peut avoir seulement deux fréquences (50 Hz ou 60 Hz), et une tension comprise entre 20 kV et 30 kV. Un transformateur et un convertisseur situés au pied de l'éolienne adaptent la tension et la fréquence de l'électricité produite pour être injectée sur le réseau [39].

Potentiel de conversion

Toute exploitation d'énergie consiste à transformer une forme d'énergie primaire en une forme d'énergie transportable et utilisable. C'est lors de ces transformations que la majorité des pertes ont lieu.

Le potentiel de conversion des éoliennes est limité physiquement par la limite de Betz et technologiquement par tous les composants de l'éolienne.

Albert Betz s'est intéressé à la puissance théorique récupérable par un capteur éolien. En utilisant la conservation de la quantité de mouvement de l'air avant et après l'éolienne il a découvert que la puissance maximale absorbée par l'éolienne est de $\frac{16}{27}$ [135] :

$$P_{max} = \frac{16}{27} \times P_{incident} = \frac{16}{27} \times \left(\frac{1}{2}\rho AV^3\right)$$

Avec P_{max} la puissance maximale extraite par l'éolienne, $P_{incident}$ la puissance incidente du vent, A la surface balayée par l'éolienne, V la vitesse nominale du vent et ρ la densité de l'air.

La fraction $\frac{16}{27} = 0,593$ est l'énergie *théoriquement* récupérable. Cette valeur est en réalité atténuée par les potentiels de conversion de chaque organe de l'éolienne (rotor, multiplicateur, générateur, ligne de connexion au réseau). Par convention on prévoit des pertes de 5 % au passage de chaque élément, ce qui équivaut à un potentiel de conversion pour l'ensemble de 81 %. En tenant compte de la limite théorique, le potentiel de conversion final est d'environ 48 %. Pour améliorer le potentiel de conversion on ne peut qu'agir sur les pertes des sous-ensembles de l'éolienne, la limite de Betz étant fixe. On peut chercher à augmenter les potentiels de conversion pour chaque organe ou les supprimer entièrement quand c'est possible (on peut par exemple se passer de multiplicateur dans certains cas) [135].

On utilise le coefficient de puissance C_p pour caractériser le ratio entre la puissance récupérée et l'énergie cinétique du vent des éoliennes :

$$C_p = \frac{P_{éolienne}}{\frac{1}{2}\rho SV^3} \leq \text{Limite de Bretz}$$

où V est la vitesse nominale du vent. La valeur de C_p varie en fonction de V , il est donc nécessaire de tracer les courbes C_p en fonction de la vitesse du vent pour vérifier l'adéquation entre une éolienne et son site. Aujourd'hui, la majorité des éoliennes industrielles fonctionnent avec un coefficient de puissance de 50 %.

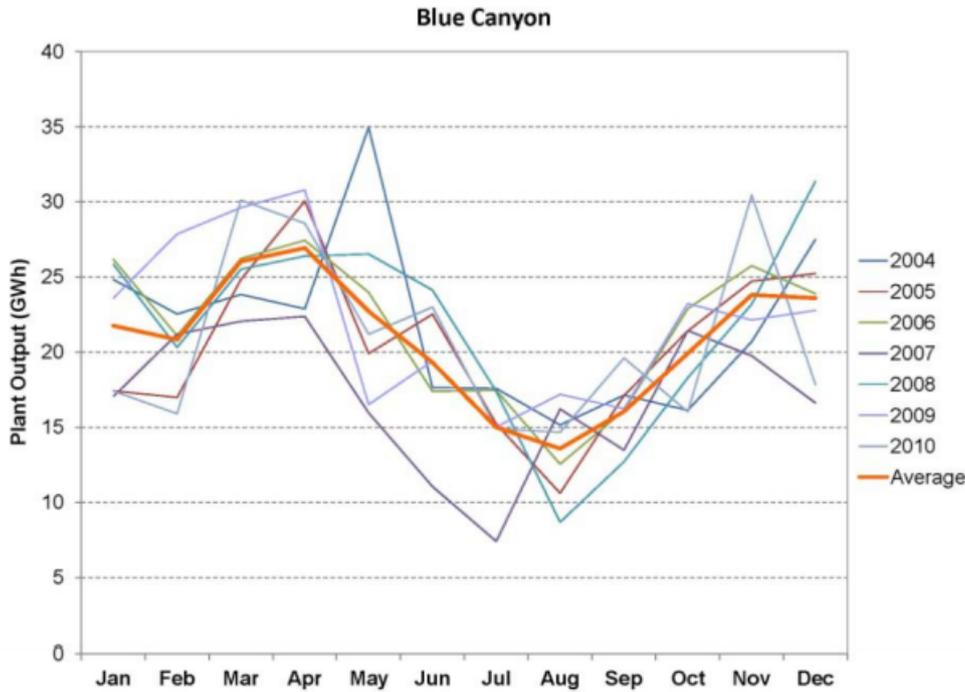


FIGURE 2.3 – Exemple de variation mensuelle de puissance délivrée par le parc éolien de Blue Canyon (USA). Auteur : Y.H.Wan, National Renewable Energy Laboratory

Problème de l'intermittence

Comme pour de nombreuses sources d'énergie renouvelable, l'intermittence et les aléas du vent posent un réel défi pour alimenter le réseau en électricité. Les éoliennes peuvent produire de l'électricité pour des vitesses de vent comprises entre 3 m/s et 25 m/s. Au delà de ces vitesses le vent risque d'endommager l'éolienne. L'orientation des pales est modulable pour ne pas subir les vents violents.

Le facteur de charge est un indicateur de la rentabilité d'une installation électrique. C'est le rapport entre l'énergie produite au cours d'un laps de temps donné et l'énergie qu'elle aurait produite si elle fonctionnait à puissance nominale pendant cette période. Celui-ci varie en fonction de la source d'énergie, et reflète l'intermittence d'une source. Le facteur de charge de l'éolien était en moyenne de 22 % pour les éoliennes terrestres à l'échelle mondiale en 2018, tandis que pour les centrales nucléaires le facteur est autour de 75 % [81].

Le réseau doit assurer l'équilibre permanent entre l'offre et la demande d'énergie électrique. Or la production d'électricité peut varier de 0 à 100 % de la capacité nominale de l'éolienne en quelques jours en fonction du vent et varie en fonction de la saison (cf. Figure 2.3) et au cours d'une même journée (cf. Figure 2.4). L'intégration de l'énergie éolienne à grande échelle va donc nécessiter le développement des technologies de stockage et d'adapter le réseau de distribution.

2.1.2 Éoliennes terrestres

Les éoliennes terrestres sont la technologie la plus mature et la plus répandue du secteur éolien. La capacité de production par éolienne a été multipliée en moyenne par un facteur 20 depuis 1990. La capacité mondiale installée a doublé entre 2012 et 2018, et s'élève aujourd'hui à plus de 570 GW, soit 3 % de la production mondiale d'électricité. D'après le comité mondial pour l'énergie éolien (Global Wind Energy Council), ce chiffre est susceptible d'augmenter de 50 GW par an jusqu'en 2023 [55].

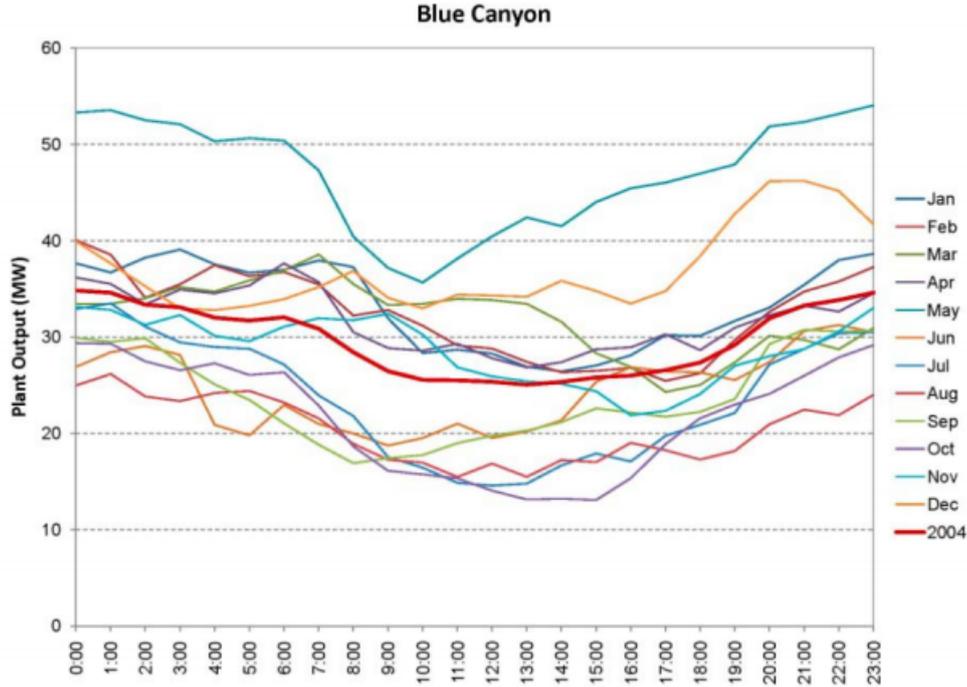


FIGURE 2.4 – Exemple de variation journalière de puissance délivrée par le parc éolien de Blue Canyon (USA) , Auteur : Y.H.Wan, National Renewable Energy Laboratory

Une éolienne terrestre mesure entre 120 m et 155 m de haut, a un diamètre de rotor qui s'étend de 80 m à 110 m et une capacité de production comprise entre 1,8 MW et 3 MW [44]. Les éoliennes sont regroupées dans des parcs éoliens dont la capacité cumulée est comprise entre 5 MW et 300 MW (moyenne de 10 MW en France). Une éolienne de 2 MW peut subvenir aux besoins en électricité d'environ 900 foyers français, soit 2000 personnes [39].

Évolution de la technologie

Les pistes d'évolution pour l'éolien terrestre est de réaliser des éoliennes de plus en plus hautes et avec des pales plus grandes. En effet, la vitesse du vent augmente avec l'altitude majoritairement dû aux frottements plus faibles en s'éloignant du sol et des bâtiments. Lorsque l'altitude double, la vitesse du vent augmente de 15 % en plaine et de 26 % en ville [90]. Augmenter la hauteur des éoliennes se présente donc comme un moyen simple d'augmenter la capacité de production.

Le projet de recherche et développement européen UpWind (2006 à 2011) a révélé qu'augmenter la taille des éoliennes présente des limites. En partant d'une éolienne 5 MW ils ont augmenté les dimensions pour arriver à un prototype d'éolienne de capacité 20 MW, qui mesure plus de 200 m avec une envergure de 120 m, pour 888 t ! Ce design d'éolienne est quasiment impossible à fabriquer, et pose de nombreux problèmes de dimensions des structures de transport, de stockage et d'installation. Il ne s'agit donc pas seulement de faire "*plus grand*" mais surtout d'améliorer le modèle existant pour faire mieux.

UpWind s'est alors intéressé aux matériaux utilisés pour les pales pour les rendre plus légères et plus rigides, et améliorer leur aérodynamisme et aéroélasticité. Ceci permet de réduire la charge de fatigue et avoir un meilleur ratio poids-puissance. Ils ont également cherché à rendre les pales démontables pour faciliter le transport sans perdre les propriétés mécaniques des pièces. Ils ont développé un système de contrôle angulaire des pales et du rotor pour adapter en continu les éoliennes aux conditions du site [3]. Ces travaux n'ont pas abouti en une éolienne de 20 MW, mais

les recherches effectuées ont permis à différents groupes, comme GE Wind, Siemens et Vestas d'améliorer leurs technologies et notamment d'augmenter la capacité des éoliennes maritimes ("off-shore").

2.1.3 Éoliennes maritimes

Un vent plus fort et plus régulier aux larges des côtes font des éoliennes en mer une perspective intéressante pour augmenter la production d'électricité à partir du vent. À puissance égale, une éolienne placée en mer produit en moyenne 1,6 fois plus d'électricité que si elle était placée sur terre. Les éoliennes en mer, dites *off-shore*, représentent 4 % de la capacité de production d'électricité éolien dans le monde, avec une capacité cumulative de 23 GW en 2018 [55].

Le premier parc éolien en mer a vu le jour dans les années 1990 au Danemark. La technologie a commencé à se développer à partir des années 2010 dans la mer du Nord (Belgique, Pays-Bas, Allemagne, Danemark) et sur le littoral Britannique. Aujourd'hui, le Royaume-Uni possède le plus grand parc d'éoliens off-shore, le London Array. Ce parc de 175 éoliennes avec une capacité de 630 MW produit 2 TWh par an d'électricité soit l'équivalent des besoins de plus de 500 000 foyers [100]. La plupart des mégalo-poles mondiales se situent en bord de mer et pourraient, comme Londres, bénéficier d'un parc éolien en dehors des terres pour l'approvisionnement en énergie, et ce en réduisant la distance de distribution.

Caractéristiques

Les éoliennes maritimes fonctionnent comme les éoliennes terrestres mais présentent des particularités liées à leur environnement. Elles sont sujettes aux courants, à la houle et aux vents violents, qui peuvent être imprévisibles. Les matériaux utilisés doivent être anti-corrosifs¹ pour assurer leur pérennité dans le temps et les propriétés mécaniques des structures sont testées dans des conditions différentes que les éoliennes terrestres.

Les fondations et raccordements des éoliennes off-shore présentent un défi particulier : elles sont placées en moyenne à 41 km des côtes à une profondeur moyenne de 27,5 m. On distingue deux types de fondations : les éoliennes posées en mer ou les éoliennes flottantes (cf. Figure 2.5). Ces dernières sont positionnées sur des fondations flottantes ancrées à l'aide de câbles. Il est alors plus facile et moins coûteux en matériaux de fixer des éoliennes à des profondeurs de mer élevées.

Elles sont généralement plus grandes que les éoliennes terrestres (proche de 150 m de hauteur) avec des puissances nominales allant jusqu'à 8 MW. La régularité des vents élevés se traduit sur le facteur de charge, qui est de 36 % pour les éoliennes off-shore, soit 14 points de plus que les éoliennes terrestres.

Innovations en cours

Les éoliennes les plus grandes et les plus puissantes à ce jour sont au nombre de trois et implantées dans des mers Danoises depuis 2016. Ce sont des éoliennes GE-LM-88.4P installées par la compagnie américaine General Electronics Renewable Energy. Les pales ont été conçues et fabriquées par LM Wind Power et sont les pales les plus longues en fonctionnement, mesurant 88 m de long (cf. Figure 2.6). Chacune de ces éoliennes génère 8 MW [107].

En 2019, GE Renewable Energy a développé une nouvelle éolienne, appelée Haliade-X, avec des pales d'une taille record de 107 m de long. Cette éolienne d'une hauteur de 260 m aura une capacité de 12 MW et pourrait produire jusqu'à 67 GWh/an. Installée au Royaume-Uni, cette éolienne devrait fonctionner à partir de 2021 [51] [99].

1. pour plus d'informations voir nessieproject.com

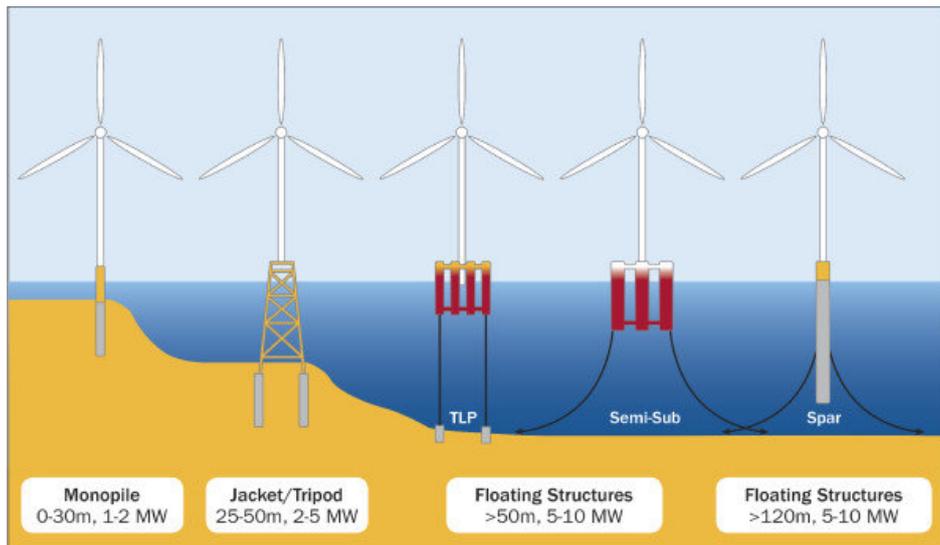


FIGURE 2.5 – Types de fondations pour des éoliennes off-shore (source European Wind Energy).



FIGURE 2.6 – Photographie du transport d'une pale LM.88.4P (source : LM Wind Power).

2.1.4 Impacts environnementaux et analyse de cycle de vie des éoliennes haute puissance

Bien que les éoliennes n'émettent pas de CO_2 à l'exploitation, il faut se poser la question des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie de l'éolienne. Ceci se fait en tenant compte des étapes d'extraction de matière première, de fabrication, de transport, d'assemblage, d'utilisation, de désassemblage et la gestion de fin de vie des pièces.

D'après le rapport de l'ADEME de 2015 sur les impacts environnementaux de l'éolien français [58], la quantité de gaz à effet de serre émise pour 1 kWh d'électricité produite est de 12,72 g eq CO_2 pour les éoliennes terrestres et 14,75 g eq CO_2 pour les éoliennes off-shore². Les émissions par étape du cycle de vie pour les deux types d'éoliennes sont explicitées dans la table 2.1 [58]. 60 % de ces émissions ont lieu pendant la fabrication des composants. En effet, l'acier (utilisé pour les pales, le rotor et le mât) et le béton (utilisé pour les fondations) sont deux matériaux à fort taux d'émission carbone : 2 tonnes de CO_2 sont rejetés par tonne d'acier produit et 900 kg par tonne de ciment. À titre de comparaison, le bois d'oeuvre émet 36,6 kg d'équivalent CO_2 par tonne.

Les étapes d'assemblage et de désassemblage tiennent compte des émissions des machines servant à la construction et au démantèlement des éoliennes. Les émissions liées à l'utilisation proviennent des véhicules et autres moyens de maintenance. La valeur négative pour la fin de vie provient du recyclage et la revalorisation de l'acier et du ciment après démantèlement. 90 % de la masse des éoliennes est aujourd'hui recyclable, mais des difficultés persistent pour le recyclage des pales en fibres de verre. Le recyclage de la fibre de verre est passé du stade de développement en laboratoire à la commercialisation depuis peu avec l'entreprise américaine Global Fiberglass Solutions [48]. Les pales sont broyées puis réutilisées pour fabriquer des dalles de sol, des glissières de sécurité, des plaques d'égouts, des meubles ou encore des panneaux pour le bâtiment [86]. Cette pratique est aujourd'hui peu développée car il est moins coûteux d'utiliser la fibre de verre broyée en tant que combustible plutôt que de la transformer en un nouveau produit composite. Il existe un meilleur marché pour la fibre de carbone mais ce matériaux est plus cher à l'achat, et de ce fait moins utilisé. De plus le carbone est très énergivore à recycler [141].

L'éolien se place au 3^{ème} rang des sources d'énergies à faible taux d'émissions, derrière l'hydraulique et l'énergie de l'océan. Le nucléaire émet environ 12 g eq CO_2 /kWh, le photovoltaïque 48 g eq CO_2 /kWh et le charbon 820 g eq CO_2 /kWh [59].

Un second indicateur pour l'analyse des impacts environnementaux présenté par l'ADEME est la demande cumulée d'énergie non renouvelable au cours de la vie de l'éolienne. Celle-ci englobe toutes les sources d'énergies épuisables à l'échelle humaine. Elle est respectivement estimée à 0,053 kWh et 0,061 kWh par kWh produite pour les éoliennes terrestres et les éoliennes off-shore. De même que pour les émissions de gaz à effet de serre, cette énergie est principalement utilisée lors de la construction des composants, qui nécessite du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium (production d'acier).

Le retour énergétique est le ratio entre l'énergie cumulée utilisé pour la fabrication de l'éolienne et l'énergie qu'elle produit au cours d'un mois. Le retour énergétique s'élève à 12 mois pour une éolienne terrestre et 14 mois pour une éolienne maritime. Ces calculs ont été réalisés en prenant un facteur de charge de 19 % et une durée de vie des structures de 20 ans [58].

Les éoliennes doivent être espacées au minimum de 3 à 6 fois le diamètre de leur rotor en fonction de la direction du vent. L'emprise au sol des éoliennes terrestres est alors de l'ordre de 5 MW à 10 MW par km². Cependant la structure de l'éolienne, les routes d'accès et autres installations nécessaires au parc éolien représentent au maximum 5 % de cette surface : il faut alors seulement 50 m² pour une capacité d'environ 5 MW. Le reste de la surface peut être utilisé pour de l'agriculture ou de l'élevage. Il est impossible de construire des habitations ou bâtiments

2. L'"équivalent CO_2 " est une unité utilisé par le GIEC pour convertir les gaz à effet de serre en CO_2

Étape	Fabrication	Fret	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fin de vie
Émissions éolienne terrestre (CO ₂ eq/kWh)	11,34	0,87	0,68	1,87	0,67	-2,27
Émissions éolienne off-shore (CO ₂ eq/kWh)	10,39	0,19	3,2	1,67	3,2	-4,4

TABLE 2.1 – Émissions de gaz à effet de serre pendant les différentes étapes du cycle de vie des éoliennes terrestres et off-shore. Source : ADEME [58]

tertiaires sur cette surface. Il faut également prendre en considération le trafic aérien, en évitant de positionner des éoliennes sur des lignes d’approche d’aéroports, et le trafic marin pour les éoliennes off-shore, lors des études de projet [39].

2.1.5 Limites et freins au développement de l’énergie éolienne

Les freins au développement des énergies éoliennes sont économiques, techniques et sociétaux.

L’investissement financier pour installer un parc éolien est de l’ordre de 1 600 k€/MW, comprenant la fabrication des composants, les fondations, les routes d’accès et le transport. Ceci demande donc un investissement à grande échelle, de la part des gouvernements et/ou du public. Ce coût d’investissement représente près des trois quarts du coût de production de l’électricité éolienne. Le coût de production est en moyenne de 85 €/MWh pour les éoliennes terrestres et varie du simple au double en fonction de la durée annuelle de fonctionnement [137].

Le TRI projet³ après impôts d’un parc éolien dépend fortement de la productivité de celui-ci. Pour qu’un projet augmente la valeur d’une entreprise le TRI doit être supérieur au Coût Moyen Pondéré du Capital⁴ (CMPC). La Commission de Régulation des Énergies (CRN) a placé le CMPC pour un projet éolien à 5 %. Pour qu’un parc éolien ait un taux de rentabilité supérieur à 5 %, il doit fonctionner plus de 2000 h/an (c’est-à-dire plus de 5 h 30 par jour). Un parc fonctionnant entre 3500 h/an et 4000 h/an peut apporter une rentabilité de l’ordre de 12 % [137]. Le risque de l’investissement dans les énergies éoliennes est alors plus élevé que pour les énergies fossiles : la rentabilité dépend fortement des prévisions réalisées par les experts en amont du projet concernant le potentiel d’heures de fonctionnement annuel du parc.

Les groupes fabricants d’éoliennes, comme Enercon, Siemens, Vestas et General Electricity cherchent à réduire les coûts de production en faisant évoluer les process et les matériaux utilisés, et à augmenter la rentabilité en augmentant la productivité des machines (éoliennes plus puissantes et mieux optimisées).

D’un point de vue technologique, le problème majeur à résoudre est l’intégration de l’électricité éolienne à grande échelle sur le réseau. À nouveau l’intermittence non contrôlable et peu prédictible du vent est une contrainte importante. Aujourd’hui, lorsqu’un parc est en période de production creuse, le manque d’énergie est compensé par une énergie non-intermittente comme le nucléaire ou les énergies fossiles. Pour lever la dépendance vis-à-vis de ces énergies pour gérer l’intermittence, il faudrait développer des moyens de stockage de l’énergie éolienne en période de pic qui puisse être injecté dans le réseau en période creuse. Le développement des Smart Grid⁵ est en plein essor avec pour objectif d’augmenter l’efficacité de l’utilisation et la distri-

3. Taux de rentabilité interne, permet d’évaluer le taux de rentabilité interne d’un projet, sans tenir compte des sources de financement. Le taux de rentabilité est le ratio entre le profit dégagé par un projet et les capitaux investis.

4. Le coût moyen pondéré du capital (CMPC), ou weighted average cost of capital (WACC) en anglais, est un indicateur économique, représentant le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour de leur investissement. Le CMPC mesure la capacité de l’entité économique (entreprise) de valoriser les capitaux (propres) qui lui ont été confiés par les actionnaires et investisseurs. Source : Wikipédia

5. "réseau intelligent" en français

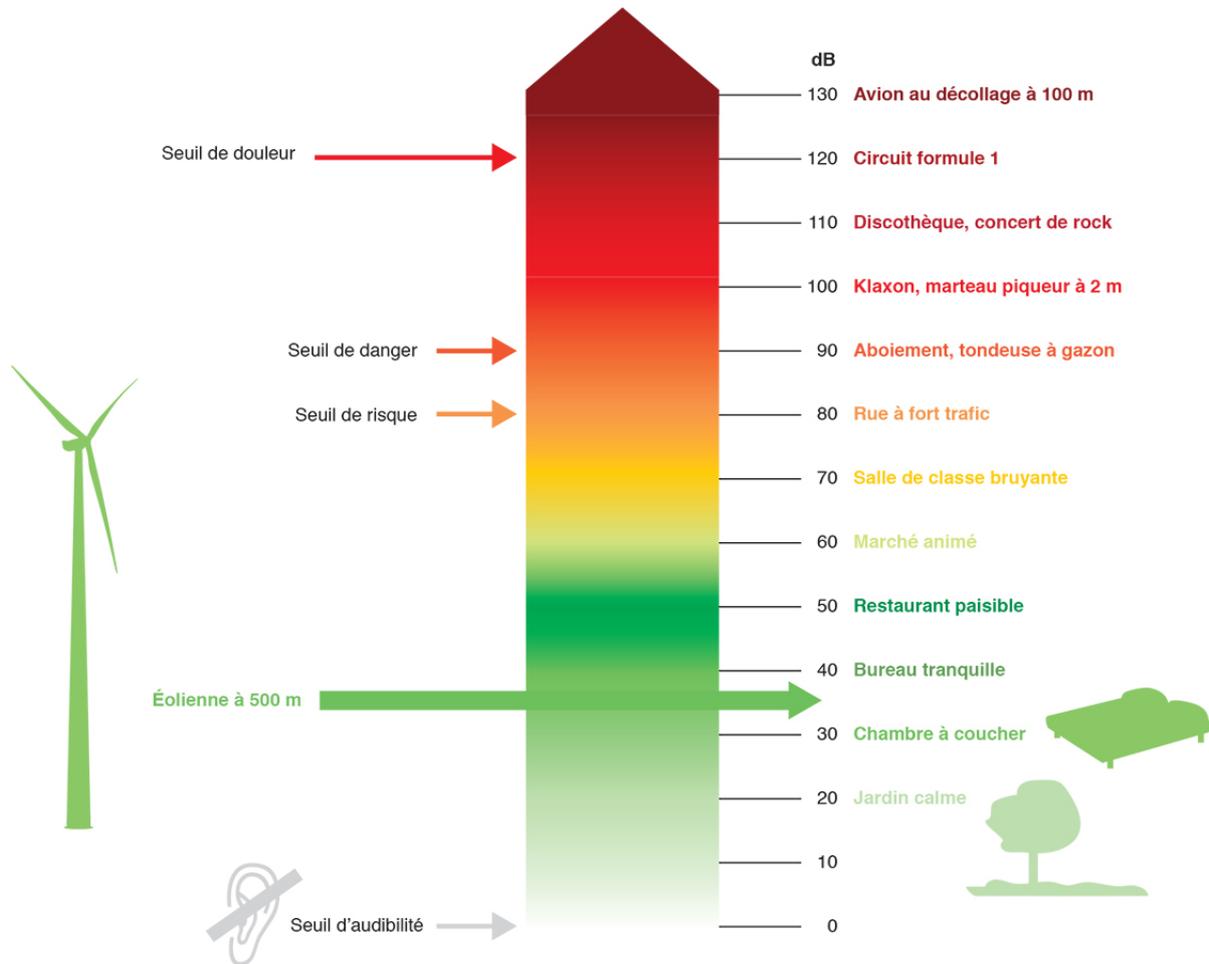


FIGURE 2.7 – L'éolien sur une échelle sonore (source Observ'ER d'après Bruitparif).

bution des ressources énergétiques renouvelables en utilisant les technologies d'information et de communication [168]. En jonglant entre les différentes ressources au bon moment, il pourrait ainsi être possible de répondre à la demande d'énergie en continue avec des sources d'énergie intermittentes.

L'installation d'éoliennes à grande échelle pose certains problèmes sociétaux et environnementaux. De part leur taille, les éoliennes sont souvent accusées d'obstruer les paysages, d'interférer avec les ondes radars et de télécommunication et de présenter un danger pour la faune. Les effets sur la santé humaine à prendre en considération sont les troubles du sommeil liés aux bruits répétitifs ainsi que l'anxiété et autres maladies psychologiques liées aux ombres en mouvement et aux scintillements. Les oiseaux et chauves-souris sont au cœur des préoccupations des environnementalistes : ils redoutent les morts par collision avec les pales et les perturbations que les éoliennes auront sur les trajectoires de migration des animaux. Cependant il a été démontré que le nombre d'oiseaux tués par les pales est minime face aux risques de collisions avec des bâtiments et autres grandes structures [75]. De la même manière, le bruit d'un parc éolien à une distance de 500 m ne dépasse pas 35 dB, ce qui correspond au bruit perçu dans un bureau tranquille⁶ (cf. Figure 2.7).

6. réglementation ICPE du 26 août 2011

2.2 Le petit éolien

Le petit éolien regroupe toutes les technologies qui convertissent le vent en énergie mécanique puis électrique, destinés à usage domestique ou localisé. Elles peuvent être raccordées ou non au réseau de distribution. Elles ont des capacités inférieures à 36 kW et ne doivent pas balayer une surface supérieure à 200 m².

Ces éoliennes peuvent être utilisées sur un site isolé, non raccordé au réseau avec une batterie de stockage, ou être rattachées au réseau avec l'injection de surplus ou l'injection totale de l'électricité produite.

Trois types d'aérogénérateur dominent le marché actuellement [157] :

- les éoliennes à axe horizontal sont les plus répandues et les plus rentables économiquement. Elles ressemblent à des versions miniatures des éoliennes de haute puissance et nécessitent un dispositif d'orientation de la nacelle pour suivre la direction du vent (cf. Figure 2.8).
- les éoliennes à axe vertical sont toujours bien positionnées par rapport au vent, sont moins bruyantes et plus faciles à maintenir car la génératrice se trouve au sol. Elles sont cependant moins puissantes que les éoliennes à axe horizontal, avec une capacité maximale de 6 kW (cf. Figure 2.9).
- les turboliennes sont plus performantes et moins encombrantes que les autres éoliennes. Elles sont composées de deux hélices qui tournent en sens opposé pour multiplier la production d'énergie. Elles peuvent être placées à seulement une dizaine de mètres du sol (cf. Figure 2.10).



FIGURE 2.8 – Eolienne à axe horizontal. Source : energies-nouvelles.net



FIGURE 2.9 – Eolienne à axe verticale de technologie Darrieus VisionAir5 3.2 kW de l'entreprise V-Air. Source : Enerlice



FIGURE 2.10 – Turbolienne Source : energies-nouvelles.net

Ces éoliennes mesurent entre 3 m et 30 m de haut, ce qui est très faible par rapport aux éoliennes de haute puissance. De plus, la réglementation en France obligeant la possession d'un permis de construire pour des éoliennes supérieures à 12 m de haut, incite les particuliers à limiter la hauteur des installations, réduisant ainsi la production d'énergie.

De part leur faible hauteur, leur faible capacité et la difficulté d'évaluer avec précision la ressource en vent chez les particuliers, le développement des éoliennes individuelles représente un faible enjeu énergétique à l'échelle nationale ou mondiale. En 2011, la production mondiale du petit éolien s'est élevée à 576 MW soit seulement 0,24 % de la production globale d'énergie éolienne.

Dans un rapport sur le petit éolien [5], l'ADEME conclut que

"même si l'enjeu énergétique de la diffusion du petit éolien est dans un premier temps bien moindre que celle du grand éolien, les modalités de déploiement du petit

éolien peuvent avoir un impact important en termes d'image sur l'ensemble de la filière éolienne."

Ils postulent également qu'il est judicieux de privilégier les installations pour des professionnels (industrie, agriculture ou tertiaire) en zone rurale, et éviter que les particuliers installent des éoliennes peu productives sur leurs terrains trop abrités du vent.

Certains aérogénérateurs peuvent présenter une solution aux besoins énergétiques d'urgence, en cas de catastrophes naturels par exemple. L'entreprise Altaeros est en train de développer une turbine aéroportée (Buoyant Airbourne Turbine - BAT), qui consiste à faire flotter une turbine à axe horizontale à 600 m d'altitude grâce à une réserve de flottabilité remplie d'hélium (cf. Figure 2.11). À ces altitudes, le vent est plus puissant et la turbine peut générer deux fois plus d'électricité que si elle était posée au sol. Des câbles robustes fixent la turbine au sol et permettent d'acheminer l'électricité.



FIGURE 2.11 – Altaeros Buoyant Airbourne Turbine (Source : researchgate.net)

Leur prototype mesure 15 m par 15 m et permettrait de subvenir aux besoins énergétiques de 12 foyers américains. Il doit être léger, rapidement déployable et automatisé pour pouvoir être mis en fonctionnement en moins de 24 h en cas de besoin d'urgence [7].

2.3 Récolte du vent à petite échelle : technologies en développement

De nombreux laboratoires de recherche pour les énergies renouvelables développent de nouvelles façons d'utiliser l'énergie cinétique du vent, autrement que par le biais d'énergie mécanique. Ces technologies reposent sur les propriétés électriques des matériaux.

2.3.1 Pelouse de nanogénérateurs

Des chercheurs de la Fondation Nationale des Sciences Naturelles de Chine ont travaillé sur des nanogénérateurs triboélectriques. Des lamelles polymères forment une pelouse, qui, en oscillant avec le vent entrent en contact et se séparent, échantent des électrons et créent un courant électrique. Les lamelles mesurent 2 cm de largeur et 10 cm de longueur et ont une capacité de 5,5 mW sous un vent de 27 m/s. Ils estiment qu'une pelouse de 300 m² avec 10 couches de lamelles sur un toit de maison pourrait produire jusqu'à 7,11 kW d'électricité [174]. Or il est très rare d'atteindre la vitesse de vent nécessaire pour produire ces quantités d'électricité. Sans résultats supplémentaires sur la capacité de la pelouse pour des vents compris entre 3 et 15 m/s il semble

impossible de conclure sur la rentabilité énergétique et les possibilités de déploiement futur de ce dispositif.

2.3.2 Générateurs diélectriques élastomères

D'autres recherches ont lieu sur des techniques de récolte de l'énergie du vent à partir d'élastomères diélectriques. Un film élastique recouvert d'une couche conductrice se comporte comme une capacité. Lorsque les vibrations du vent déforment le film initialement chargé, les charges se rapprochent, augmentant l'énergie électrique en surface de l'électrode et produisant un courant lorsque la contrainte est relâchée. Les résultats de cette recherche mènent à une capacité de $3,8 \mu\text{W}/\text{mm}^3$ [84]. Sans vision sur la capacité à grande échelle de cette technologie et sur l'analyse du cycle de vie, il semble impossible de prétendre que celle-ci jouera un rôle dans l'exploitation de l'énergie du vent à grande échelle à l'avenir.

2.4 Perspectives d'avenir pour l'utilisation de l'énergie du vent

L'énergie éolienne est une des sources d'énergie renouvelables les plus propres en termes d'émissions carbone. L'utilisation d'éoliennes off-shore est aujourd'hui sous-développée et semble très prometteuse pour augmenter la part de l'énergie éolienne dans le monde. La puissance de ces éoliennes et le prix de leur électricité qui décroît en continu, devront faire de cette source d'énergie un concurrent pour les énergies fossiles.

Aujourd'hui, la majorité de l'électricité éolienne mondiale est produite aux États-Unis, en Chine et en Allemagne. Les installations éoliennes sont quasiment inexistantes dans les pays du sud-est de l'Asie et d'Afrique. Les coûts de fabrication devront continuer à décroître pour que l'éolien puisse concurrencer les sources d'énergies fossiles et devenir une solution énergétique dans les pays en développement [55]. L'énergie éolienne paraît aussi être une solution pour l'approvisionnement en énergie de sites ruraux isolés, à condition de trouver un moyen efficace de stockage.

Le développement de l'éolien à grande échelle va entraîner des besoins importants en matière de réseau de distribution électrique (SmartGrid), de stockage et de gestion de l'intermittence. Beaucoup de recherches et développements sont en cours dans ces domaines [172].

Diminuer l'impact environnemental des éoliennes est également nécessaire pour développer à plus grande échelle cette technologie. 90 % de la masse totale de l'éolienne est aujourd'hui recyclable. Les parties non recyclables sont les pales en fibres de verre. L'entreprise CANOE en partenariat avec l'institut de recherche Adera ont commencé en 2014 le projet Effiwind qui consiste à développer des pales en résine acrylique thermoplastique. Ces pales seront plus légères, plus résistantes à la fatigue, réparables et recyclables. Ce genre d'innovation est à la clé de la réduction des déchets éoliens [34].

D'après le rapport du GIEC d'août 2019, pour atteindre les objectifs limitant le réchauffement climatique à $1,5 \text{ }^\circ\text{C}$ d'ici 2050, les énergies éoliennes et solaires devront représenter 20 % du mix énergétique mondial. Aujourd'hui, la part de l'éolien dans la production mondiale d'électricité est inférieure à 4 % : il faut augmenter la capacité éolienne mondiale et développer des technologies plus propres, plus efficaces et moins chères pour atteindre les objectifs proposés par le GIEC.

Chapitre 3

Énergie hydraulique

L'énergie hydraulique consiste à exploiter la force de gravitation qui s'exerce sur l'eau en altitude quand celle-ci rejoint la mer. Lorsque l'eau perd de l'énergie potentielle, celle-ci met en rotation une turbine qui fait tourner un générateur pour produire de l'électricité.

L'énergie hydraulique repose sur le cycle de l'eau sur Terre. 50 % des radiations solaires reçues sur Terre servent à l'évaporation de l'eau au niveau des rivières, lacs et océans. La vapeur d'eau est condensée en altitude et forme des nuages. L'eau est ensuite libérée sous forme de précipitations (pluie et neige), dont 22 % tombent sur la Terre et 78 % dans les océans [138]. Les précipitations tombées sur la Terre sont acheminées vers les océans via les ruisseaux et rivières, et le cycle d'évaporation recommence (cf. Figure 3.1). C'est la perte d'énergie potentielle au cours du ruissellement de l'eau en altitude vers les océans qui est exploitée par les centrales hydroélectriques.

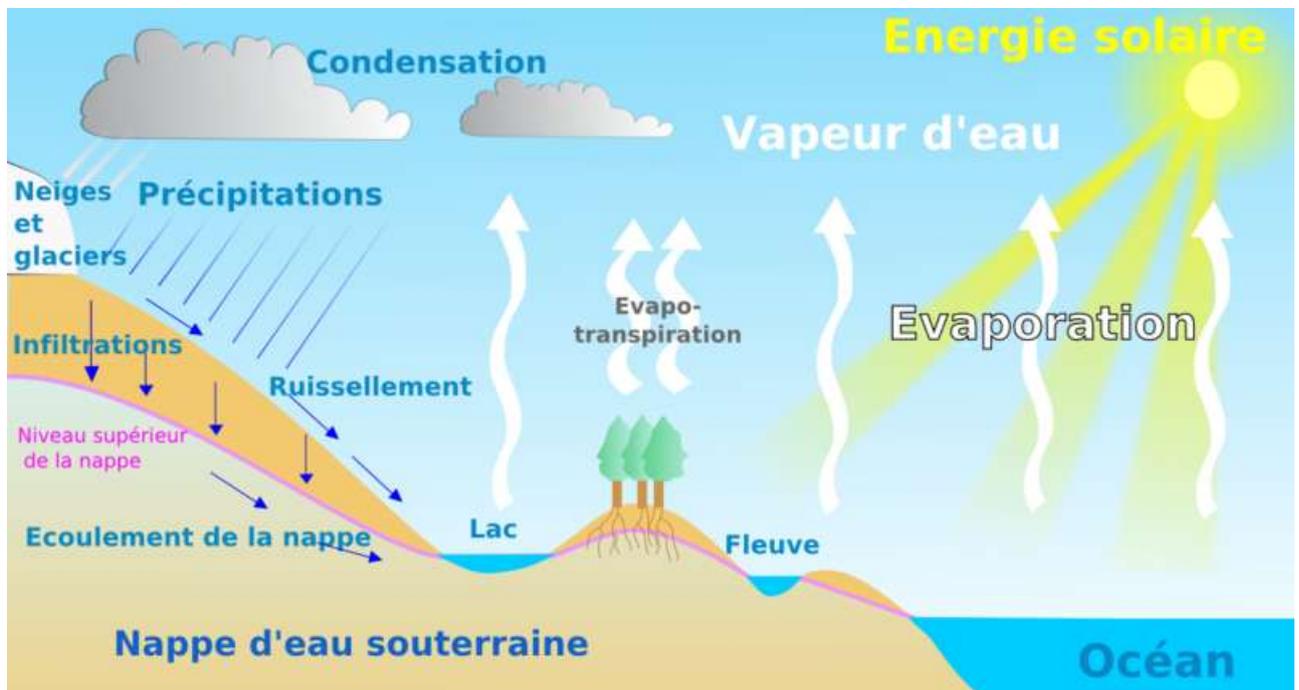


FIGURE 3.1 – Schéma du cycle de l'eau, Source : Toony, Wikimedia CC

L'énergie hydraulique est utilisée sous forme mécanique depuis l'antiquité, sous forme de moulin à eau, pour moudre le grain. La première centrale de production électrique à partir de force hydraulique est apparue en 1870 en Angleterre [138]. En 2017, les centrales hydrauliques à travers le monde ont produit 4 185 TWh d'électricité, ce qui a permis de subvenir aux besoins

en électricité d'un milliard de personnes. Cette production correspond à 16,4 % de la production mondiale d'électricité en 2017 et plus des deux tiers de la production d'électricité renouvelable. En Europe en 2017 la production annuelle était de 600 TWh et en France elle était de 53 TWh [2].

Les centrales hydroélectriques peuvent être de taille et de technologies variables. Elles peuvent ainsi répondre aux besoins urbains en injectant l'électricité produite dans le réseau centralisé ou répondre aux besoins de communautés rurales isolées avec une consommation locale de l'électricité. Les installations ont souvent de multiples objectifs. Elles servent non seulement à produire de l'électricité mais également à gérer les ressources en eau, prévenir les sécheresses et les inondations et favoriser la pêche, le tourisme et la navigation sur les cours d'eau.

3.1 Les différentes centrales hydroélectriques

Il existe 4 types de centrales hydroélectriques actuellement installées :

- les centrales au fil de l'eau,
- les centrales avec une retenue d'eau,
- les centrales à hydroliennes,
- les stations de transfert d'énergie par pompage ¹.

3.1.1 Au fil de l'eau

Les centrales hydroélectriques au fil de l'eau utilisent le courant naturel de la rivière pour alimenter les turbines. Il n'y a pas de retenue d'eau. La production électrique dépend alors fortement du niveau d'eau de la rivière qui peut fluctuer sur la journée, le mois et la saison. La production est la plus élevée pendant la période de fonte des neiges. Dans ces centrales, il est souvent possible de stocker de l'eau sur quelques heures pour palier à des variations soudaines des niveaux d'eau. Les turbines de ces centrales sont optimisées selon le débit de la rivière. Les centrales au fil de l'eau diffèrent par le type de turbine utilisé : les turbines verticales appelées "*Kaplan*" et les turbines horizontales dites "*Bulbe*", illustrées respectivement dans les figures 3.2 et 3.3. Les turbines horizontales nécessitent des infrastructures plus petites et ont une meilleure performance que les turbines verticales [49].

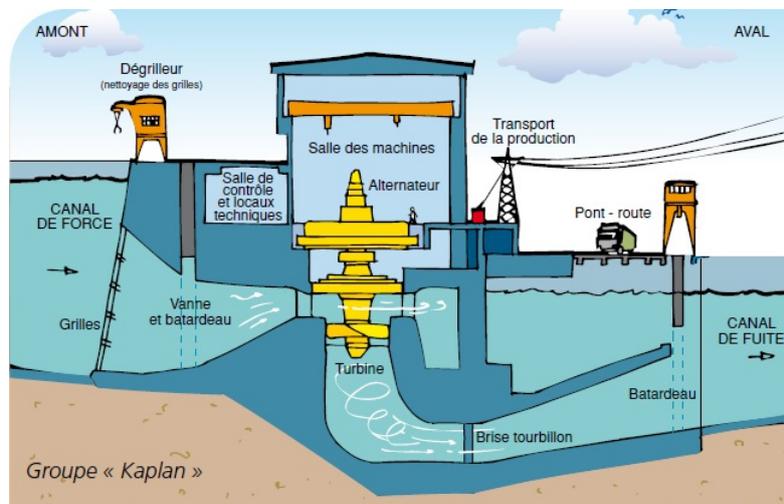


FIGURE 3.2 – Schéma d'une centrale au fil de l'eau avec un groupe Kaplan. (Source : edf [49])

1. Ces centrales sont des moyens de stockage et non de production d'énergie.

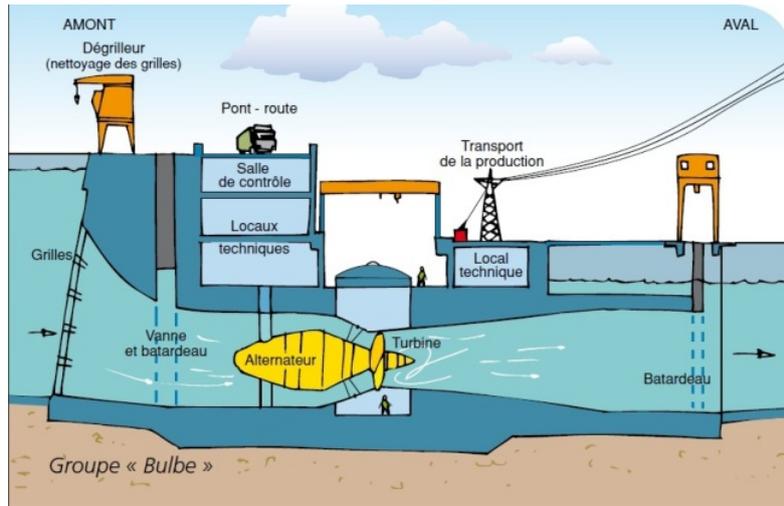


FIGURE 3.3 – Schéma d'une centrale au fil de l'eau avec un groupe Bulbe. (Source : edf [49])

Il existe plus de 2000 centrales de ce type en France, qui permettent de produire annuellement 37 TWh. Cette quantité d'électricité correspond à plus de la moitié de la production française hydroélectrique totale [30]. Les centrales peuvent être construites directement sur le cours d'eau naturel ou sur un bras dévié de la rivière.



FIGURE 3.4 – Photographie de la centrale au fil de l'eau de Kembs en Alsace. (Source : aufildu-rhin.com)

Ces centrales ont l'avantage d'être moins coûteuses que les centrales à réservoir, sont plus facilement installables et engendrent moins d'émissions de CO_2 [138].

3.1.2 Centrale avec retenue d'eau

Les centrales hydroélectriques de lac (ou d'écluse ou gravitaire) fonctionnent à partir d'une retenue d'eau. L'eau est stockée dans un réservoir qui est souvent un lac artificiel, créé sur le cours d'eau à l'aide d'un barrage. Ces installations sont principalement situées en moyenne et

haute montagne. Ces centrales ont une faible dépendance au débit de la rivière : le stockage dans les lacs peut se faire sur de longues durées (stockage saisonnier) et l'eau est libérée en fonction de la demande en électricité. Les vannes du barrage s'ouvrent et l'eau circule dans une conduite forcée pour alimenter une turbine et générer de l'électricité (cf. Figure 3.5).

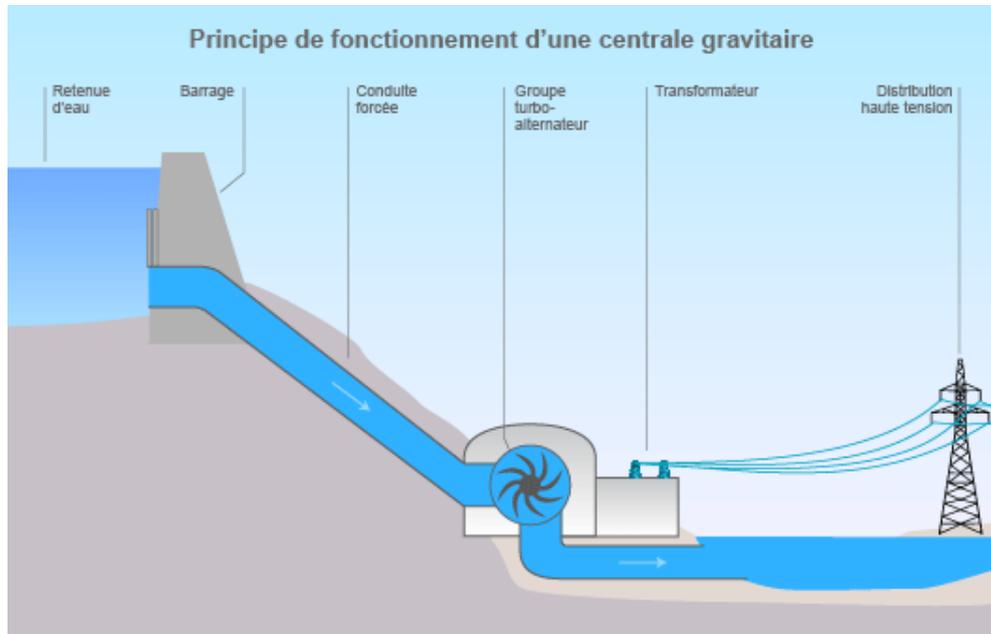


FIGURE 3.5 – Principe de fonctionnement d'une centrale gravitaire. (Source : connaissances-energies.org)

Plus la hauteur de la chute est importante et plus le débit est élevé, plus la puissance de la centrale est grande. En moyenne montagne les hauteurs de chute des centrales sont comprises entre 30 m et 200 m, en haute montagne elles peuvent dépasser 200 m.

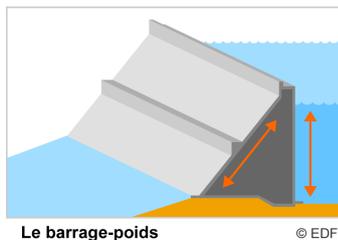


FIGURE 3.6 – Schéma d'un barrage-poids. Source : EDF [92]

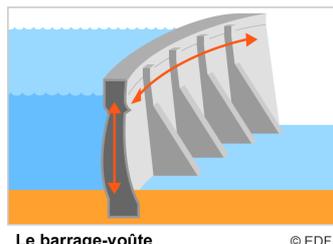


FIGURE 3.7 – Schéma d'un barrage-voûte. Source : EDF [92]

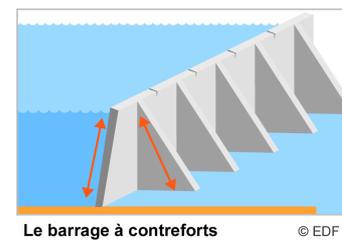


FIGURE 3.8 – Schéma d'un barrage à contreforts, Source : EDF [92]

Il existe trois types de barrages [92] :

- Le barrage-poids retient l'eau en opposant sa masse à l'eau. Il est en béton ou en pierre, est appuyé uniquement sur le sol et présente une inclinaison sur sa face aval. C'est le moins cher et le plus facilement réalisable des barrages mais c'est aussi le plus lourd (cf. Figure 3.6).
- Le barrage-voûte à une forme en courbe et s'appuie sur le sol et les parois rocheuses des rives. La force exercée par l'eau sur la partie courbée est contrée par les rives. Il est souvent utilisé dans des vallées étroites. La voûte peut être soutenue par des contre-forts. Il

nécessite 30 % de moins de béton que le barrage-poids à performance égale mais nécessite des fondations plus solides (cf. Figure 3.7).

- Le barrage à contreforts est composé d'un barrage vertical et de contreforts triangulaires en béton qui le soutiennent. La force exercée par l'eau sur la paroi du barrage est transférée au sol par l'intermédiaire de ces contreforts. C'est également un barrage très léger (cf. Figure 3.8).



FIGURE 3.9 – Photographie de la centrale à lac des Trois Gorges dans la province de Hubei, Chine. Source : total.direct-energie.com.

La plus grande centrale hydroélectrique avec retenue d'eau est le barrage des Trois Gorges. Elle est située en Chine et a une capacité de 22,5 GW. Elle produit 85 TWh d'électricité annuellement (cf. Figure 3.9).

3.1.3 Turbine hydrolienne

Beaucoup de cours d'eau ne présentent pas d'importants dénivelés. Les ruisseaux, les canaux et les rivières peuvent cependant présenter une source d'énergie hydro-cinétique importante. Les hydroliennes fonctionnent comme des éoliennes aquatiques (cf. Figure 3.10), en utilisant l'énergie cinétique des courants pour faire tourner une turbine et générer de l'électricité. Elles sont placées à des profondeurs allant jusqu'à plusieurs mètres dans des rivières ayant une pente comprise entre 0,1 et 1,1 m/km [72].

La capacité théorique des ces éoliennes aquatiques se calcule de la même manière que pour les éoliennes terrestres. La puissance d'un fluide est défini par :

$$P = \frac{1}{2} \times \rho_e \times A \times V_e^3$$

avec ρ_e la densité volumique de l'eau, A la surface balayée par l'éolienne et V_e la vitesse de l'eau.

La densité de l'eau, à température et pression ambiante, est 1000 fois plus élevée que celle de l'air. Ainsi, les flux d'eau ont besoin d'une vitesse 10 fois plus faible que celle de l'air pour générer la même puissance. La puissance transformable dépend directement de la surface sur laquelle elle est récupérée, c'est à dire le diamètre des pales pour une hydrolienne à axe horizontal. C'est à ce niveau que les hydroliennes sont limitées contrairement aux éoliennes classiques : le diamètre des turbines est limité par la profondeur du cours d'eau exploité. En prenant en compte la limite de Bretz (cf. page 16), la capacité d'une turbine de diamètre 1 m est de 0,624 kW dans un courant



FIGURE 3.10 – Photographie de l'installation d'une turbolienne de 5 kW de l'entreprise Smart Hydro Power sur la rivière Isar. Source : Smart Hydro Power, 2011.

de 1,5 m/s. Même avec une vitesse d'eau de 2,5 m/s la capacité ne dépasse pas 3 kW. La capacité dépend quadratiquement du diamètre ce qui permet d'atteindre 289 kW pour un diamètre de 10 m dans un courant de 2,5 m/s [164].

L'installation de ces turbines ne nécessite pas de gros travaux comme la création d'une centrale hydroélectrique à lac et a, par conséquent, un impact environnemental beaucoup plus faible. La production d'électricité est régulière et peut être réalisée proche des zones de demandes, dans des zones rurales isolées par exemple. Cependant, le déploiement de ces technologies est très faible dû au coût important du kWh d'électricité produite (\$ 0,7/kWh dans les installations américaines [164]). Les turbines sont souvent mal adaptées aux conditions d'utilisation : elles sont optimisées pour une vitesse de courant de 3 m/s alors que la majorité des sites d'installation dépassent rarement des vitesses de 1 m/s [72]. Si les coûts des micro-turbines (capacité inférieure à 100 kW) diminuent et si elles sont davantage adaptées aux cours d'eau, celles-ci pourraient contribuer à la sécurité énergétique dans les pays en développement comme l'Inde [70]. À titre d'exemple, en Polynésie Française des micro-turbines ont été installées en dérivation dans des canalisations d'eau potable et produisent 129 MWh/an. Ceci permet de subvenir aux besoins internes de la Société Polynésienne des Eaux [112].

3.1.4 Transfert d'énergie par pompage

Cette technologie n'est pas une source d'énergie renouvelable mais un moyen de stockage de l'énergie. Lorsque l'énergie est peu chère et la demande est faible, l'eau est pompée d'un réservoir inférieur vers un réservoir supérieur. Pendant les périodes de forte demande, quand l'énergie est chère, l'eau est relâchée vers le bassin inférieur pour produire de l'électricité pour le réseau. Ce système consomme de l'énergie.

3.2 Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux

Les impacts environnementaux et le cycle de vie des centrales sont très hétérogènes en fonction du type de centrale et du site d'installation. Même à l'intérieur de la catégorie des centrales à réservoirs les résultats sont très variés en fonction de la forme, de la taille et de la profondeur des réservoirs, de la durée de rétention et de la quantité de sol et de végétation inondée [138]. Le cycle de vie d'une centrale hydroélectrique se décompose en 3 étapes :

1. La construction : production de matériaux, transport et carburants consommés pour réaliser les constructions.
2. L'opération et la maintenance, y compris les impacts de l'eau stagnante des réservoirs.
3. Le démantèlement.

Les impacts de cette dernière étape sont peu recensés car peu de centrales ont été démantelées à ce jour.

3.2.1 Émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre des centrales hydroélectriques font encore débat parmi les scientifiques. Longtemps considérée comme la source d'énergie renouvelable la plus propre en termes d'émissions, il semble aujourd'hui que les centrales hydrauliques à réservoir sont en réalité bien plus émettrices que le photovoltaïque ou l'éolien [159].

Les réservoirs créés pour stocker l'eau en amont des turbines émettent beaucoup de méthane lié à la décomposition des végétaux qui y sont présents. Ils deviennent le lieu de rassemblement de tous les déchets organiques de la vallée autour, recevant les eaux usées domestiques, industrielles et agricoles. Il est donc difficile d'estimer les émissions qui sont liées uniquement à la centrale hydroélectrique sans prendre en compte le flux de carbone terrestre qui s'accumule dans les réservoirs. Il faudrait connaître les émissions avant et après l'installation de la centrale ce qui est très difficile. De plus les émissions fluctuent considérablement selon le site d'installation.

Ceci explique les fortes variations de valeurs présentes dans la littérature. D'après le GIEC [138], la valeur médiane des émissions des centrales hydroélectriques à réservoirs est de 14 g eq CO_2 /kWh, 75 % des cas étudiés sont en dessous de 40 g eq CO_2 /kWh et le maximum d'émission recensé était de 165 g eq CO_2 /kWh.

Les centrales au fil de l'eau, sans retenue d'eau, ont des émissions beaucoup plus prédictibles que les centrales à barrage. La valeur médiane des émissions est de 14 g eq CO_2 /kWh et présente peu de variations [138]. Cette quantité d'émissions place l'énergie hydraulique en deuxième position des sources d'énergie les moins émettrices derrière l'éolien.

3.2.2 Utilisation du sol

Les grandes centrales hydroélectriques avec retenue d'eau ont une capacité surfacique comprise entre 0,5 We/m² et 7 We/m². Le watt électrique correspond à la puissance produite sous forme électrique. En comparaison, l'éolien a une capacité surfacique d'environ 1 We/m² et le solaire de 2 We/m² à 10 We/m². Les énergies fossiles peuvent avoir une capacité dépassant 1 000 We/m² [21].

3.2.3 Impacts sur la biodiversité et le territoire

La modification de l'écoulement d'un cours d'eau par l'installation d'une centrale à réservoir impacte la faune et la flore. Les changements du niveau d'eau, de la température de l'eau, la

vitesse d'écoulement et les obstacles créés par les barrages entraînent des modifications de la biodiversité. Les poissons qui remontent les courants pour atteindre leur lieu de reproduction sont bloqués par les barrages. Ainsi, la population de ces espèces décroît. Ceci se fait au profit des espèces d'eaux calmes qui profitent des aménagements de réservoirs et du ralentissement du cours d'eau. Des échelles à poissons (ou passes à poissons) sont installées pour aider les poissons à contourner un barrage. L'échelle doit être adaptée aux espèces présentes dans chaque rivière, et ne sont pas installables dans le cas des centrales à chute élevée. Les poissons sont également affectés par les centrales en descendant la rivière : ils se blessent ou meurent en passant les turbines [138].



FIGURE 3.11 – Photographie d'une échelle à poisson pour remonter un barrage sur l'Isar en Allemagne. (Source : Wikipedia)

La faune et la flore terrestre sont également impactées par la création de réservoirs d'eau. Au cours de la création du lac artificiel toute la vie terrestre est noyée et est remplacée par un espace aquatique.

La fluctuation du niveau d'eau provoque une érosion des bords des réservoirs et des berges des rivières. Il est nécessaire de contrôler cette érosion pour éviter les glissements de terrains et l'expansion du cours d'eau sur les milieux terrestres. Ceci se fait à travers la restauration des berges, en favorisant la végétation riveraine par exemple. La sédimentation provenant de l'érosion et celle du lit de la rivière est également modifiée par la présence de barrage. Les barrages diminuent la vitesse des courants, freinant ainsi le transport des sédiments. Ces sédiments se déposent et s'accumulent en amont des barrages, ce qui augmente le niveau du lit de la rivière et peut entraîner des inondations [138].

3.2.4 Les impacts sociaux et sanitaires des centrales hydroélectriques

Les aménagements hydroélectriques ont également un impact sur la vie humaine. Créer des zones d'eau stagnante favorise certaines maladies liées à l'eau, comme le paludisme, la cécité des rivières, la dengue ou encore la fièvre jaune. Maintenir une bonne qualité de l'eau des réservoirs est difficile : les déchets municipaux, industriels et agricoles (engrais, pesticides etc) s'y retrouvent. Un taux élevé de mercure a également été remarqué dans certains réservoirs. Il faut une politique locale pour gérer ces déchets. Le danger serait que ces eaux polluent les réseaux d'eau potable. Ceci est un problème en particulier dans les pays en développement ou en zone isolée où la sanitarisaiton de l'eau est compromise [138].

Le déplacement involontaire des populations est un problème social important. Des populations sont forcées de quitter leurs habitations en bord de rivière en amont des barrages, qui

sont inondées pour former le réservoir. Lors de la construction de la centrale des Trois Gorges en Chine (cf. Figure 3.9), 13 mégapoles, 140 villes et 1350 villages ont été inondés pour créer un réservoir de plus de 600 km de long. Plus de 1,2 millions de personnes ont été déplacées, et le projet a été accusé de violation des droits de l'Homme [154]. Le déplacement et la réinstallation des populations affectées est un des sujets socio-économiques les plus sensibles concernant les centrales hydroélectriques.

L'hydraulique est un moyen de produire de l'électricité de manière autonome mais il est nécessaire de veiller à la répartition équitable des bénéfices de telles installations. Pour augmenter l'acceptabilité des projets auprès des populations locales les plus impactées négativement par les aménagements, celles-ci doivent percevoir des avantages, sous forme d'emplois, de financement, d'amélioration des infrastructures publiques ou encore de partenariats avec les entreprises locales [138].

3.3 Coût de l'hydroélectricité

3.3.1 Investissement

L'investissement de départ pour une centrale hydroélectrique varie en fonction du type de centrale et du site. D'après le GIEC, l'investissement moyen est compris entre \$ 1 000 /kW et \$ 3 000 /kW. Les coûts d'opération et de maintenance représentent environ 25 % de l'investissement initial, soit entre \$ 250/kW et \$ 750 /kW [139].

3.3.2 Coût de l'électricité hydraulique

Le coût du kilowatt-heure d'électricité hydraulique dépend fortement du facteur de capacité². Plus ce facteur est grand, moins l'électricité est chère. Contrairement aux énergies renouvelables intermittentes, le facteur de capacité des centrales hydroélectriques est déterminé lors de la conception de celle-ci en fonction des besoins : si elle sert à compléter les heures de forte demande elle aura un facteur faible (10 - 15 %), alors que si elle sert à fournir de l'électricité en continu elle aura un facteur élevé (80 %). La plupart des centrales ont un facteur de capacité entre 40 % et 60 %. L'agence internationale des énergies renouvelables (IRENA) estime le LCOE³ des petites centrales hydroélectriques entre \$ 0,03/kWh et \$ 0,115/kWh et celui des grandes structures entre \$ 0,02/kWh et \$ 0,06/kWh, avec une moyenne de \$ 0,05/kWh [57]. Le coût de l'électricité produite à partir du charbon est de \$ 0,05/kWh. L'hydraulique est donc compétitive économiquement avec le charbon.

3.4 Perspectives d'innovation et de développement

Le potentiel théorique hydraulique mondial a été estimé par le GIEC à 41 000 TWh/an. Le potentiel technique, c'est-à-dire l'énergie que l'on obtiendrait en implantant pleinement les technologies et méthodes connues actuellement, à 14 000 TWh/an. La production cumulée actuelle est inférieure à 5 000 TWh/an [139]. Il reste donc des ressources à exploiter mondialement en développant et en améliorant les technologies hydroélectriques.

2. Cf. Glossaire

3. Levelized Cost of Energy, cf. Glossaire

3.4.1 Rénovation des centrales existantes

D'après l'Association Internationale de l'Hydroélectricité (IHA), d'ici 2030, la moitié des centrales aura besoin d'être modernisée [2]. Les centrales peuvent avoir des durées de vie dépassant 100 ans et le renouvellement des pièces électro-mécaniques tous les 30 ans permet de conserver l'efficacité des centrales et leur fonctionnement optimal.

3.4.2 Domaines d'innovation technologique

Une des pistes actuelles de recherche pour l'hydroélectricité est de rendre les turbines plus efficaces. Lorsqu'elles fonctionnent dans les conditions optimales de chute, de décharge et de vitesse de l'eau, elles ont un rendement proche de 96 % [138]. Or lorsque l'on dévie de ce point de fonctionnement, le rendement diminue. Cette fluctuation de vitesse et de hauteur de chute est présente notamment pour les centrales au fil de l'eau et pour les hydroliennes, dont la vitesse de rotation dépend directement de la vitesse du courant. L'idée est alors d'utiliser des turbines variables, dont les différents points de fonctionnement doivent être anticipés lors de la conception pour répondre aux besoins spécifiques d'un cours d'eau [138].

Augmenter la durée de vie des équipements électro-mécaniques en utilisant des nouveaux matériaux est également une piste de recherche. L'objectif est de lutter contre la corrosion, les phénomènes de cavitation et d'abrasion en utilisant de l'acier inoxydable, des matériaux composites (conduites en fibre de verre) et de nouveaux traitements surfaciques (en céramique). Les équipements doivent répondre aux problématiques spécifiques des cours d'eau et de la quantité de sédiments et de particules abrasives présents [138].

Pour limiter les impacts sur la biodiversité et notamment pour protéger les poissons des cours d'eau, des turbines "fish-friendly"⁴ sont en développement. L'objectif est de maintenir le rendement des turbines tout en limitant le taux de mortalité des poissons. Dans la majorité des techniques, ceci se fait en augmentant le diamètre de la roue de la turbine, en réduisant le nombre d'aubes de la turbine et en dimensionnant l'équipement pour assurer le passage des poissons [27]. En 2010, d'après le GIEC, ces turbines avaient un rendement de 90 % et assuraient la survie de 94 % à 100 % des poissons [138].

3.4.3 Impact du changement climatique sur la production d'hydroélectricité

Tous les scénarios liés au réchauffement climatique prévoient des modifications dans les flux de chaleur terrestres et le cycle des précipitations. Des périodes de sécheresse plus longues et plus fréquentes, et à l'inverse des précipitations plus fortes et plus longues, auront un impact sur les niveaux des cours d'eau et donc sur les centrales hydroélectriques. Les conditions extrêmes de sécheresse et d'inondation augmentent les risques liés aux centrales et le coût des projets, et donc de l'électricité produite. D'après le rapport du GIEC de 2010, d'ici 2070, en suivant le scénario d'émissions A1B du GIEC [36], les modifications des cycles de précipitations en Europe entraîneraient une baisse de 6 % du potentiel hydraulique.

3.4.4 Un appui pour l'essor des autres énergies renouvelables

La capacité de stocker l'énergie hydraulique dans des réservoirs et d'utiliser l'eau pour générer de l'électricité à la demande est un grand atout pour les énergies renouvelables intermittentes. Les centrales hydrauliques permettent de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, et d'injecter de l'électricité dans le réseau quand il y a peu de vent ou de soleil. Cette tâche est autrement remplie par les centrales à combustion, qui non seulement ne sont pas des sources

4. "Compatible avec les poissons", en français

d'énergie renouvelable bas-carbone, mais qui consomment et émettent davantage lors de leur mise en route [138].

Les centrales hydroélectriques sont aujourd'hui la méthode de production électrique bas-carbone la plus mature : leur rendement est proche du maximum théorique possible et permet de répondre quasi totalement aux besoins en électricité de certains pays comme la Norvège [76]. La restauration des centrales dans les pays développés semble être l'action à mener dans ce domaine dans les années à venir, en intégrant des équipements électro-mécaniques plus récents et efficaces. L'industrie hydraulique se développe dans les pays émergents comme la Chine et le Brésil et dans les pays en développement comme l'Inde, la Malaisie, l'Éthiopie et l'Iran. Des études devront être menées dans ces pays pour anticiper et prévenir les impacts de ces installations sur la biodiversité et les populations. Ceux-ci ont su se montrer importants et incontrôlés dans certains cas comme à la centrale des Trois Gorges en Chine. L'installation de micro-turbines pour répondre aux besoins des populations isolées ne sera intéressante que lorsque celles-ci seront mieux adaptées aux conditions d'utilisation. Il semble, d'un point de vue environnemental, plus intéressant de privilégier les centrales au fil de l'eau, moins polluantes, moins obstructives et moins coûteuses que les centrales à retenue d'eau.

Chapitre 4

Énergie géothermique

La chaleur du sous-sol est renouvelée en permanence par la désintégration d'éléments radioactifs naturels comme l'uranium et le potassium. Le noyau terrestre contribue également à la production de chaleur terrestre. Plus la profondeur est grande, plus la température est élevée avec un gradient de $3\text{ °C}/100\text{ m}$ à l'intérieur de la croûte terrestre. La croûte terrestre est la seule couche de notre planète qui nous soit exploitable. C'est la partie superficielle de la lithosphère, avec une épaisseur moyenne de 30 km au niveau des plaines continentales (cf. Figure 4.1).

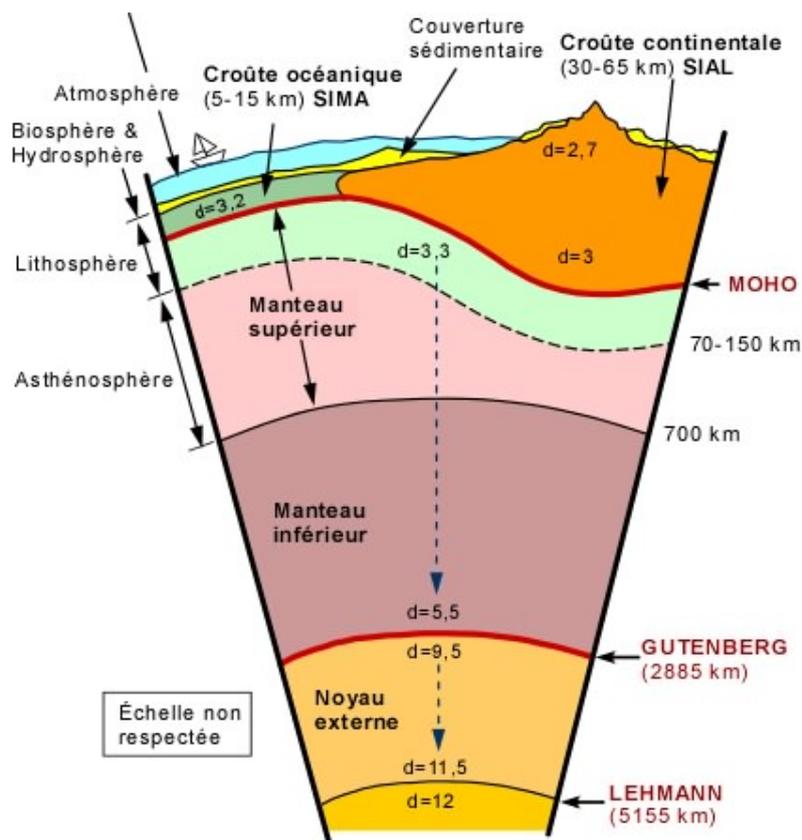


FIGURE 4.1 – Structure interne de la Terre, Source : www2.ggl.ulaval.ca

Les flux de chaleurs sont hétérogènes à l'échelle planétaire et sont considérablement plus élevés à la jonction des plaques tectoniques. La rupture de la lithosphère dans ces zones entraîne une montée de la chaleur de l'asthénosphère (cf. Figure 4.2).

Cette source de chaleur renouvelable, stable et quasiment inépuisable peut être utilisée pour produire de l'électricité ou sous forme de chaleur directement (cf. Figure 4.3). La géothermie se

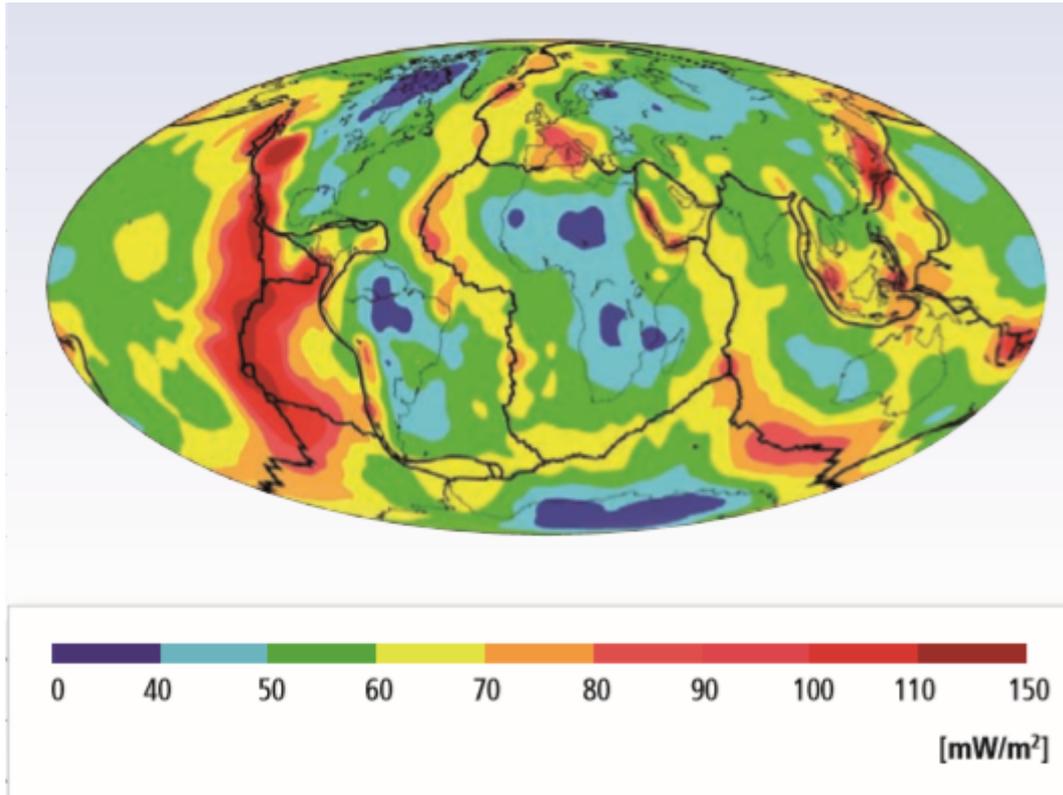


FIGURE 4.2 – Flux de chaleur moyen et délimitation des plaques tectoniques, Source : IPCC

divise en plusieurs catégories définies selon les températures et les niveaux d'énergies mis en jeu [11] :

- *Très basse énergie* : températures inférieures à 30 °C. La chaleur est prélevée proche de la surface (environ 15 °C à 10 m de profondeur) et est augmentée avec une pompe à chaleur pour subvenir aux besoins en eau chaude ou en chauffage d'une habitation individuelle, de bâtiments tertiaires ou résidences collectives.
- *Basse énergie* : températures comprises entre 30 °C et 100 °C. La chaleur des nappes aquifères est prélevée entre 500 m et 2500 m de profondeur et est utilisée pour alimenter des réseaux de chaleur urbains, des piscines ou encore des serres. Une pompe à chaleur peut également y être associée pour optimiser la ressource.
- *Moyenne et haute énergie* : températures supérieures à 90 °C. On rencontre ces chaleurs à des profondeurs comprises entre 500 m et 1500 m dans des zones de volcanisme (actives ou récentes) aux frontières des plaques tectoniques (cf. Figure 4.2). Cette chaleur est utilisée pour produire de l'électricité. Pour des gisements à haute énergie ($T > 150$ °C) la vapeur d'eau sortant du puits géothermique alimente directement une turbine pour générer de l'électricité. C'est un cycle direct à vaporisation. Dans le cas des gisements à moyenne énergie (100 °C $< T < 150$ °C), l'eau du puits chauffe un fluide caloporteur qui a une température de vaporisation inférieure à celle de l'eau pour alimenter la turbine. C'est un cycle à fluide binaire.

Nous allons ici nous intéresser particulièrement à la production d'électricité à partir de sources géothermiques, nous n'aborderons que succinctement les utilisations directes de chaleur.

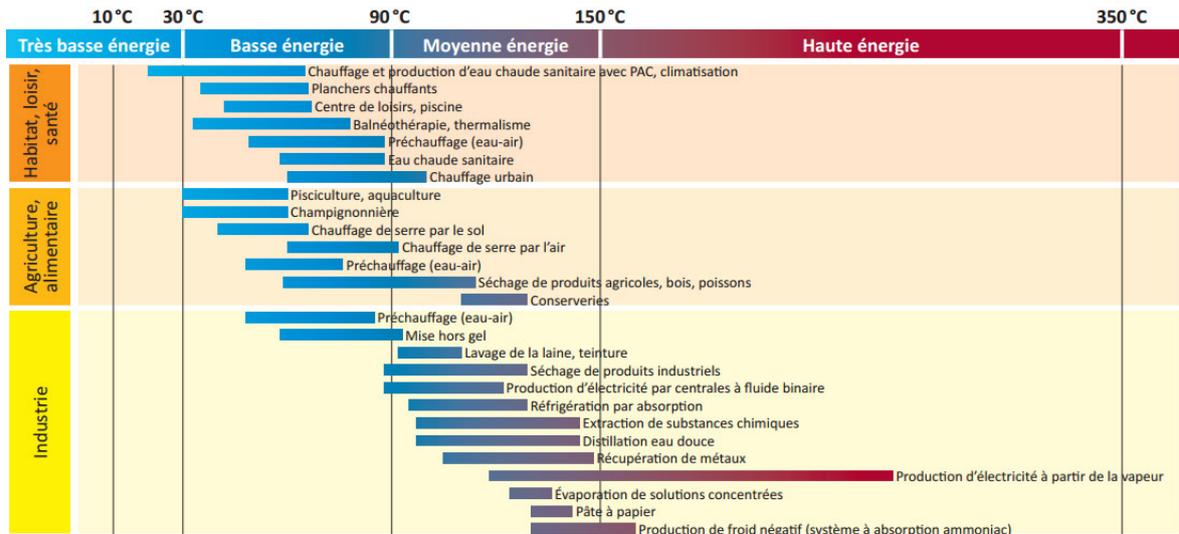


FIGURE 4.3 – Différentes applications de la géothermie en fonction du niveau d'énergie. (Source : energie-online.fr)

4.1 Production d'électricité dans les centrales géothermiques

En 2017, la puissance électrique générée mondialement à partir de ressources géothermiques était de 84,8 TWh pour une capacité cumulée de 14 GW. Ceci représente environ 0,3 % de la production totale d'électricité [52]. Produire de l'électricité à partir de chaleur géothermique nécessite d'avoir une source de chaleur très élevée, au delà de 90 °C. Ceci implique une contrainte géographique conséquente : ce type de ressource ne se trouve qu'en puisant dans des nappes aquifères en région volcanique. Le principe est d'utiliser la chaleur pour vaporiser un liquide qui entraîne une turbine couplée à un générateur pour produire de l'électricité.

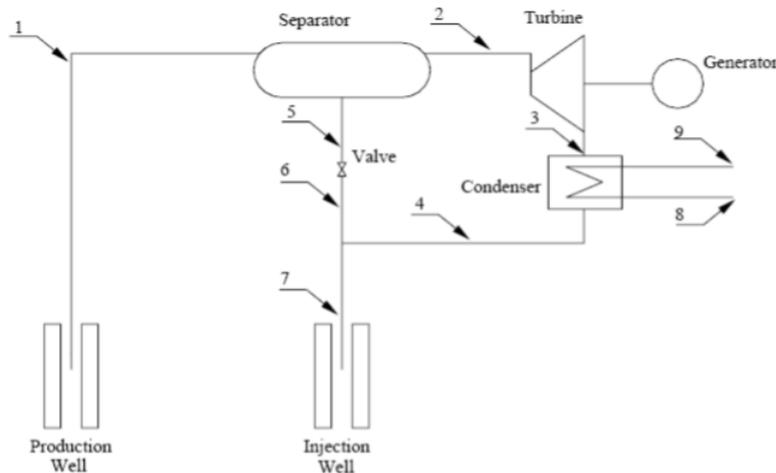


FIGURE 4.4 – Schéma d'un cycle direct à vaporisation simple (Auteur : Valdimarsson [66])

Il existe principalement deux sortes de centrales géothermiques qui diffèrent selon la température de la ressource :

- le cycle à vaporisation directe, pour des températures de puisement supérieures à 150 °C
- le cycle à fluide binaire, pour des températures de puisement entre 90 °C et 150 °C

4.1.1 Cycle à vaporisation directe

Le fluide extrait de la nappe aquifère est constitué d'une phase liquide et d'une phase vapeur. Après passage dans un séparateur, la vapeur est dirigée dans un circuit à haute pression vers la turbine. Celle-ci peut ensuite être lâchée dans l'atmosphère ou recondensée pour être réinjectée dans le puits. Après le séparateur, le liquide est directement réinjecté dans le puits (cf. Figure 4.4), ou, dans le cas d'une centrale à double cycle, peut être vaporisée en abaissant la pression pour être redirigée vers un second circuit avec une turbine [66].

4.1.2 Cycle à fluide binaire (cycle de Rankine - ORC)

Pour des fluides géothermaux à énergie moyenne, entre 90 °C et 150 °C, un second fluide caloporteur est utilisé en boucle fermée pour produire la vapeur permettant d'alimenter la turbine. L'eau géothermale échange de l'énergie avec le fluide caloporteur qui a une température de vaporisation plus faible que l'eau. Les étapes du cycle de Rankine¹ dans le cas d'une centrale géothermique, sont les suivantes (les numéros des étapes correspondent aux numéros du schéma de la Figure 4.5) [66] :

1. Le fluide géothermal (passage du point 1 au point 2) échange de la chaleur avec le fluide caloporteur (passage du point 8 au point 3) au niveau de l'évaporateur. Le fluide caloporteur est vaporisé et le fluide géothermal est réinjecté dans le puits ou revalorisé en alimentant un réseau de chaleur.
2. La vapeur entraîne la turbine (passage du point 3 au point 4) qui génère de l'électricité.
3. La vapeur en sortie de turbine (passage du point 4 au point 5) échange de la chaleur avec le fluide caloporteur sous forme liquide pour le porter proche de sa température d'ébullition (passage du point 7 au point 8) au niveau de l'échangeur de régénération.
4. La vapeur est recondensée (passage du point 5 au point 6) par un système de refroidissement.
5. Le liquide est pompé à haute pression (passage du point 6 au point 7), prêt à être chauffé par l'échangeur de régénération puis évaporé par le fluide géothermal.

D'après les études de Jalilinasrabad [66], le cycle binaire permet d'augmenter la production électrique de 35 % par rapport au cycle à vaporisation directe double, qui lui même produit 1,5 % de plus que le cycle à vaporisation directe simple. Utiliser un cycle binaire après deux cycles à vaporisation direct permettrait d'augmenter la production d'encore 8,2 %. La combinaison de ces techniques semble alors être la solution pour maximiser l'efficacité des centrales géothermiques.

Le cycle binaire est le plus efficace en terme de production d'électricité, mais ce n'est pas forcément la technique la plus économique. En effet, la production électrique dépend de la pression à laquelle le liquide est vaporisée : plus la pression est élevée, plus la pompe consomme d'énergie.

4.2 Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux

Le cycle de vie d'une centrale géothermique est composé de trois étapes :

1. L'exploration du site et le forage.
2. La production d'électricité.
3. La gestion de la fin de vie (transport, recyclage et fermeture des puits).

Toutes ces étapes ont des impacts sur l'environnement.

1. ORC : Organic Rankine Cycle, en anglais

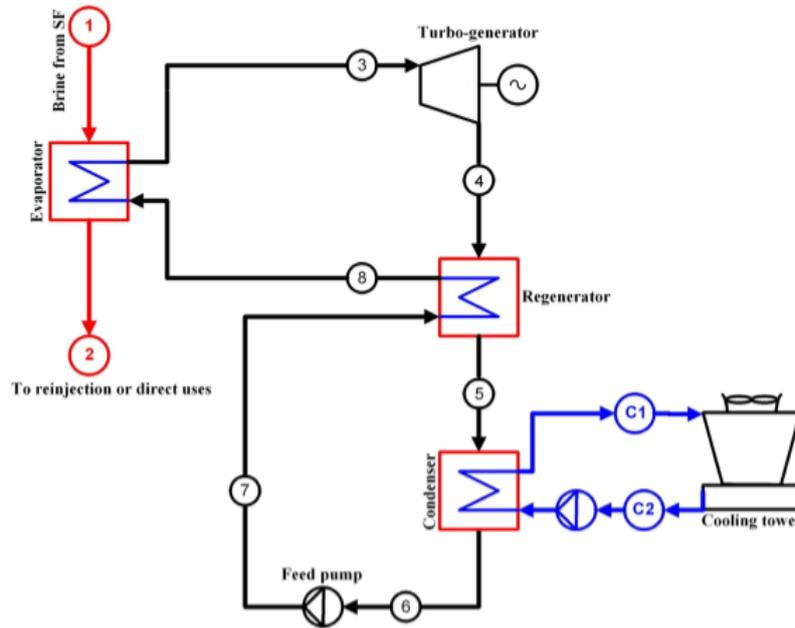


FIGURE 4.5 – Schéma d'un cycle à fluide binaire (cycle de Rankine). Auteur : Valdimarsson 2003 [66].

4.2.1 Émissions de gaz à effet de serre et retour énergétique

Les sources d'émissions de gaz à effet de serre durant le cycle de vie d'une centrale géothermique sont nombreuses. Comme pour toute installation, la fabrication des équipements, le transport, les engins de construction, le démantèlement et le recyclage en fin de vie constituent des sources d'émissions évidentes. Les centrales géothermiques présentent aussi des sources d'émissions spécifiques comme les échappements gazeux des puits et la fuite de fluide caloporteur (dans le cas de centrales à cycles binaires). Ces fluides ont un haut potentiel de réchauffement climatique² [56].

L'ensemble de ces émissions est estimé à 50 g eq CO_2/kWh . À titre de comparaison, l'éolien émet environ 13 g eq CO_2/kWh et le pétrole 840 g eq CO_2/kWh [138].

Les cycles binaires émettent davantage de gaz à effet de serre que les cycles à vaporisation directe dû à l'utilisation du fluide caloporteur et à leur émission dans l'atmosphère en cas de fuite. Ces fluides frigorigènes sont des composés hydrofluorocarbone qui sont utilisés pour leur grande capacité à absorber la chaleur et leur faible température d'ébullition.

Florian Heberle [56] a réalisé une analyse comparative entre les cycles de vie des centrales binaires à fluide frigorigènes classique et celles à fluide à plus faible potentiel de réchauffement climatique. Il a ainsi cherché à substituer le R245fa (fluide à haut potentiel de réchauffement climatique) par le R1233zd. Le R245fa a un potentiel de réchauffement de 900, c'est-à-dire qu'une certaine masse de R245fa a un pouvoir de réchauffement 900 fois plus élevé que la même masse de CO_2 .

Heberle découvre qu'en utilisant un cycle binaire à deux étages, le fluide caloporteur R1233zd est 2 % plus efficace que le R245fa. Pour des fuites estimées à 2 %, remplacer le R245fa par le R1233zd permet de réduire les émissions de 78 g eq CO_2/kWh à 13 g eq CO_2/kWh . Le R1233zd a également l'avantage de pouvoir remplacer le R245fa sans modifier les systèmes des centrales.

D'après le rapport du GIEC de 2011 [138] le retour énergétique, c'est-à-dire la durée de

2. Le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) est utilisé afin de comparer la capacité des différents gaz à effet de serre à capturer la chaleur dans l'atmosphère. Source : votreimpact.org

fonctionnement nécessaire pour que la centrale ait produit l'énergie utilisée pour sa fabrication, varie entre 0,6 et 3,6 ans. Cette durée dépend de la centrale et du nombre de forages et d'étapes d'exploration réalisées avant son installation. Ce rapport donne également une surface de terre exploitée par unité de capacité de production de 7500 m²/MW pour une centrale à vaporisation directe et 1400 m²/MW pour une centrale à cycle binaire. Les centrales hydroélectriques nécessitent environ 200 000 m²/MW, les centrales photovoltaïques entre 100 000 m²/MW et 500 000 m²/MW et les centrales à énergie fossile nécessitent 100 m²/MW [21].

4.2.2 Impacts environnementaux

L'extraction de chaleur sous-terrainne provoque des déséquilibres au niveau de la croûte continentale. Forer le sol à des profondeurs élevées augmente l'activité sismique de la zone. Vider les nappes aquifères (extraction sans réinjection) peut provoquer des affaissements des sols, pouvant créer des réserves d'eau en surface ou encore abîmer les fondations des bâtiments voisins [148]. Le risque d'augmenter l'activité sismique est élevé pour la géothermie haute température par stimulation (EGS³), puisque l'eau n'est pas puisée dans des nappes mais injectée dans le sol à haute pression. Lorsque cette technique a été testée en Suisse, des séismes de magnitude 3,4 sur l'échelle de Richter ont été détectés [53]. Cette technique en cours de développement est expliquée à la page 44.

Des déséquilibres peuvent également survenir en surface si l'extraction de chaleur provoque une augmentation des températures de l'air et de l'eau. Cette pollution thermique peut endommager la vie aquatique (croissance végétale non-désirée, migration d'animaux etc.) et entraîner une baisse de la biodiversité dans les eaux autour des centrales. Beaucoup de ressources géothermales se trouvent dans des zones présentant une biodiversité fragile comme les Caraïbes et les Philippines [148].

Il existe également des impacts négatifs pour la santé humaine. La plupart des eaux géothermales contiennent des produits toxiques comme l'aluminium, le bore, l'arsenic, le cadmium, le plomb, le mercure ou encore le fluorure. L'eau sous-terrainne est souvent plus acide ou plus alcaline que l'eau en surface. Le processus de traitement des eaux doit donc être renforcé si l'eau extraite contamine l'eau en surface. Les émissions de gaz pendant le forage peuvent parfois présenter un risque pour la santé. Le gaz le plus émis est le sulfure d'hydrogène (H_2S) qui peut provoquer des irritations des yeux et des problèmes respiratoires. Cependant ces pathologies ne surviennent qu'en présence de fortes concentrations de gaz (> 200 ppm). Même si les fortes expositions à ce gaz est un risque pour le personnel de la centrale (fuite de H_2S dans un milieu clos ou semi-clos), elles ne sont pas considérées comme un risque pour la population [148].

4.3 Coûts

Une centrale géothermique nécessite un très fort investissement initial. Ce montant peut varier entre \$ 1800/kW et \$ 5200/kW en fonction de la technologie de la centrale (les centrales binaires sont plus chères à l'installation que les centrales à vaporisation directe) [138]. Cependant le coût d'opération est faible, de l'ordre de \$ 160 /kW par an. Le LCOE⁴ de l'énergie géothermique en 2010 était d'environ \$ 0,07/kWh, alors que le charbon avait un coût de \$ 0,05/kWh et le photovoltaïque de \$ 0,24/kWh [97]. La géothermie est donc compétitive avec les autres sources d'énergies. Un facteur de capacité compris entre 75 et 90 % est également un avantage pour la géothermie devant les autres sources d'énergie renouvelables intermittentes.

3. Enhanced Geothermal System, en anglais

4. Coût actualisé de l'énergie, cf. glossaire

4.4 Limites et contraintes au développement de la production électrique géothermique

4.4.1 Limites géographiques et limites des ressources

La production d'électricité à partir de chaleur sous-terrainne nécessite des températures très élevées ($>90\text{ °C}$) à des profondeurs accessibles par forage (inférieures à 5 km), qui sont localisées dans des régions volcaniques. Il n'est donc pas possible de produire de l'électricité géothermique partout sur Terre. Les régions planétaires propices à la production d'électricité géothermique sont présentées en rouge sur la carte de la Figure 4.6.

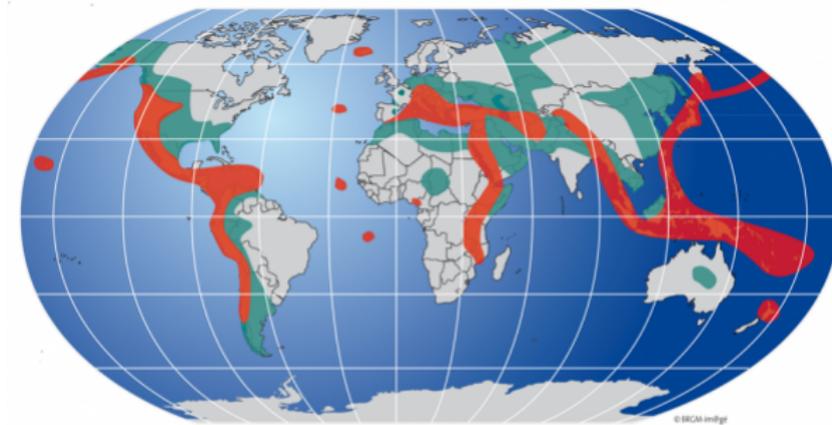


FIGURE 4.6 – Localisation des ressources géothermiques mondiales. En rouge les zones propices au développement de la géothermie haute énergie (zones volcaniques émergées), en turquoise les zones favorables à la géothermie basse énergie (bassins sédimentaires) et en gris les zones de socle cristallin peu propices. (Source : BRGM)

La géothermie est considérée comme renouvelable car la quantité de chaleur extraite est infime à l'échelle planétaire. Cependant, localement, à l'échelle d'un puits ou d'une nappe aquifère, l'extraction intensive peut entraîner une baisse de la température et un assèchement des nappes. Le rythme d'exploitation ne doit pas excéder celui du renouvellement des stocks d'eau et de chaleur. Le rythme de renouvellement dépend de la région sur Terre mais est en moyenne de 60 mW/m^2 à la surface de la Terre, et peut s'élever à 200 mW/m^2 au niveau des aquifères. À titre de comparaison, l'énergie solaire à un rythme de renouvellement de 340 W/m^2 [54].

4.4.2 Risques économiques

Le forage et l'exploration peuvent représenter jusqu'à 50 % de l'investissement total d'une centrale géothermique. Ces étapes présentent des risques économiques pour les investisseurs, car la rentabilité de la centrale dépend directement du potentiel géothermique réel découvert pendant l'exploration. Une centrale géothermique a une durée de construction variant de 3 à 5 ans et est en moyenne économiquement rentable à partir de 5,7 ans [97].

4.5 Innovation technologique actuelle : géothermie haute température par stimulation (EGS)

Les systèmes géothermiques stimulés utilisent la porosité des roches chaudes pour extraire la chaleur des profondeurs. Des puits sont creusés pour fracturer la roche et faire circuler l'eau

parmi les roches chaudes à 4-5 km de profondeur. L'eau se déplace dans les canaux perméables de la roche et échange de la chaleur avec celle-ci. Elle est ensuite puisée et utilisée dans un cycle à fluide binaire pour produire de l'électricité comme dans une centrale binaire classique.

Des recherches sont menées sur cette technique depuis les années 70. Au début, les nombreuses difficultés techniques (connexion des puits avec les canaux sous-terrains, problèmes sismiques etc.) empêchaient l'aboutissement des projets. Aujourd'hui, les projets réalisés sont encore en phase de développement, subventionnés par des instances de recherches et non économiquement viables (abandon du projet commercial privé Australien à Habanero en 2015 [1]).

La centrale EGS de Soultz-sous-Forêts en Alsace est la première à avoir été raccordée au réseau électrique en 2008 (cf. Figure 4.7). Elle a une capacité nette de 1,5 MW. 4 forages ont été réalisés entre 3600 m et 5000 m de profondeur, et permettent d'injecter de l'eau qui est utilisée en surface à une température de 165 °C. Ce projet a permis de dresser plusieurs enseignements relatifs aux EGS [82] :

- la puissance brute d'une installation dépend du débit volumique du fluide : il est plus important d'avoir un grand débit à température un peu plus faible plutôt qu'un faible débit à température très élevée. Il faut alors privilégier la largeur des canaux par rapport à la profondeur de forage. Ceci peut se faire par stimulation hydraulique ou chimique pour mieux connecter les puits aux réseaux de failles et fractures naturels de la roche. Ces techniques consistent à injecter de l'eau à haute pression dans la roche pour ouvrir les fractures et canaux de celle-ci ou à injecter un produit chimique acide pour dissoudre les minéraux obstruant les passages.
- la sismicité induite par l'ouverture des fractures peut être contrôlée et réduite au point de ne pas être ressentie.

D'après P. Olasolo [121], remplacer le fluide géothermal par du CO₂ à une pression supérieure à sa pression critique ($P > P_{crit} = 73,82$ bar), permettrait d'augmenter de 50 % la chaleur extraite à Soultz-les-Forêts. Le CO₂ supercritique a les propriétés de densité d'un liquide et la capacité d'expansion d'un gaz. Le transfert thermique entre les roches chaudes et le CO₂ est alors meilleur qu'avec de l'eau, et la densité du flux de chaleur du CO₂ peut être jusqu'à 5 fois plus élevée. Les fuites de CO₂ dans la croûte permettront de le stocker dans des réservoirs sous-terrains, ce qui aura un impact positif sur le taux d'émission carbone. Au contraire, lorsque la chaleur est extraite par l'intermédiaire de l'eau, une fuite n'a pas d'impact positif et diminue le rendement de la centrale. L'utilisation du CO₂ permet également de s'affranchir des réactions chimiques qui peuvent se produire entre l'eau et la roche. Finalement, le CO₂ est plus efficace à basse température que l'eau, mais nécessite de travailler à moyenne ou haute pression. À basse pression la densité du CO₂ est trop faible et ne présente plus les avantages thermiques cités ci-dessus.

Les forages profonds nécessitent un investissement très important, ainsi les coûts de l'électricité produite par EGS seraient plus élevés que pour les centrales géothermiques classiques. Le LCOE de l'électricité EGS a été estimé autour de \$ 0,35/kWh [140].

Pour que l'électricité EGS intègre le mix énergétique mondial il faut poursuivre la recherche et développement dans les domaines suivants [140] :

- amélioration des techniques de forage à profondeur élevée et des techniques d'exploration de réservoirs profonds.
- amélioration de la stimulation des connexions entre le fluide injecté dans les puits et le passage dans les canaux naturels de la roche, tout en contrôlant le risque sismique.
- simulation des flux, des réactions chimiques, de la poro-élasticité des roches et des températures par ordinateur pour simuler les réservoirs EGS et anticiper les aléas lors des explorations.

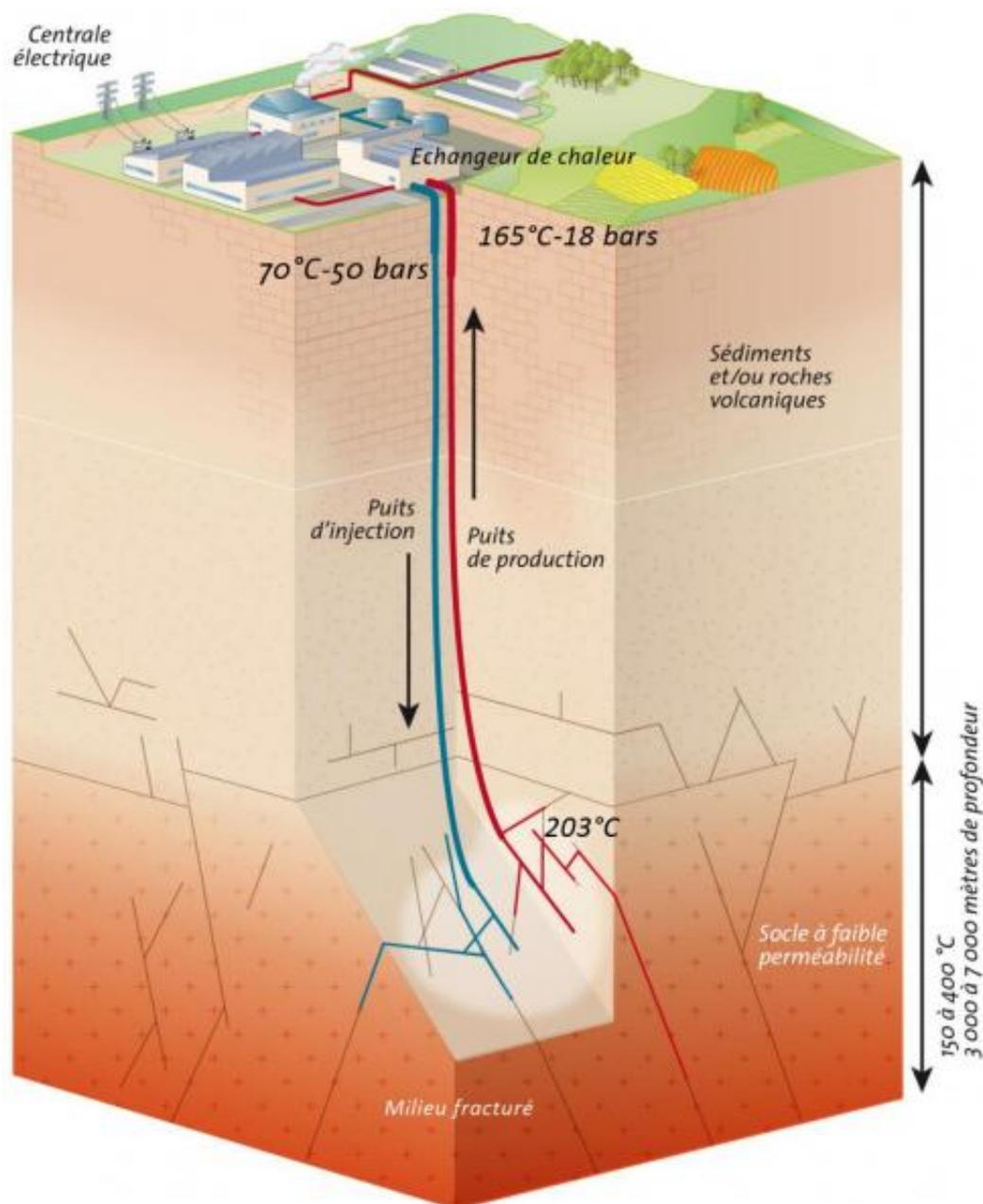


FIGURE 4.7 – Principe de fonctionnement de la centrale EGS de Soutz-les-Forêts. (Source : BRGM)

4.6 Utilisation directe de la chaleur géothermale

Dans un nombre significatif de pays du monde, le chauffage de l'air et de l'eau présente une part importante de la consommation énergétique. En Europe, cette part représente 30 % de la consommation totale d'énergie et 75 % de la consommation des bâtiments. L'utilisation directe de la chaleur géothermique pour chauffer nos habitations, bâtiments tertiaires, serres et piscines, à travers des réseaux de chaleur urbains ou des installations individuelles se présente comme un moyen de réduire considérablement notre consommation d'énergie. En 2010, la consommation mondiale de chaleur géothermique s'élevait à 121 TWh_{th}/an [140].

4.6.1 Réseau de chaleur urbain

La principale source de géothermie exploitable par les réseaux de chaleur est la géothermie basse et moyenne énergie. Des eaux de 30 °C à 150 °C sont puisées à des profondeurs variant de plusieurs centaines de mètres à 3000 m.

Un réseau de chaleur géothermique est composé de deux circuits en boucle fermée : le réseau géothermique (ou circuit primaire) puise le liquide géothermal chaud et chauffe le réseau de distribution (ou circuit secondaire) au niveau d'un échangeur. Le liquide géothermal est ensuite réinjecté dans le sol (cf. Figure 4.8).

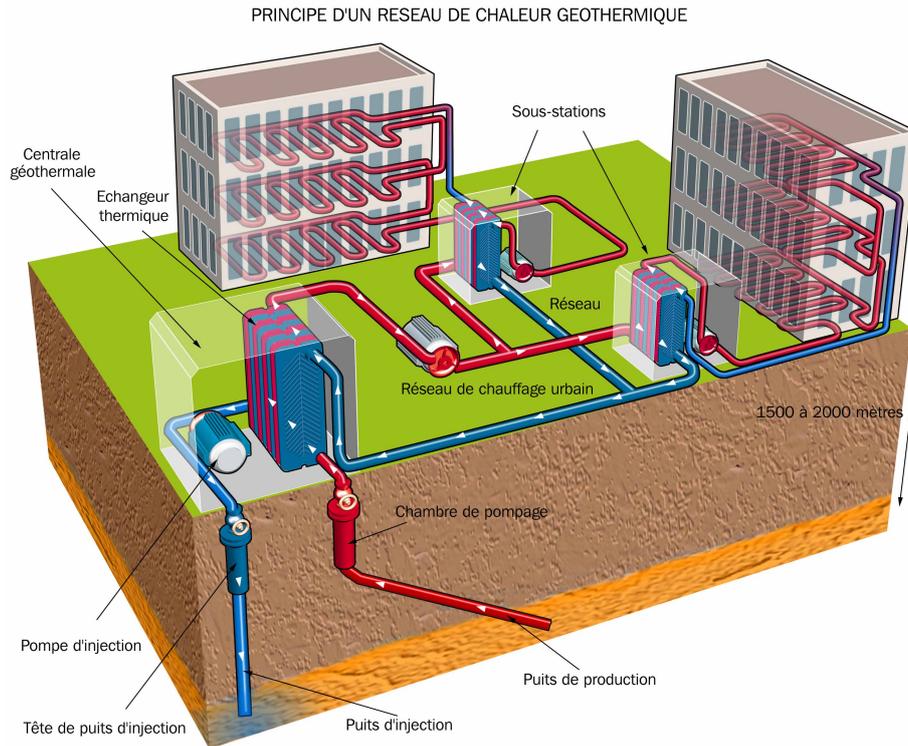


FIGURE 4.8 – Principe de fonctionnement d'un réseau de chaleur géothermal. (Source : géothermie-perspectives.fr)

En France il existe des réseaux de chaleur géothermiques en Ile-de-France et en Aquitaine, qui alimentent en chaleur l'équivalent de 200 000 logements.

4.6.2 Chauffage de logements individuels

La géothermie à très basse énergie exploite la chaleur superficielle du sol pour subvenir aux besoins en chauffage et en eau chaude d'une habitation individuelle. Cette chaleur est liée à l'absorption de rayonnements solaires en surface et varie donc en fonction de la localisation et de la profondeur de puisement.

Ce système fonctionne en circuit fermé en faisant circuler un fluide caloporteur dans des tuyaux en polyéthylène enterrés horizontalement à des profondeurs de l'ordre de quelques mètres, ou verticalement à des profondeurs comprises entre 50 m et 250 m. Dans le cas des tuyaux horizontaux, le fluide récupère une puissance thermique de 15 à 20 W/m_{linéaire}. Il faut environ deux fois la surface habitable en réseau de tuyaux pour chauffer l'habitation. Les fluides circulants dans les tuyaux verticaux récupèrent une puissance de 50 W/m_{linéaire} [6].

Le fluide caloporteur est porté à une température plus élevée avec une pompe à chaleur

(cf. Figure 4.9). Une pompe à chaleur a un rendement, COP⁵, compris entre 2 et 3, c'est-à-dire qu'elle restitue en moyenne 2,5 unités d'énergie sous forme de chaleur pour chaque unité d'énergie électrique consommée.

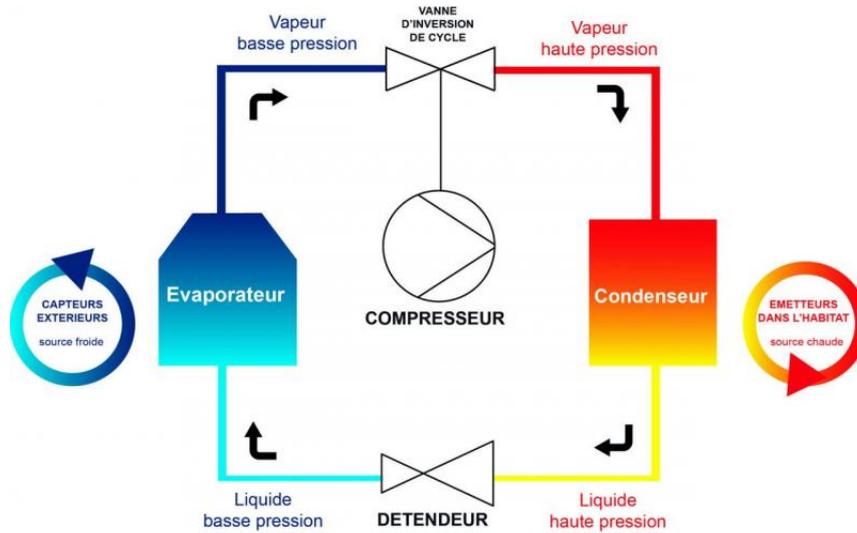


FIGURE 4.9 – Principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur. Dans le cas de la géothermie, la source froide est captée dans le sol. (Source : géothermie-perspectives.fr)

4.7 Perspectives d'avenir pour l'utilisation de la géothermie

Les sources géothermales sont souvent situées en zone rurales et permettent de produire de l'électricité propre localement, de manière stable et pérenne pour des populations reculées. L'accès à l'énergie permet d'améliorer les conditions sanitaires en donnant accès à la stérilisation et à la purification [148]. Selon l'analyse de Bob Van der Zwann [178], avec le développement des EGS et la baisse des coûts de forage du même ordre de grandeur que celle constatée dans l'industrie du gaz naturel, la géothermie pourrait produire entre 800 TWh/an et 1300 TWh/an d'électricité d'ici 2050. Elle représenterait alors entre 3 % et 5 % de la consommation mondiale d'électricité.

Utiliser l'excédent de chaleur des centrales électriques géothermiques pour alimenter un réseau de chauffage urbain ou industriel se présente également comme solution pour optimiser l'utilisation des ressources géothermiques et assurer la rentabilité économique des installations. On parle alors de cogénération. Ceci implique de réaliser les forages à proximité des zones urbaines.

Zwann estime dans la même analyse [178] que l'utilisation de l'énergie géothermale sous forme de chaleur pourrait atteindre 3300 TWh_{th}/an d'ici 2050.

5. Coefficient Of Performance, en anglais

Chapitre 5

Énergies marines

Les océans et mers produisent de l'énergie sous différentes formes :

- les vagues, qui sont générées par le vent et se propagent à la surface de l'eau.
- les marées, qui sont les variations de niveau des océans et mers sous l'action de l'attraction gravitaire de la lune et du soleil sur les molécules d'eau.
- les courants marins, qui résultent de l'effet de Coriolis et de l'inégale répartition des rayonnements solaires sur le globe.
- thermique, les radiations solaires créant un gradient de température entre l'eau en surface et les eaux profondes.
- les gradients salins, qui proviennent de la différence de salinité entre les eaux de mer et les eaux douces au niveau des embouchures.

En 2018, la capacité installée mondiale d'exploitation des énergies marines s'élevait à 532 MW. Cette source d'énergie renouvelable nouvelle a connu un rapide essor entre 2009 et 2011 quand la capacité mondiale a été doublée en seulement deux ans. La capacité installée stagne depuis. [60].

5.1 Exploitation des différentes formes d'énergie marines

5.1.1 Énergie houlomotrice

Les vagues sont générées par le vent qui déplace les molécules d'eau en surface. La taille des vagues dépend de la vitesse du vent, de la distance sur laquelle il souffle, de sa durée, ainsi que de la profondeur et de la topographie du lit marin.

Les vagues continuent de se propager même lorsque le vent s'arrête, et ce sur de longues distances en eau profonde avec peu de pertes d'énergie. C'est le principe de la houle. Les vagues sont définies par leur période T et leur longueur d'onde λ .

L'eau ne se propage pas. C'est l'énergie des molécules d'eau qui se propage. Les vagues sont des oscillations liées à l'échange entre l'énergie cinétique des particules d'eau qui suivent une trajectoire circulaire dont le rayon diminue avec la profondeur et l'énergie potentielle ressentie par les molécules en haut de la vague (cf. Figure 5.1). En moyenne ces deux énergies sont égales [143]. L'énergie potentielle théorique d'une vague dépend de la différence de hauteur entre la crête et le creux de la vague selon l'équation suivante [143] :

$$E = \frac{\rho \cdot g \cdot H^2}{8}$$

avec ρ la densité de l'eau qui varie entre 1,020 et 1,029 kg/m³ en fonction de la température et de la salinité, H la hauteur "crête-creux" de la vague et g la constante de gravité. Cette équation correspond à **l'énergie d'un mètre carré d'eau en surface**. La puissance s'obtient en divisant l'énergie par la période T de la vague.

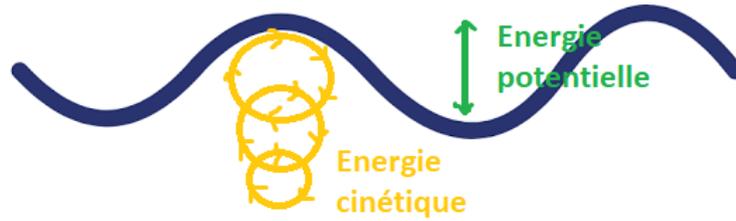


FIGURE 5.1 – Une vague née de l'échange entre l'énergie cinétique des particules d'eau et l'énergie potentielle des molécules en haut de la vague [143]

L'énergie est maximale en surface et diminue lorsque la profondeur augmente de manière exponentielle :

$$E(d) = E_{surface} \cdot e^{-\frac{2\pi d}{\lambda}}$$

On exploite le mouvement vertical des vagues avec des colonnes d'eau oscillantes ou des corps oscillants. Les corps oscillants sont des bouées qui peuvent être en surface ou immergées, et se déplacent avec les mouvements des vagues.

La ressource énergétique houlomotrice mondiale est estimée à 80 000 TWh/an. La majorité des technologies sont au stade de développement préindustriel, pas ou peu commercialisées à ce jour et non économiquement viables pour l'instant [42]. Beaucoup d'entreprises à l'initiative des technologies explicitées ci-dessous ne sont plus en activité pour des raisons financières.

Bouées immergées

Dans une bouée immergée, la différence de pression induite par le mouvement des vagues entre la partie fixe et la partie flottante de la bouée agit sur un piston. Ce piston entraîne un générateur linéaire pour produire de l'électricité (cf. Figure 5.2).

La puissance d'une bouée immergée est régie par l'équation suivante :

$$P = \rho \cdot H \cdot S \cdot g \cdot \frac{2L_b}{T}$$

Avec S la surface totale de la bouée en m^2 et L_b la hauteur de la bouée.

Une entreprise écossaise réalise de la recherche et développement sur les bouées immergées : Archimedes Wave Swing (cf. Figure 5.3). Leurs prototypes ont été testés au large du Portugal en 2004. Actuellement, l'entreprise réalise des essais de bouées de 8 m de diamètre et de 250 kW de capacité dans le Centre Européen d'Énergie Marine [10] [118]. La commercialisation de la technologie pourrait suivre ces essais. Du fait d'être immergées, ces bouées ont l'avantage d'être protégées des intempéries ce qui réduit les coûts de maintenance.

La technologie CETO développée par l'entreprise Australienne Carnegie utilise également une bouée immergée pour convertir l'énergie des vagues [26]. C'est la technologie immergée la plus développée puisque depuis janvier 2016 elle contribue aux besoins énergétiques d'une base navale au large de la côte ouest australienne. Il existe deux variantes à cette technologie. La première, *CETO 5*, consiste à utiliser le mouvement des vagues pour entraîner des pompes qui mettent sous pression de l'eau de mer dans un tuyau sous le fond marin. L'eau est conduite sur la côte et alimente une turbine électrique et/ou un système de dessalement (cf. Figure 5.4). La deuxième, *CETO 6*, de la même manière que la technologie écossaise Archimedes Wave Swing, convertit directement le mouvement de la bouée en énergie électrique, par le biais d'un système de prise de puissance, qui est ensuite conduit sur terre par des câbles [122]. Un projet utilisant cette technologie est en développement depuis 2014, avec pour objectif une capacité de 1,5 MW crête installée au large de l'Australie (cf. Figures 5.5 et 5.6) [22].

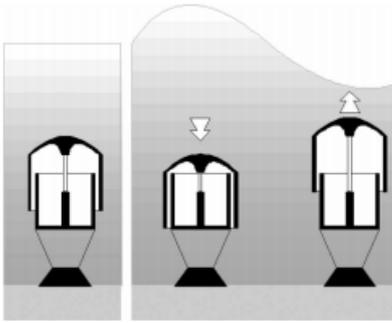


FIGURE 5.2 – Schéma de principe de la conversion d'énergie marine à partir d'une bouée immergée. À gauche l'équipement en eau calme et à droite le mouvement de la bouée au passage d'une vague, [150].

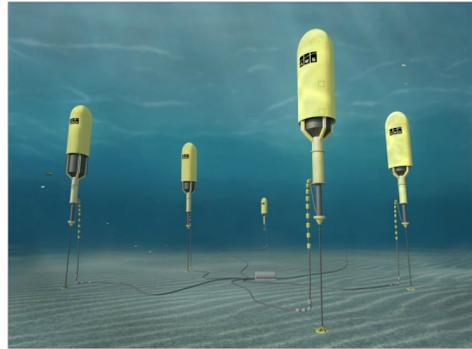


FIGURE 5.3 – "Archimedes Wave Swing", [9].

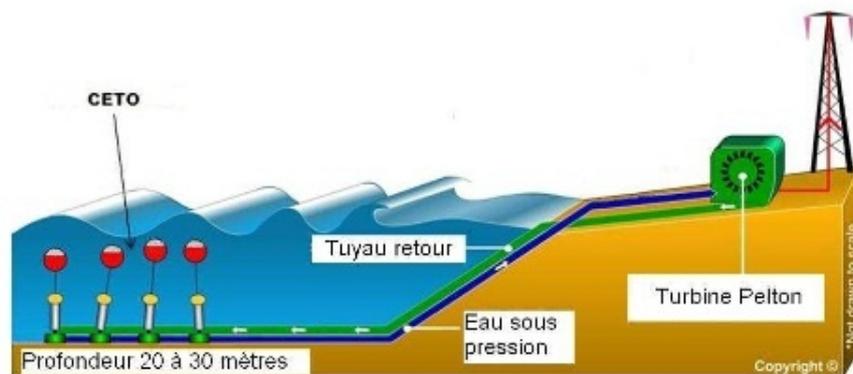


FIGURE 5.4 – Schéma de l'installation CETO 5.



FIGURE 5.5 – Modèle de la technologie CETO 6. Source : carnegiece.com.



FIGURE 5.6 – Photographie de l'installation d'une bouée CETO 6 au large de l'Australie. Source : ARENA [22].

5.1.2 Bouées en surface

Les bouées en surface fonctionnent de manière similaire aux bouées immergées. Le flotteur en surface est entraîné par l'oscillation des vagues qui met en mouvement une pièce en translation par rapport au stator d'un générateur électrique linéaire. La partie fixe de la bouée est le stator, qui peut être ancré dans le sol marin ou désolidarisé des mouvements de houle par un corps massif (cf. Figure 5.7). Le rendement de cette technologie peut atteindre 28 % [8]. C'est la technologie d'exploitation d'énergie houlomotrice la plus mature. L'entreprise américaine Ocean Power Technologies est leader du domaine avec sa bouée PowerBuoy (cf. Figure 5.8) pouvant délivrer des puissances entre 40 kW et 150 kW [111].

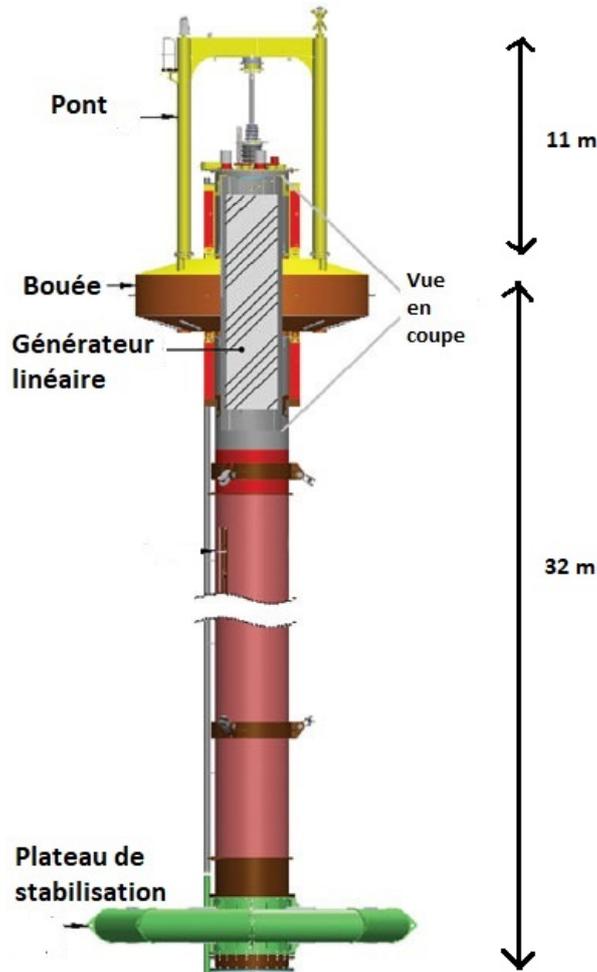


FIGURE 5.7 – Schéma des composants d'une bouée surfacique : le pont est solidaire de la bouée et met en mouvement la pièce mobile du générateur linéaire qui génère de l'électricité par mouvement de translation avec le stator fixé au poteau. Le poteau est fixe : il est soit ancré dans le sol, soit fixé à un plateau de stabilisation (cas sur cette figure). Source : traduit du schéma de offshore-mag.

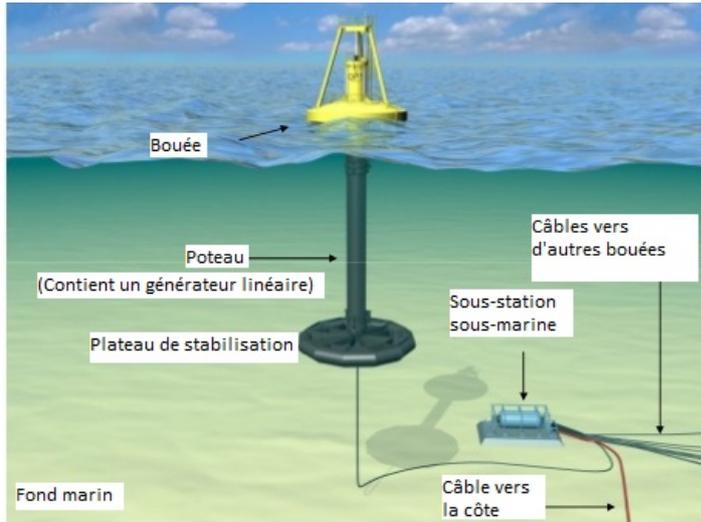


FIGURE 5.8 – Installation d'une bouée PowerBuoy.
(Source : Traduit du schéma d'*Energies de la mer*)



FIGURE 5.9 – Photographie d'une bouée PowerBuoy dans la mer du Nord. (Source : Offshore [166]).

L'entreprise commercialise à présent des bouées de génération et de stockage d'électricité. La PowerBuoy PB3 produit de l'électricité qui est ensuite stockée dans des batteries intégrées pour subvenir aux besoins en électricité dans les océans lorsque la mer est calme. Elle est capable de stocker jusqu'à 150 kWh [160]. Le but de cette installation est de répondre aux besoins en énergie des équipements d'extraction de pétrole et gaz sous-marins. La première bouée a été achetée par l'entreprise pétrolière Premier Oil et installée dans des eaux britanniques de la mer du Nord en 2019 [130].

Atténuateurs semi-émergés articulés



FIGURE 5.10 – Pelamis, le "serpent de mer", exploite les oscillations verticales et horizontales engendrées par les vagues sur les articulations entre des bouées cylindriques. (Source : European Marine Energy Centre)

La technologie Pelamis a été développée par l'entreprise écossaise du même nom, Pelamis Wave Power, dans les années 2000. La structure est composée de 4 longues bouées cylindriques liées bout-à-bout, semi-émergées, qui en oscillant avec les vagues, se tordent horizontalement et verticalement au niveau des articulations de liaisons (cf. Figure 5.10). Au niveau des articulations se trouve un système hydraulique pour convertir l'énergie des vagues en énergie électrique (cf. Figure 5.11). Ce système est composé de verrins qui pompent de l'huile à haute pression dans des réservoirs. Ils sont ensuite drainés pour alimenter un moteur hydraulique. La structure mesure 120 m de long et 3,5 m de diamètre. Elle est orientée perpendiculaire aux vagues, et sa capacité est estimée à 750 kW.

Le ratio d'énergie utilisable acquise rapportée à la quantité d'énergie dépensée pour l'obtenir est de 7,3 et le retour énergétique est de 33 mois. Le facteur de capacité de Pelamis a été estimé entre 25 % et 40 % selon le lieu d'installation [173].

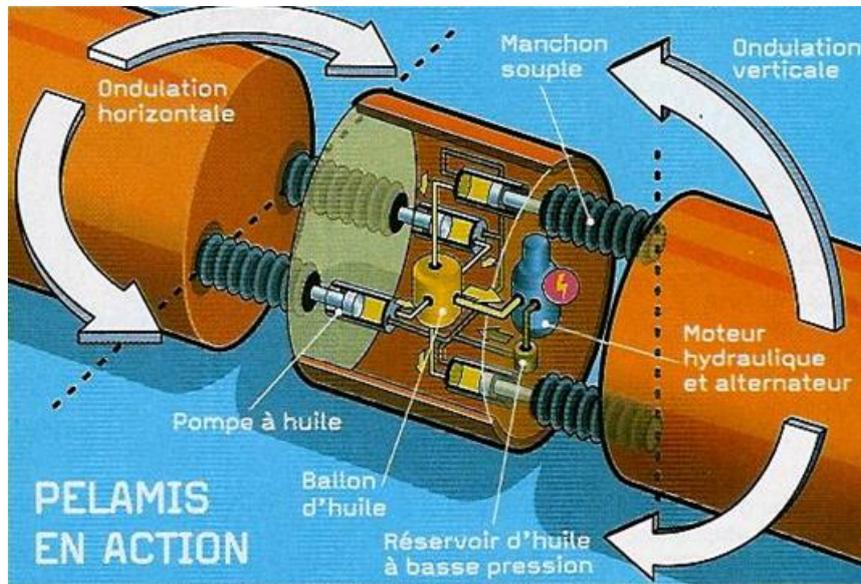


FIGURE 5.11 – Schéma du système hydraulique des articulations de Pelamis. (Source : jlb energies)

Le premier "serpent de mer" a été connecté au réseau électrique en 2004 au Royaume-Uni. Un parc d'installations Pelamis a été inauguré à Agucadoura au large du Portugal 4 années plus tard. Avec une capacité totale installée de 2,25 MW ; il avait pour objectif de répondre aux besoins en électricité de 1 500 foyers portugais [124]. Seulement 2 mois plus tard le parc a été fermé suite à des problèmes techniques et financiers. L'entreprise Pelamis Wave Power a cessé toute activité depuis 2014.

Colonnes d'eau oscillantes

Les systèmes à colonnes d'eau oscillantes sont placés sur les côtes ou sur des machines flottantes. Une cavité est alimentée en eau par une embouchure submergée et son volume libre interne varie en fonction du passage des vagues. Lorsque le niveau d'eau monte dans la cavité, l'air en excès est expulsée dans une canalisation. Lorsque le niveau baisse, la cavité se remplit à nouveau d'air par la canalisation (cf. Figure 5.12). Il y a donc un flux d'air bidirectionnel dans la canalisation induit par le passage des vagues. Une turbine installée dans la canalisation permet de générer de l'électricité à partir de l'énergie des vagues. La turbine la plus utilisée est la turbine de Wells : ses aubes¹ ont un profil symétrique (perpendiculairement au flux d'air) ce qui leur permet de tourner dans le même sens quelque soit la direction du flux d'air, et de générer de l'électricité au remplissage et au vidage de la cavité (cf. Figure 5.13) [115].

La première colonne oscillante LIMPET de la société Wavegen, d'une capacité de 500 kW, a été raccordée au réseau britannique en 2001. Ce site a été décommissionné en 2018. Le seul parc utilisant cette technologie en fonctionnement aujourd'hui est celui de Mutriku dans le Pays Basque espagnol. Le projet a nécessité un investissement de 6,4 millions d'euros pour installer 16 cavités et turbines, chacune ayant une capacité de 18,5 kW. La centrale permet de subvenir aux besoins en électricité de 250 foyers [116].

1. pale d'une roue

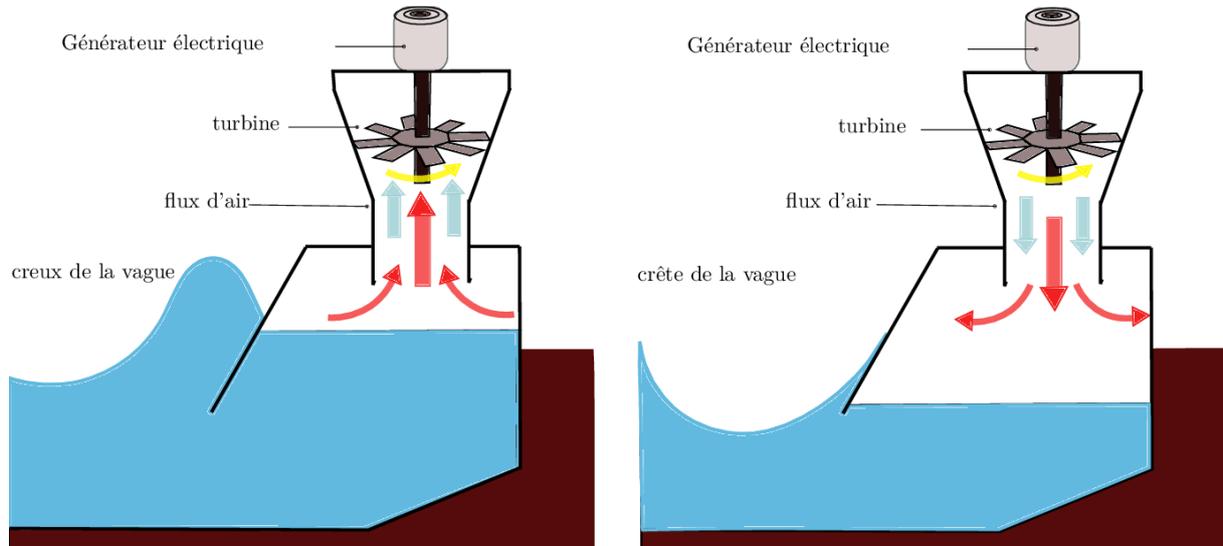


FIGURE 5.12 – Schéma de principe d'une colonne d'eau oscillante. Auteur : Xuezhou Lu [102]

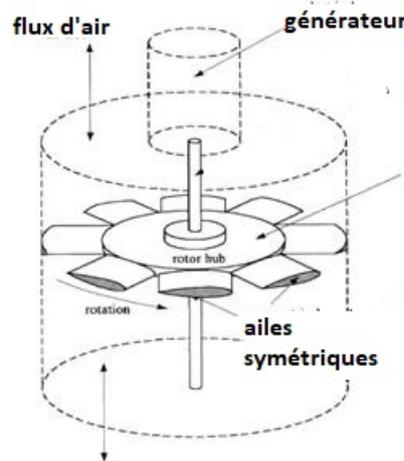


FIGURE 5.13 – Schéma de principe d'une turbine de Wells [43].

Dispositifs de surverse

Les dispositifs de surverse sont composés d'un réservoir qui se situe en hauteur par rapport à la surface de la mer. Les vagues, plus hautes que la hauteur moyenne de la mer, dépassent les parois du réservoir et remplissent celui-ci. Le réservoir se vide ensuite par un conduit équipé d'une turbine qui génère de l'électricité. Ce système transforme alors l'énergie cinétique des vagues en énergie potentielle dans le réservoir puis en énergie électrique au passage de la turbine. Deux modèles de surverse sont en développement [85] :

- le *Wave dragon*, un système flottant avec un seul réservoir et deux rampes incurvées, développé au Danemark, illustré en Figure 5.14.
- le *Seawave Slot-Cone Generator*, un système à trois étages, non-flottant, développé en Norvège, illustré en Figure 5.15.

Le rendement de conversion entre l'énergie des vagues et l'énergie électrique générée est de 18 % pour la technologie *Wave dragon* contre 25 % et 35 % pour la technologie *Seawave Slot-Cone Generator*. Ce dernier a également l'avantage d'assurer la défense côtière (prévenir des inondations) ce qui lui donne une double utilité et favorise son subventionnement.

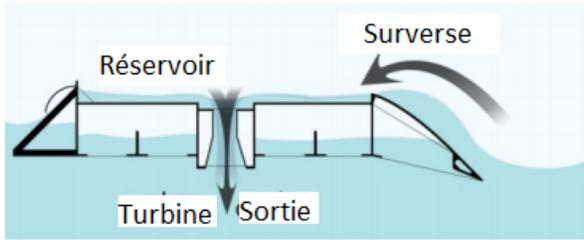


FIGURE 5.14 – Schéma de principe du système *Wave dragon* [85].

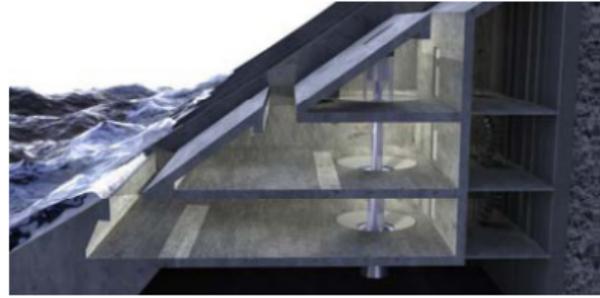


FIGURE 5.15 – Illustration du principe du système *Seawave Slot-Cone Generator* [85].



FIGURE 5.16 – Photographie du prototype de *Wave dragon* au large du Pays de Galles. On y observe deux grandes ailes réfléchissantes et au centre le réservoir. Source :wavedragon.co.uk

Une installation *Wave dragon* d'une capacité de 7MW a été testée au large du Pays de Galles en 2003 (cf. Figure 5.16) et permet de produire 20 GWh/an. Cependant aucune technologie de réservoir de surverse n'est aujourd'hui commercialisée, principalement pour des raisons économiques.

Flotteur Searev

Searev signifie Système Electrique Autonome de Récupération de l'Energie des Vagues. Cette technologie développée en France est soutenue par le CNRS. Elle est composée d'un gros flotteur à l'intérieur duquel se trouve une roue pendulaire (cf. Figure 5.17). Lorsque le flotteur tangue, la roue, ayant un centre de gravité décentré, balance comme un pendule et agit sur un système hydraulique entraînant un générateur. Le flotteur mesurant 15 m de hauteur et 25 m de large est immergé au deux tiers et devrait avoir une puissance électrique installée de 500 kW [114].

L'avantage de cette technologie est notamment le fait que tout le mécanisme se situe à l'intérieur du flotteur et est ainsi protégé des agressions du milieu marin. Ceci permet d'écartier de nombreuses interventions de maintenance coûteuses. Malgré cela, l'utilisation d'un mécanisme hydraulique nécessite beaucoup de maintenance. De plus le rendement de conversion est faible car l'énergie marine est convertie en différents vecteurs d'énergie mécanique et électrique, avec

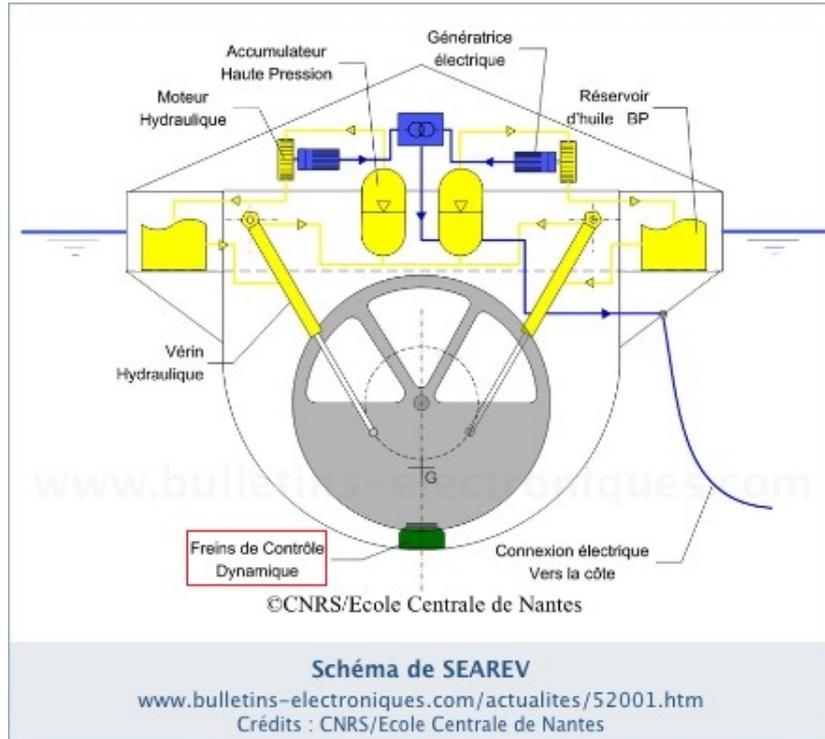


FIGURE 5.17 – Schéma des composants du flotteur Searev. (Source : CNRS / Ecole Centrale de Nantes [114])

des pertes à chaque étape [145].

Ce projet est actuellement en attente de financement pour construire un prototype de grandeur réelle.

5.1.3 Énergie marémotrice

Les marées sont les variations du niveau des océans qui dépendent de l'attraction gravitaire de la lune et du soleil sur les molécules d'eau [143]. Un des avantages de l'énergie marémotrice par rapport à d'autres sources d'énergie renouvelable est sa prédictibilité. La ressource énergétique marémotrice mondiale est estimée à 300 TWh/an et peut être captée sous deux formes [42] :

- l'énergie potentielle, provenant des variations de niveau de la mer.
- l'énergie cinétique, provenant des courants de marées.

Les usines marémotrices exploitent les variations du niveau de la mer pour produire de l'électricité. Elles consistent à créer un bassin de retenu à l'aide d'un barrage sur un estuaire et d'utiliser les variations de hauteur du niveau d'eau de part et d'autre du barrage pour actionner une turbine. Il existe trois techniques de production d'électricité [40] :

- la *production au vidage* : le bassin se remplit à marée haute puis les vannes du barrage se ferment jusqu'à marée basse avant de s'ouvrir provoquant une chute d'eau qui actionne les turbines et génère de l'électricité.
- la *production au remplissage* : le bassin se vide à marée basse. Les vannes se ferment jusqu'à ce que la marée soit haute puis s'ouvrent pour déverser l'eau dans le réservoir en actionnant les turbines qui génèrent de l'électricité.
- la *production au vidage et au remplissage* : les turbines sont actionnées pendant les phases de vidage et de remplissage du bassin.

L'usine marémotrice de la Rance (Bretagne) est composée d'un barrage de 390 m de long et de 24 turbines de production. Elle a une capacité totale de 240 MW et une production annuelle de 540 GWh ce qui permet de subvenir aux besoins en électricité de 225 000 habitants [50]. Elle fonctionne par marée montante et descendante. Le fonctionnement de cette centrale est explicité dans le schéma de la Figure 5.18.

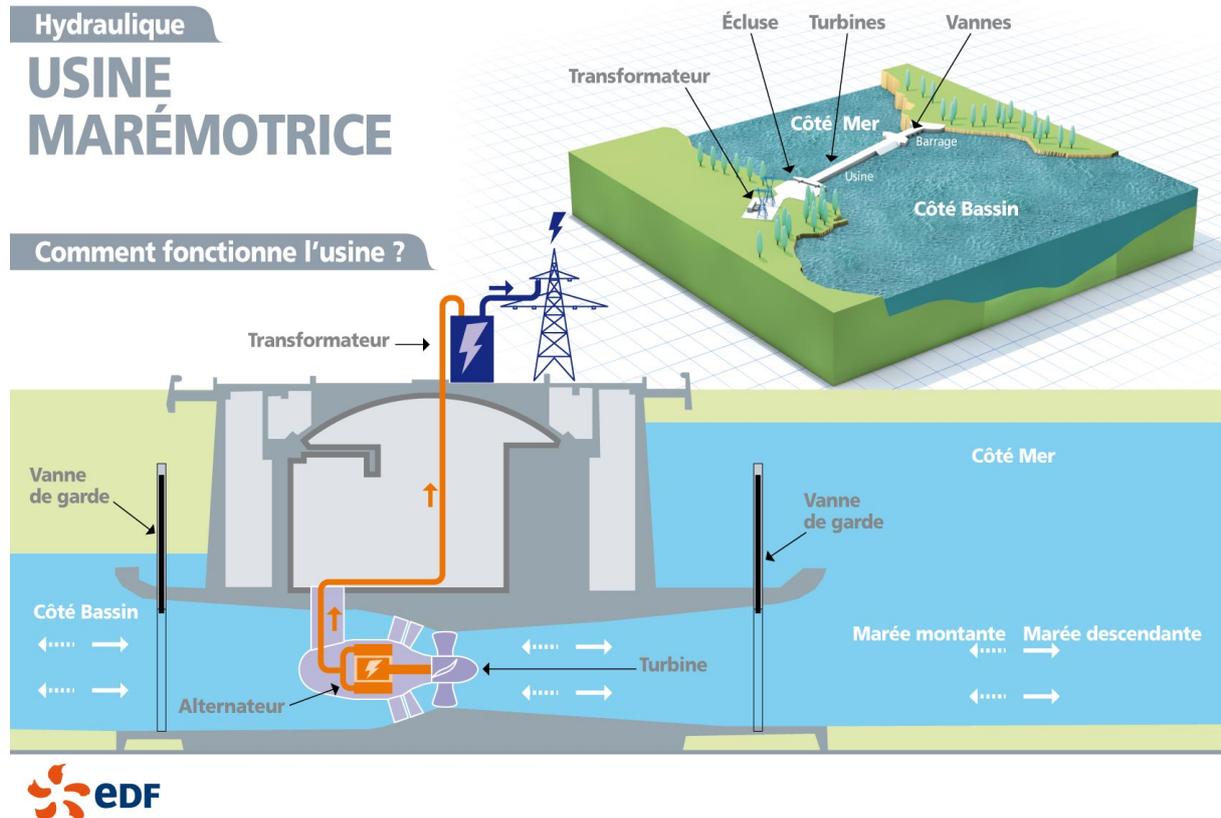


FIGURE 5.18 – Schéma explicatif de l'usine marémotrice de la Rance. (Source :edf.)

Il existe peu de sites dans le monde propices aux usines marémotrices car elles nécessitent un marnage supérieur à 5 mètres. Leur développement est aussi limité par les nombreux impacts environnementaux engendrés (mise à sec du site lors de la construction, création d'une retenue d'eau avec inondation de la faune et flore etc.). Une centrale marémotrice de 254 MW en Corée du Sud a coûté près de \$ 300 millions en 2011 [155]). À titre de comparaison, l'investissement moyen pour une centrale hydroélectrique de cette capacité est de \$ 254 millions. Le coût d'investissement initial pour les centrales marémotrices est donc comparable à celui des centrales hydroélectriques.

5.1.4 Énergie hydrolienne

Les marées sont également à l'origine de courants. Cette énergie est exploitée à travers des turbines à eau similaire à des éoliennes. L'utilisation d'hydroliennes en eau douce (rivière et fleuves) dans les centrales hydrauliques au fil de l'eau a été développé dans le chapitre 4. L'avantage des hydroliennes par rapport à une usine marémotrice est de pouvoir installer des systèmes de puissance variable en fonction des besoins aux alentours. De plus, les coûts, les travaux d'installation et les impacts environnementaux également sont plus faibles par rapport à une usine marémotrice mais la puissance est également plus faible. Il existe deux technologies d'hydrolienne, celles à axe horizontal, parallèles au courant marin, ont le plus grand rendement et sont les plus répandues.

Les hydroliennes de haute puissance actuellement industrialisées mesurent entre 10 m et 20 m de diamètre pour des capacités variant entre 1 et 2 MW et fonctionnent de manière optimale dans des courants de vitesses comprises entre 2,6 et 4 m/s [176]. Leur coefficient de puissance² C_p varie entre 0,34 et 0,45. Il existe plusieurs parcs hydroliens dans le monde, parmi lesquels le projet "MeyGen" du groupe SIMEC Atlantis Energy. Ce parc de 4 hydroliennes AR1500 (cf. Figure 5.19), installé en eaux écossaises, d'une puissance totale de 6 MW a permis de produire et injecter dans le réseau 17 GWh d'électricité en juin 2019. Ce projet est un premier pas vers un projet de plus grande envergure, pour atteindre une puissance cumulée sur le site de 86 MW [110]. Plusieurs autres projets européens sont développés dans le travail de Zhibin Zhou [176].



FIGURE 5.19 – Installation d'une turbine Atlantis AR1500. (Source : Atlantis Resources.)

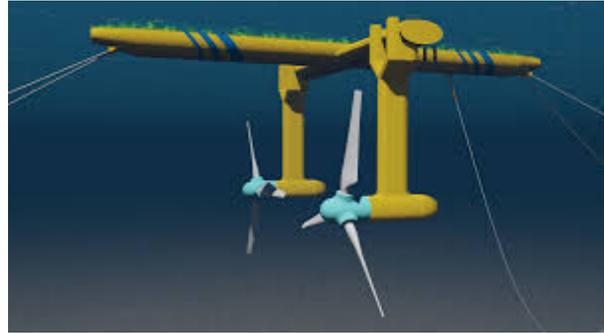


FIGURE 5.20 – Illustration du principe de l'hydrolienne flottante SeaGen F. (Source : Atlantis Resources.)

Des systèmes d'hydroliennes flottantes de haute puissance sont en cours de développement. Ils permettent de diminuer les coûts d'installation et de faciliter la maintenance. Le prototype SeaGen F de l'entreprise Simec Atlantis Energy est un exemple d'hydrolienne flottante, illustré dans la Figure 5.20. Les installations flottantes sont très sensibles aux conditions météorologiques extrêmes ce qui est une limite actuelle à leur développement [176].

5.1.5 Énergie thermique

L'énergie thermique des océans résulte du stockage d'énergie solaire sous forme thermique dans les eaux superficielles des océans. Dans les eaux tropicales, l'eau entre la surface et une profondeur de 30 m est à une température comprise entre 24 °C et 30 °C. Au delà de 750 m de profondeur la température de l'eau est d'environ 4 °C. Il y a donc un gradient de température important entre l'eau en surface et l'eau en profondeur. La conversion de l'énergie thermique des océans repose sur l'utilisation de ce gradient pour entraîner un moteur thermique. Pour cela un liquide de travail, avec une température d'ébullition très basse, est utilisé en boucle fermée pour alimenter une turbine. Il peut s'agir d'ammoniac, dont la température d'ébullition à pression atmosphérique est de 15 °C. Ce liquide est successivement vaporisé par l'eau chaude prélevée en surface, utilisé pour alimenter une turbine génératrice puis condensé au contact de l'eau froide prélevée en profondeur (cf. Figure 5.21).

La limite théorique de rendement de Carnot, pour une différence de température entre 4°C et 30 °C est de 8 %. Le rendement pratique envisageable est de seulement 4 % ce qui est très faible par rapport à d'autres sources d'énergie renouvelable. Pour atteindre ce gradient de température il faut avoir des eaux suffisamment profondes ce qui n'est pas le cas proche des terres. Ceci implique que les centrales, flottantes ou fixes, soient situées en mer afin d'atteindre les rendements les plus élevés [74].

L'exploitation de l'énergie thermique des océans est à un stade très précoce de développement. Un projet d'études sur une installation de 100 kW à Okinawa au Japon est en cours depuis 2013

2. Cf. Glossaire

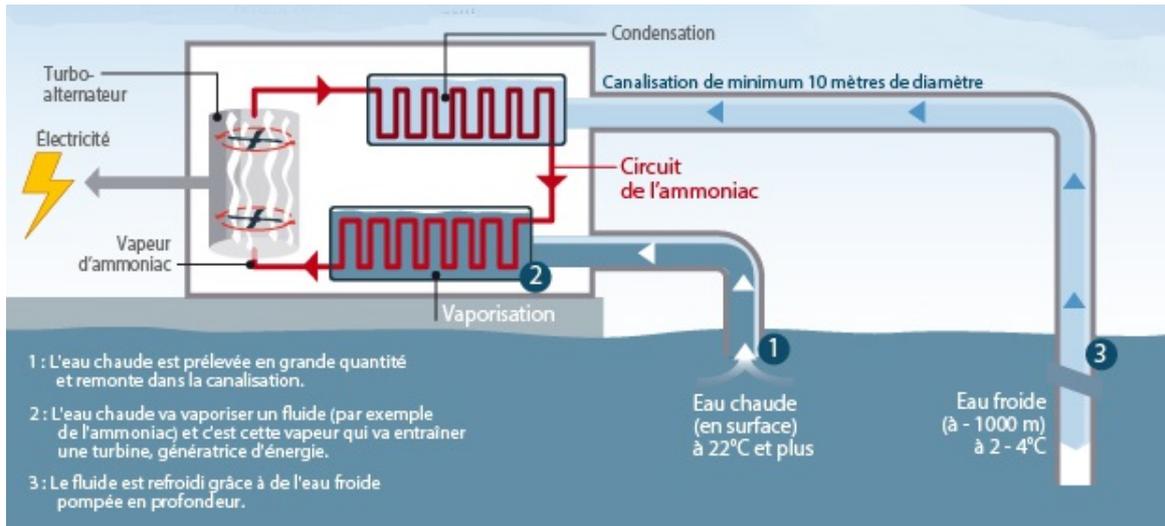


FIGURE 5.21 – Schéma de principe d'une centrale à conversion d'énergie thermique. (Source : planete-energies.com)

[120]. Depuis 2015, la centrale hawaïenne, Makai, est connectée au réseau électrique local et produit de l'électricité à partir d'une installation terrestre. Elle a une capacité de 100 kW et permet de répondre aux besoins en électricité de 120 foyers [119]. Le but de cette installation est d'y réaliser de nombreuses études pour améliorer la technologie et développer une centrale flottante pour obtenir un meilleur rendement (cf Figure 5.22).

Les centrales à conversion d'énergie marine thermique sont uniquement déployables dans les zones tropicales ce qui limite leur développement. De plus les coûts d'investissements sont très élevés.

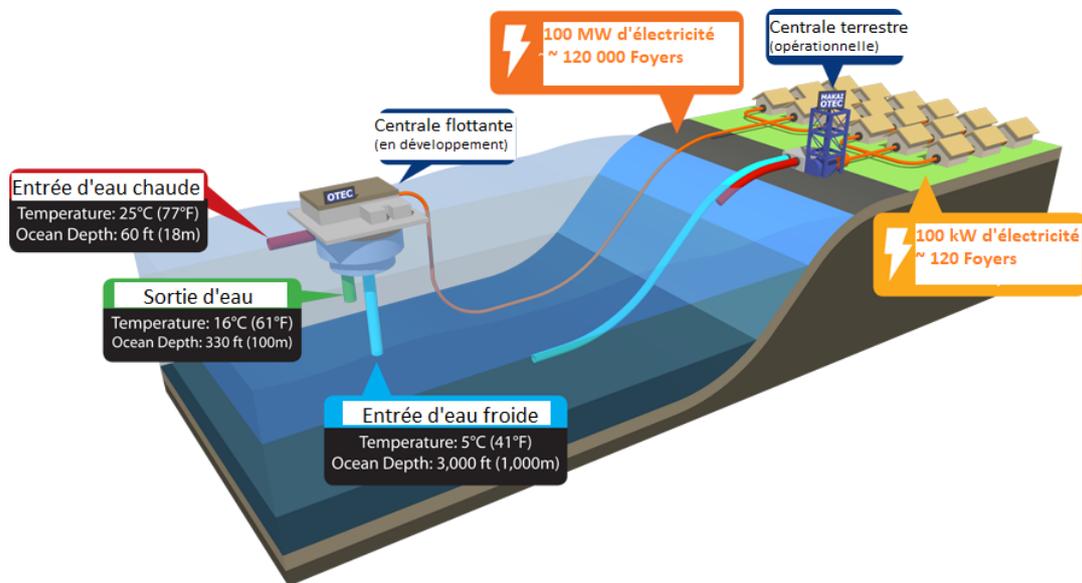


FIGURE 5.22 – Schéma du projet Makai à Hawaï. (Source : traduit du schéma de makai.com [119].)

5.1.6 Énergie osmotique

L'énergie osmotique désigne l'énergie exploitable à partir de la différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce au niveau d'une embouchure. Il existe deux exploitations possibles

de ce phénomène :

- l’osmose à pression retardée (PRO), qui repose sur la pression osmotique générée par deux liquides de concentration différente séparés par une membrane semi-perméable.
- l’électrodialyse inversé (RED), qui produit de l’électricité par séparation des ions présents dans l’eau.

Osmose à pression retardée

Une membrane semi-perméable est utilisée pour séparer un réservoir (à volume fixe) d’eau salée et un réservoir d’eau douce. L’eau passe naturellement de la solution la moins concentrée à la solution la plus concentrée jusqu’à un point d’équilibre. La migration des molécules d’eau douce vers l’eau salée à travers la membrane entraîne une pression osmotique dans le réservoir d’eau salée ce qui augmente le débit en sortie de réservoir et permet d’actionner une turbine (cf. Figure 5.23).

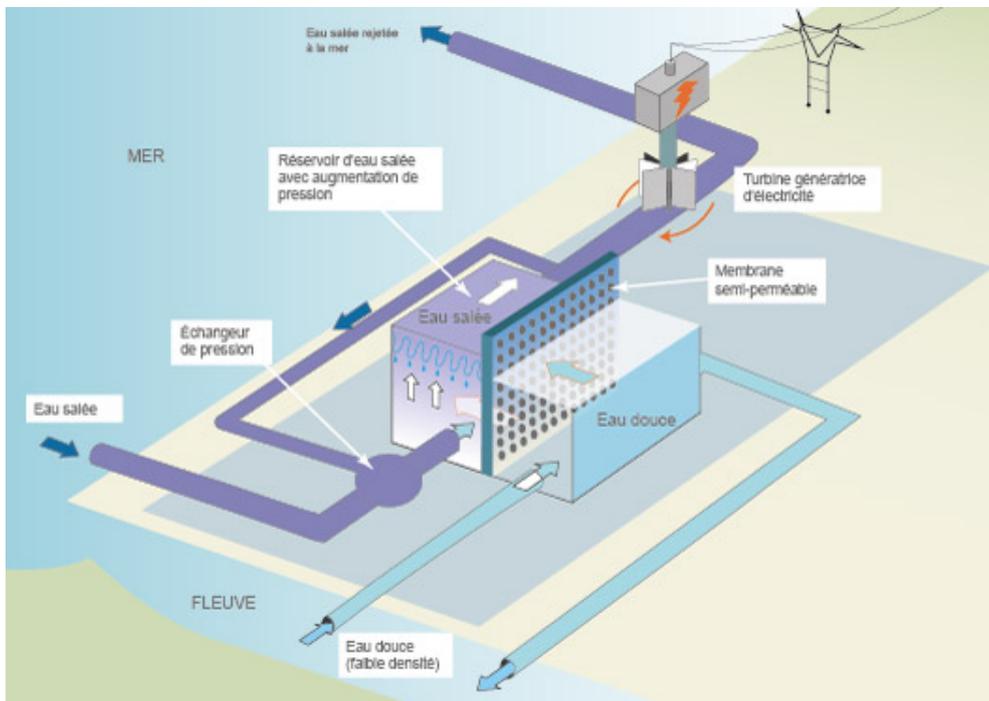


FIGURE 5.23 – Schéma du principe de fonctionnement d’une centrale à pression osmotique. (Source : connaissancedesenergies.org [41].)

Cette technologie est limitée par la performance des membranes, qui permettent de produire seulement 2 W/m^2 . Pour avoir une centrale de la même puissance qu’une éolienne il faudrait une membrane de $200\,000 \text{ m}^2$ [41]. Le groupe Norvégien à l’origine de la première centrale utilisant cette technologie a dû fermer leur centrale en 2013 après seulement 4 ans de fonctionnement à cause des coûts d’opération trop élevés et une production électrique trop faible.

Électrodialyse inversée

En 2014 une nouvelle centrale néerlandaise a été inaugurée reposant sur une technologie complémentaire : l’électrodialyse inversée (RED).

L’électrodialyse permet de séparer des ions d’une solution ionique. La solution est contenue dans un réseau de membranes, alternativement anioniques et cationiques. En appliquant une tension à chaque extrémité du réseau les ions sont attirés par chacune des bornes. La membrane anionique laisse passer les anions et la membrane cationique les cations. On obtient alors une

alternance de compartiments dilués et concentrés en ions. Cette technique peut être utilisée pour traiter des eaux usées par exemple.

Cette technique est utilisée à l'inverse pour produire une tension (et donc un courant électrique) à partir de deux solutions de concentration saline différentes. L'eau salée et l'eau douce sont injectées alternativement dans des compartiments séparés par des membranes anioniques et cationiques (cf. Figure 5.24). Les solutions cherchant à équilibrer leurs concentrations à travers les membranes sélectivement perméables, les anions (Cl^-) et cations (Na^+) de l'eau salée se séparent et génèrent ainsi une différence de potentiel entre électrodes aux extrémités du réseau de membranes. Cette tension permet de produire de l'énergie électrique. Les détails techniques de cette technologie sont explicités dans le travail de Ying Mei [108]. Selon ses résultats la densité de puissance électrique récupérée à l'aide des membranes est au maximum de $2,4 \text{ W/m}^2$. De ce fait, à ce jour, aucune centrale d'électrodialyse inversée n'est économiquement rentable.

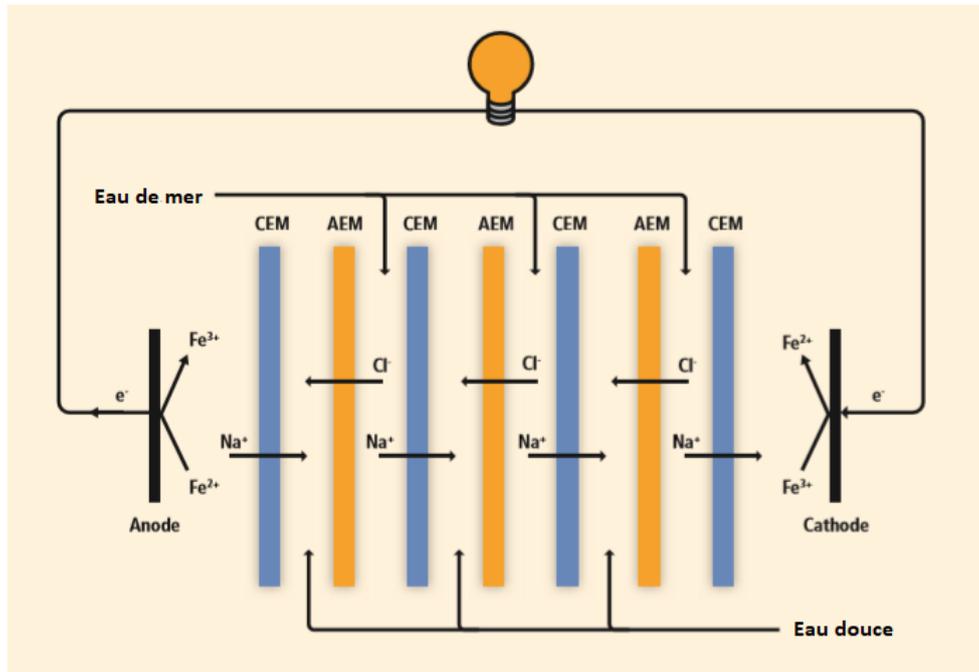


FIGURE 5.24 – Schéma du principe de fonctionnement de l'électrodialyse inversée. Les membranes anioniques sont désignées par le sigle AEM et les membranes cationiques par CEM. (Source : GIEC [140].)

En 2016, des chercheurs de l'EPFL³ ont publié leur recherche sur l'utilisation d'un nanopore dans une membrane sélective de 3 atomes d'épaisseur pour laisser passer les ions d'un compartiment à un autre. Lorsqu'un ion traverse le pore, un électron est transféré vers une électrode. La séparation des anions et cations d'eau génère une tension entre les électrodes qui met en mouvement les électrons pour générer un courant. En jouant sur la taille du pore les chercheurs ont réussi à maximiser la puissance du dispositif. Il doit être assez petit pour être sélectif et générer une tension élevée et assez gros pour produire beaucoup d'électrons, c'est-à-dire un courant élevé. Le potentiel théorique du dispositif serait de 1 MW/m^2 [127]. Si cette technologie atteint ces densités de puissance à une échelle de production industrielle, l'électrodialyse inversée pourrait jouer un rôle important dans la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

3. Ecole polytechnique fédérale de Lausanne

5.2 Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux

5.2.1 Émissions de gaz à effet de serre

Technologie	Emissions de GES en g eq CO ₂ /kWh	Etape de vie la plus émettrice
Hydrolienne	23	Fondations et amarrage
Bouée immergée	40	Fondations et amarrage, Fabrication des composants
Bouée en surface	105	Fabrication des composants
Colonne d'eau oscillante	46	Fondations et amarrage
Pelamis	35	Fabrication des composants
Les dispositifs de surverse	18	Fondations et amarrage

TABLE 5.1 – Émissions de gaz à effet de serre de différentes technologies [158]

Camilla Thompson a réalisé une étude sur l'analyse de cycle de vie d'une installation Pelamis au large de l'Ecosse [153]. D'après ses résultats, les émissions de gaz à effet de serre engendrés par la structure s'élèvent à 35 g eq CO₂/kWh. La majorité de ces émissions est liée à l'utilisation de fer comme matière première principale lors de la fabrication (38 % des émissions) et les trajets en bateau pour assurer la maintenance (20 % des émissions).

Andreas Uihlein a proposé une comparaison des émissions de gaz à effet de serre des différentes techniques d'exploitation de l'énergie houlomotrice dans ses travaux de 2016 dont les principaux résultats sont explicités dans la table 5.1. On remarque que les bouées en surface ont le taux d'émissions le plus élevé ce qui est lié à la fabrication des longs poteaux en acier utilisés pour fixer les bouées dans le sol marin. Ces résultats montrent que les énergies marines ont aujourd'hui un plus grand impact en terme d'émissions de gaz à effet de serre que l'éolien (14 g eq CO₂ /kWh) et le nucléaire (16 g eq CO₂/kWh), mais se placent dans les mêmes ordres de grandeur que l'énergie photovoltaïque (48 g eq CO₂/kWh).

5.2.2 Impacts environnementaux

Les impacts engendrés par l'exploitation des énergies marines varient en fonction de la technologie utilisée.

Pour les hydroliennes marines, les impacts relevés sont la réduction de la vitesse des courants, entraînant des dépôts de sédiments, et l'accélération du courant autour de la turbine entraînant l'affouillement du fond marin. Le risque de blesser et tuer les animaux marins avec les aubes des turbines ainsi que les risques liés aux champs électromagnétiques induits sont également soulevés.

Pour les usines marémotrices, les impacts engendrés par la construction d'un barrage et la création d'une réserve d'eau sont similaires à ceux des barrages hydrauliques. La zone doit être mise à sec lors de la fabrication ce qui perturbe l'écosystème environnant. La transformation d'une zone terrestre en zone aquatique pour créer le réservoir provoque également une modification de la biodiversité. Cependant la construction d'un barrage peut avoir un impact positif en servant de protection contre les inondations et ainsi protéger les espèces terrestres et les populations [142].

Les centrales de conversion thermique des océans extraient les eaux profondes pour alimenter les moteurs thermiques puis les rejettent en surface. Le mélange d'eaux profondes, aux nutriments et particules différents que ceux présents en surface, avec les eaux surfaciques peut entraîner une déstabilisation de l'écosystème marin autour de la centrale [74].

Les études d'analyse de cycle de vie et des impacts environnementaux des installations marines sont encore peu nombreuses. De plus, les résultats peuvent présenter des variations importantes d'une étude à une autre.

5.3 Contraintes au développement

5.3.1 Coût

La principale contrainte au développement des énergies marines est économique. Les coûts de recherche et développement des technologies puis de fabrication et maintenance des installations sont très élevés en comparaison avec d'autres sources d'énergie renouvelables. Les rendements des énergies marines sont encore faibles par rapport aux technologies développées comme le solaire ou l'éolien, ce qui rend le prix de l'électricité très élevé en comparaison. Beaucoup d'entreprises du secteur ont cessé leur activité rapidement après la commercialisation de leur technologie suite aux difficultés financières rencontrées lors de l'opération des installations.

Selon l'étude de Mathew Topper [156], le LCOE de l'électricité produite à partir d'une bouée en surface est de \$ 1,22 /kWh pour une petite installation de 10 bouées, et de \$ 0,77 /kWh pour une installation de 100 bouées. Ce coût est supérieur aux autres sources d'électricité renouvelables comme l'éolien, l'hydraulique et le solaire dont les LCOE sont respectivement de \$0,09 /kWh, \$ 0,05 /kWh et \$ 0,09 /kWh.

Pour un parc de 10 bouées, le coût de fabrication des bouées représente 25 % du LCOE, les études préalables de faisabilité 10 %, les coûts d'opération 13 % et la surveillance des installations et les frais d'assurance 43 %. Les frais de raccordement au réseau représentent 3 % du LCOE. Plus le parc est grand, plus la part du LCOE correspondant à la fabrication des installations est importante et plus les coûts d'opération et de surveillance sont faibles par kilowatt-heure produite.

L'usine marémotrice du Rance produit de l'électricité à un prix compris entre \$ 0,04/kWh et \$ 0,12/kWh, ce qui est comparable au prix d'électricité produite à partir du charbon ou d'une centrale hydraulique. Cette technologie est la plus mature et la plus maîtrisée de toutes les technologies présentées dans ce chapitre. Elle repose sur des savoir-faires proches de celles utilisées dans les centrales hydrauliques, ce qui explique la compétitivité de celle-ci et sa pérennité dans le temps.

5.3.2 Difficultés techniques en milieu marin

Les phénomènes naturels de corrosion et les tempêtes violentes en mer posent des problèmes importants lors de la conception de ces technologies. L'éloignement des terres rend la maintenance des installations difficile et coûteuse. L'énergie marine est multi-directionnelle (l'orientation de la houle est variable) ce qui rend sa transformation en énergie électrique difficile.

5.3.3 Contraintes géographiques

Toute région sur Terre n'est pas propice à l'exploitation des énergies marines : l'énergie thermique n'est exploitable que dans les zones tropicales, les centrales marémotrices nécessitent des conditions topographiques limitantes, l'énergie osmotique n'est exploitable qu'au niveau des embouchures etc.

5.3.4 Partage des zones côtières

L'espace maritime, notamment à l'approche des terres, est limité. L'installation de centrales à énergie maritimes dans des zones portuaires ou sur des couloirs de transport maritime entraîne des conflits d'usage. Les installations proches de côtes peuvent entraîner des pollutions visuelles

et sonores, ce qui est défavorable au tourisme. La protection de la biodiversité maritime fragile est également un point d'attention lors du développement des installations en mer.

5.4 Perspectives de développement

En 2017, l'exploitation des énergies marines a permis de produire seulement 0,017 % de l'électricité renouvelable dans le monde. La capacité totale installée en 2018 était de 529 MW, sachant que la centrale marémotrice de Rance en Bretagne a une capacité de 240 MW. En effet, la majorité des technologies maritimes sont en phase de développement, et une augmentation de la capacité de ces installations et une baisse des coûts de production est nécessaire pour que les prototypes sortent des laboratoires et deviennent commercialisables à grande échelle. Certains projets comme le parc hydrolienne en Ecosse ou de nouvelles centrales marémotrices devraient voir le jour dans les prochaines années.

Chapitre 6

Énergie solaire

Le soleil est une étoile dont le volume est 1 million de fois celui de la Terre. Sa température est de 15 millions de degrés Celsius, et provient de la fusion nucléaire qui convertit 600 millions de tonnes d'hydrogène en hélium par seconde. Le flux moyen d'énergie qui atteint la notre planète est de 1365 W/m^2 . Cette énergie est fortement atténuée par les nuages, la vapeur d'eau et les gaz atmosphériques ce qui résulte en une énergie de radiation solaire moyenne au sol de 198 W/m^2 . L'énergie exploitable varie fortement en fonction de la région terrestre, elle est en moyenne de 350 W/m^2 dans le désert du Ténéré et de seulement 50 W/m^2 en moyenne en Antarctique.

L'énergie solaire est à l'origine, de manière indirecte, de multiples sources d'énergie sur Terre comme le vent, les vagues, le cycle de l'eau ou encore la biomasse. Dans cette partie nous nous concentrons sur la production d'électricité à partir des radiations directes et diffuses du soleil, à travers les installations de panneaux photovoltaïques et les centrales solaires thermodynamiques.

6.1 Électricité photovoltaïque

Les installations photovoltaïques mondiales avaient une capacité cumulée de 480 GW en 2018, valeur qui a été multipliée par 20 en moins de 10 ans (22 GW en 2008). Le photovoltaïque représente 20,4 % de la capacité mondiale installée d'énergies renouvelables. Cette technologie a produit 585 TWh d'électricité en 2018, soit 2,6 % de la production mondiale d'électricité cette année là [149].

6.1.1 Principe physique d'une cellule photovoltaïque à jonction PN

La technologie des panneaux photovoltaïques repose sur la physique des dispositifs semi-conducteurs. Les cellules sont des jonctions PN : une partie du substrat semi-conducteur est dopé positivement (excès de charges positives, les trous) et l'autre négativement (excès de charges négatives, les électrons). À la jonction de ces deux parties, les électrons libres excédentaires de la région N se recombinent avec les trous libres de la région P.

Il existe alors au niveau de la jonction des lacunes en électrons libres dans la région N (excès de charges positives fixes) et des lacunes de trous libres dans la région P (excès de charges négatives fixes), ce qui crée un champ électrique interne. Cette zone de non-neutralité électrique s'appelle la zone de charge d'espace. Lorsque le substrat est exposé à un rayonnement lumineux, un photon arrache un électron du substrat : le photon apporte l'énergie nécessaire pour que l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction. Au voisinage de la zone de charge d'espace, sous l'effet du champ électrique interne, l'électron libéré se déplace vers la couche N et le trou créé se déplace vers la couche P. Lorsque les bornes du substrat sont connectées entre elles, le déplacement d'électrons génère un courant (cf. Figure 6.1).

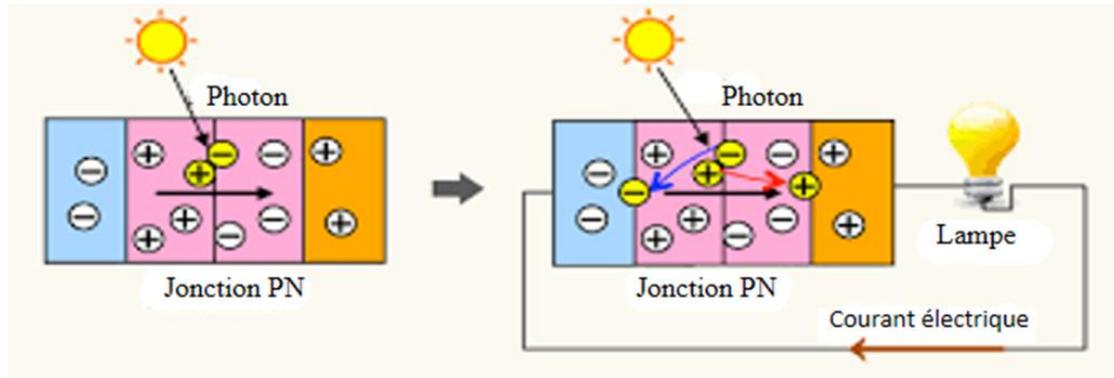


FIGURE 6.1 – Principe de fonctionnement d’une cellule photovoltaïque. En rose la zone de charge d’espace. (Auteur : Moussaoui Ahmed)

6.1.2 Différentes cellules photovoltaïques

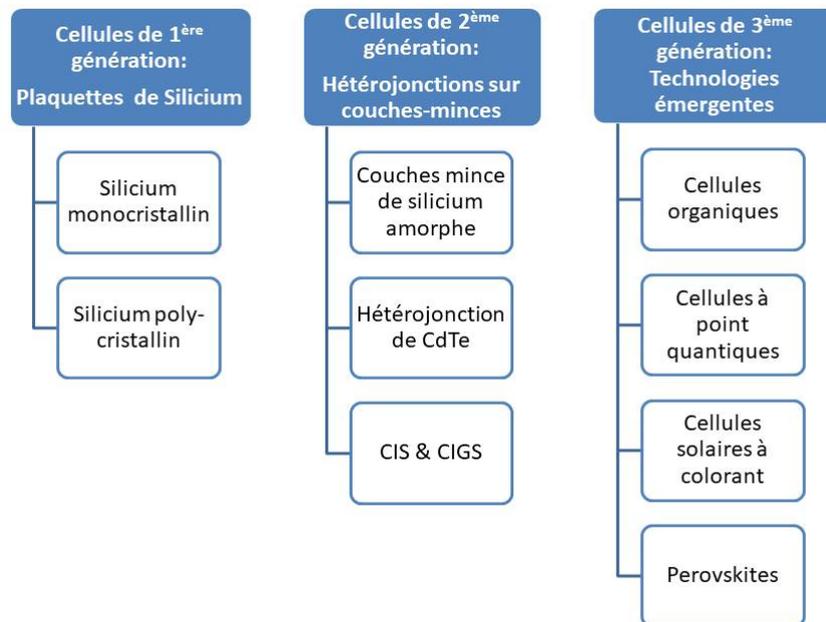


FIGURE 6.2 – Différentes technologies de cellules photovoltaïques. Les cellules CIS sont des composés Cuivre Indium Sélénure, CIGS sont des composés Cuivre Indium Gallium Sélénure et les cellules CdTe sont des composés de Cadmium Tellure. (Inspiré du travail de Shruti Sharma [147])

90 % des cellules photovoltaïques commercialisées actuellement ont un substrat en silicium d’environ $150 \mu\text{m}$ d’épaisseur : ce sont les cellules de première génération (cf. Figure 6.2) [144]. Le silicium est le second élément le plus abondant sur Terre après l’oxygène mais se trouve à l’état naturel sous forme de silice (SiO_2). Il est purifié à 99,9999 % pour pouvoir être utilisé en micro-électronique pour créer des cellules photovoltaïques. Ceci se fait à travers de nombreux procédés physiques et chimiques à haute température [89].

Le silicium pur est ensuite travaillé pour devenir monocristallin ou polycristallin¹.

1. Un monocristal ou matériau monocristallin est un matériau solide constitué d’un unique cristal, formé à

Le silicium monocristallin est fabriqué avec la technique de Czochralski qui consiste à faire croître un germe monocristallin avec une orientation précise dans du silicium liquide. En éti-rant ce germe, le silicium liquide se refroidit et se solidifie en adoptant la structure cristalline du germe : on a alors un unique cristal de silicium. Ce procédé est cher et nécessite beaucoup d'énergie (environ 250 kWh/kg de plaquettes de silicium [95]). Les cellules créées sur des plaquettes de silicium monocristallin ont une limite de rendement² technologique actuelle de 25 % . La limite théorique de conversion d'une unique jonction PN silicium, c'est-à-dire la limite Shockley-Queissier, est d'environ 32 % [139] (la figure 6.3 présente les limites de conversion pour plusieurs semi-conducteurs). Les cellules silicium monocristallines commercialisées ont des rendements compris entre 14 % et 20 %.

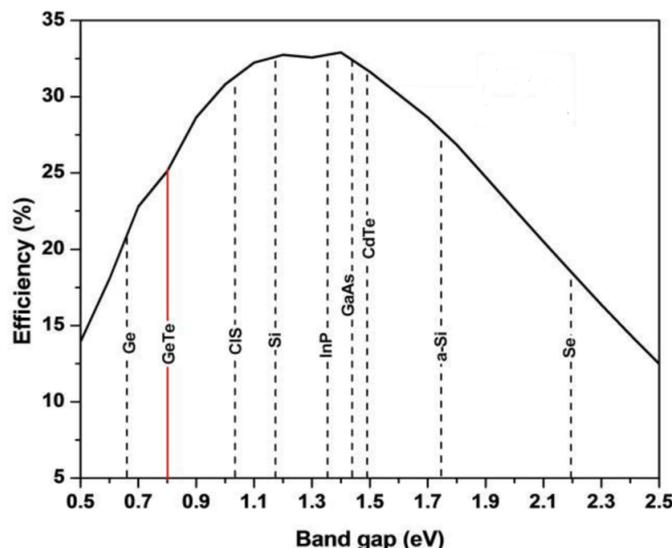


FIGURE 6.3 – La limite de Shockley-Queissier définit le rendement maximal d'une cellule à monojonction en fonction de l'énergie de gap du matériau. (Auteur : A. Noman)

Le silicium polycristallin est composé de plusieurs cristaux de tailles et formes différentes. Ne nécessitant pas l'étape de monocristallisation, le silicium polycristallin est moins cher à fabriquer et a une demande plus faible en énergie que le silicium monocristallin. Cependant, les rendements de ces cellules sont plus faibles que pour les cellules monocristallines. En 2018, le record de rendement d'une cellule silicium polycristallin était de 22,3 %, montrant qu'une structure cristalline parfaite n'est pas indispensable. Cependant, les cellules photovoltaïques polycristallines actuellement commercialisées ont un rendement compris entre 12 % et 14 % [139]. Les cellules polycristallines représentent 57 % des parts du marché photovoltaïque [128].

L'arséniure de gallium (GaAs) est également utilisé pour réaliser des cellules photovoltaïques cristallines. Le rendement d'une telle cellule peut s'élever à 30 %. Le GaAs étant très cher, ces cellules sont utilisées principalement dans le secteur spatial pour leur rendement élevé. Elles ne sont pas économiquement viables pour des utilisations terrestres [96].

Les cellules photovoltaïques en couches minces à hétérojonction constituent le restant des installations solaires actuelles. Une hétérojonction est une jonction entre deux semi-conducteurs ayant un gap d'énergie différent. Elles requièrent 99 % moins de matière pour une même capacité d'absorption des rayons que les cellules en silicium cristallin. Cette technologie nouvelle consiste à déposer un film photoactif sur un substrat (en verre souvent). Ce film peut être du silicium

partir d'un seul germe. À l'opposé, un polycristal ou matériau polycristallin, est constitué lui d'une multitude de petits cristaux de taille et d'orientation variées. (*Wikipédia*)

2. Le rendement correspond à l'énergie électrique produite sur l'énergie de radiation solaire reçue par la cellule.

amorphe, du silicium micro-amorphe, du CdTe³, du CuInSe⁴ ou du CuInGaSe⁵. Les cellules CuInSe (CIS), CuInGaSe (CIGS) et CdTe sont de type hétérojonction car les régions dopées N et P sont composées de matériaux présentant un gap différent (cf. Figure 6.4). Ces couches, d'épaisseurs comprises entre 50 nm et quelques micromètres, sont déposées par évaporation.

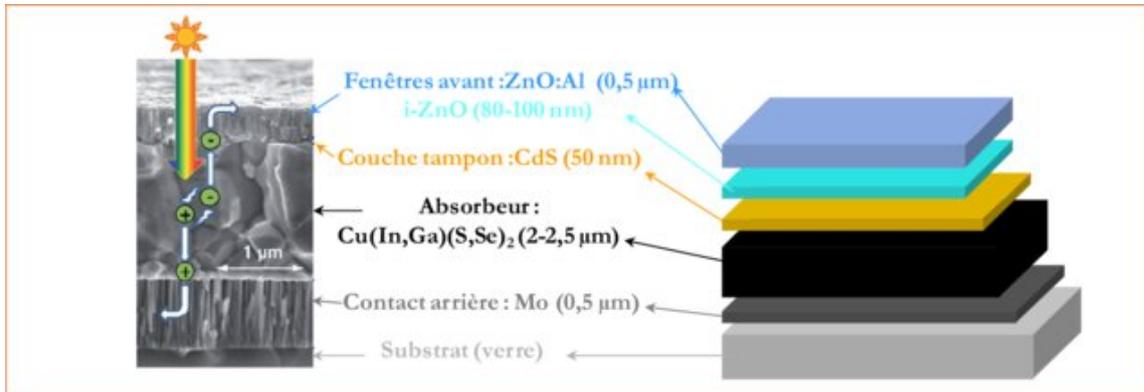


FIGURE 6.4 – Image microscopique et schéma en coupe d'une cellule photovoltaïque CIGS sur un substrat de verre. (Auteur : Jean-François Guillemoles)

Cette technologie a l'avantage d'être moins chère à la fabrication que les cellules cristallines. Cependant, les cellules à couches minces ont un rendement globalement plus faible, de l'ordre de 13% pour les cellules en silicium amorphe, 20% pour les cellules CdTe et 22% pour les cellules CIGS [91]. Elles sont plus légères et flexibles comparées aux cellules cristallines ce qui réduit leur coût d'installation.

L'effet de Staebler-Wronski est le nom donné au phénomène physique entraînant un vieillissement prématuré des cellules en silicium amorphe hydrogéné. Cette dégradation est induit par la lumière irradiant le silicium : la densité de défauts dans le silicium augmente ce qui augmente la recombinaison des paires électrons-trous et diminue la conversion électrique de la cellule [73]. La commercialisation des cellules en silicium amorphe pour produire de l'électricité photovoltaïque de puissance est compromise mais cette technologie est susceptible de continuer à être utilisée pour alimenter de petits appareils électroniques comme les montres ou les calculatrices.

D'autres types de cellules photovoltaïques sont en développement actuellement et sont explicités à la page 75. L'évolution des rendements de l'ensemble des technologies des cellules est illustrée dans le graphe de la figure 6.5.

3. Tellure de cadmium
4. Sélénure de cuivre et d'indium
5. Sélénure de cuivre, d'indium et de gallium

6.1.3 Installations photovoltaïques

Les composants d'un système photovoltaïque sont :

- les cellules photovoltaïques,
- un onduleur, pour transformer le courant continu en courant alternatif,
- un moyen de stockage, souvent des batteries avec un régulateur de charge,
- une structure physique, pour fixer les cellules.

Ces systèmes peuvent être connectés ou non au réseau de distribution.

Les installations photovoltaïques non connectées permettent d'apporter une source d'électricité dans les zones non électrifiées des pays en développement qui ne bénéficient pas d'un réseau de distribution. Un petit réseau de panneaux local peut subvenir aux besoins d'un village en évitant les pertes d'énergie générées par les grands réseaux.

La capacité d'un panneau photovoltaïque se mesure en watt "crête" (Wc). Un Wc correspond à la puissance électrique pouvant être délivrée par un panneau sous des conditions d'ensoleillement et de température standardisées [31] :

- ensoleillement de 1 000 W/m²,
- température ambiante de 25 °C,
- ciel dégagé.

Sous ces conditions, une capacité de 1 Wc correspond à la production d'1 Wh par heure. Cette unité sert à comparer les technologies entre elles.

Les installations photovoltaïques connectées sont de deux types [140] :

- décentralisées : ces systèmes peuvent être installés chez des particuliers (capacité comprise entre 1 kWc et 4 kWc) ou sur des bâtiments publics ou commerciaux (capacité comprise entre 10 kWc et 1 MWc). L'installation sur des bâtiments déjà existants permet de réduire les coûts des structures et de limiter l'impact des installations solaires sur l'utilisation des sols. Les pertes de distribution sont également minimisées car l'électricité est produite proche de son lieu d'utilisation. Cependant, les installations sont lourdes et toutes les toitures ne sont pas en mesure de les accueillir. De plus, l'orientation des toitures et les zones ombragées des toitures en zone urbaine limitent le potentiel des installations. D'après un cadastre solaire de Paris réalisé par le groupe Egis pour l'atelier parisien d'urbanisme en 2015, seulement entre 6% et 7% des toitures parisiennes peuvent être équipées de panneaux photovoltaïques de manière rentable[109]
- centralisées : les installations sont concentrées sur un même site pour former une "centrale électrique solaire". Les structures sont situées au sol et ont une capacité minimale de 1 MWc. Du fait du regroupement de panneaux, l'opération et la maintenance de ces installations sont plus contrôlables que les installations décentralisées.

6.1.4 Coût de l'électricité photovoltaïque

D'après l'article de E. Kabir sur le déploiement de l'énergie solaire aux Etats-Unis, l'investissement nécessaire pour un système photovoltaïque en 2016 aux USA était de \$ 3,7/Wc [71]. Ce coût a été divisé par deux depuis 2008 où il s'élevait à \$ 6,8/Wc d'après le GIEC [139]. Le coût des cellules photovoltaïques représente moins de 30 % du coût total des systèmes photovoltaïques. Les convertisseurs et onduleurs représentent 30 % du coût et les structures des installations, la main d'oeuvre, les permis et la connexion au réseau coûtent 40 % du prix total.

Les coûts d'opération et de maintenance des installations est de l'ordre de 1% du prix d'investissement par an.

Le LCOE⁶ de l'électricité photovoltaïque en 2018 était compris entre \$ 0,06/kWh et \$ 0,25/kWh d'après l'IRENA, avec une valeur moyenne de \$ 0,09/kWh [167]. Malgré la baisse du LCOE (il était de \$ 0,3/kWh en 2011), le photovoltaïque est encore aujourd'hui plus cher que l'éolien et l'hydraulique qui peuvent descendre jusqu'à \$ 0,03/kWh [139].

Le facteur de capacité⁷ des installations dépend de la quantité de radiations et de la localisation et peut varier entre 11 % et 24 % pour les installations chez les particuliers et entre 20 % et 30 % pour les installations centralisées. Ceci reflète l'intermittence des radiations solaires reçues sur Terre.

De plus il faut se rappeler que la capacités des panneaux installés en watt crête n'illustre pas la production électrique des installations. Cette dernière varie entre autres en fonction de l'ensoleillement et de la température. En France, la production moyenne annuelle des installations situées dans le nord du pays est de 900 kWh/kWc, tandis que dans le sud le ratio est de 1 300 kWh/kWc [38].

6.1.5 Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux des installations photovoltaïques

Les installations photovoltaïques ne génèrent pas de sous-produit⁸ lors de la production d'électricité. Cependant, les panneaux photovoltaïques posent deux grands défis environnementaux au cours de leur vie :

- les émissions et l'utilisation d'énergie pendant la fabrication.
- le recyclage en fin de vie.

La création d'une installation photovoltaïque avec des technologies de première génération suit 5 grandes étapes (cf. Figure 6.7) [113] :

1. L'élaboration du silicium pur (99,9999%) à partir du quartz.
2. La formation d'un cristal de silicium pour créer des plaquettes⁹.
3. Les procédés de transformation pour créer une cellule photovoltaïque active à partir des plaquettes de silicium.
4. L'assemblage des cellules en un module photovoltaïque.
5. Le groupement de plusieurs modules à monter sur une toiture ou sur une structure de parc solaire et raccordements électriques.

Toutes les étapes du cycle de vie (cf. Figure 6.6) sont couteuses en énergie. Le retour énergétique¹⁰ des panneaux solaires varie entre 1,7 ans et 2,5 ans en fonction de la technologie de la cellule utilisée. Les cellules mono-cristallines de silicium ont le plus long retour énergétique : le rendement plus élevé de ces cellules ne compense pas le surplus d'énergie nécessaire pour créer un monocristal de silicium. Les cellules à base d'hétérojonctions sur couches minces CIS sont les plus rentables énergétiquement [65].

Les cellules en silicium monocristallin ont également les plus fortes émissions de gaz à effet de serre au cours de leur cycle de vie, avec des émissions de 51 g eq CO₂/kWh contre 41 g eq CO₂/kWh pour les cellules en silicium polycristallin [65]. Pour comparaison, l'éolien émet en moyenne 12 g eq CO₂/kWh, la géothermie 50 g eq CO₂/kWh et le pétrole 840 g eq CO₂/kWh [139].

6. cf. Glossaire

7. cf. Glossaire

8. Un sous-produit est un produit secondaire obtenu lors de la fabrication d'un produit principal

9. "wafer" en anglais

10. durée au bout de laquelle l'installation a produit l'énergie nécessaire à sa fabrication

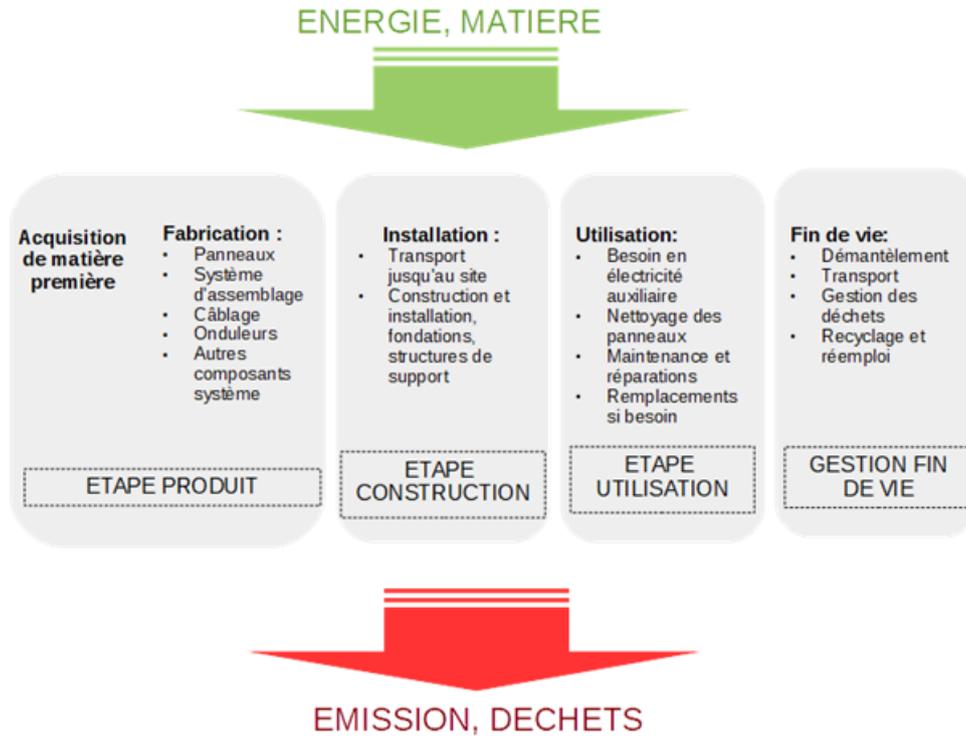


FIGURE 6.6 – Cycle de vie des installations photovoltaïques. (Traduction du travail de N. Ludin [103])

Les panneaux photovoltaïques actuellement commercialisés ne contiennent pas de terres rares, mais les cellules sur couches minces utilisent des métaux critiques¹¹ comme le tellure, le cadmium, l'indium et l'argent. Ce n'est pas le cas pour les cellules en silicium qui représentent plus de 80 % des installations photovoltaïques actuelles [104].

Les installations photovoltaïques ont une capacité surfacique qui varie en fonction du placement des panneaux et de la technologie utilisée. À titre d'exemple, l'installation à Toulouse de 35 000 panneaux sur 25 ha (ancien terrain de l'usine AZF) a une capacité crête totale de 15 MWe et une production annuelle de 19,4 GWh, soit une capacité surfacique de 60 Wc/m² pour une production de 77,6 kWh/m²/an [162].

Les panneaux photovoltaïques ont une durée de vie d'environ 30 ans. Le recyclage des panneaux solaires en fin de vie est un problème complexe relativement nouveau. Les modules photovoltaïques sont composés à plus de 90 % de matériaux facilement recyclables, principalement du verre, des polymères et de l'aluminium. Cependant ils sont également composés d'éléments difficiles à recycler comme du silicium, du plomb, du zinc et du cuivre, et des éléments semi-conducteurs comme le cadmium, la tellure, l'indium et le gallium. Ces éléments toxiques font des panneaux photovoltaïques des déchets dangereux qui doivent être traités en conséquence. Les risques majeurs si ces déchets ne sont pas éliminés et recyclés correctement sont :

- la lixiviation de plomb et de cadmium,
- la perte de ressources naturelles comme l'aluminium, le silicium et le verre,
- la perte de ressources de métaux critiques comme le tellure, le cadmium, l'indium et l'argent.

11. Les matériaux critiques sont des matériaux ayant une forte valeur économique et qui présentent des risques de pénuries.

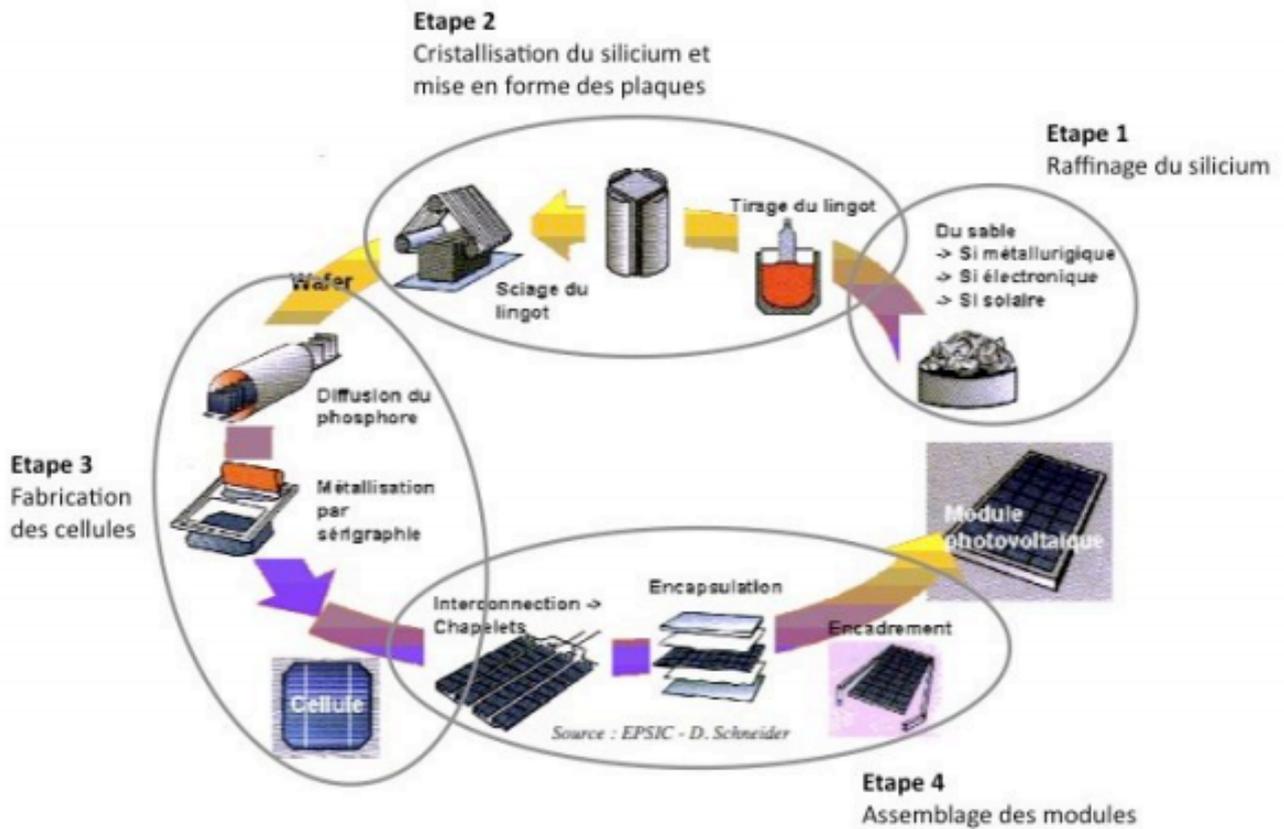


FIGURE 6.7 – Procédé de fabrication d’une installation photovoltaïque, du quartz à la production d’électricité. (Auteur : Cécile Miquel [113])

Le plomb et le cadmium constituent seulement 1 % de la masse des modules photovoltaïques mais sont les éléments qui présentent les plus grands dangers pour l’environnement et les humains.

La technologie est jeune et nous n’avons pas encore eu affaire à un démantèlement et à la gestion des déchets photovoltaïques à grande échelle. Beaucoup des premières installations arrivent actuellement en fin de vie en Europe et il y aura beaucoup de démantèlements à travers le monde dans les années 2030. L’accumulation des déchets photovoltaïques s’élevait à 200 000 tonnes à la fin de 2016, valeur susceptible de dépasser 8 millions en 2030. L’IRENA estime le ratio entre les déchets photovoltaïques et la quantité de nouvelles installations en 2030 entre 4 % et 14 %, et un ratio excédant 80 % d’ici 2050 [167].

Les impacts sociaux néfastes des installations photovoltaïques sont les impacts visuels des parcs solaires et les conflits d’usage liés à l’utilisation de terres agricoles [95]. En revanche, d’après le rapport du GIEC sur les énergies renouvelables de 2011 [139], l’industrie photovoltaïque génère 0,87 an de travail par GWh d’électricité produite. Elle génère plus d’emplois que les industries du charbon (0,34 emploi annuel par GWh [123] [23]), du gaz et du pétrole.

L’installation de panneaux solaires décentralisés permet un accès à l’électricité dans les zones isolées des pays en développement. La source d’énergie principale de ces zones est la combustion de biomasse. L’apport d’électricité photovoltaïque permet de réduire le risque de maladies et le nombre de décès liés à l’exposition aux fumées. De plus, l’accès à la lumière permet de lire et d’étudier en soirée ce qui offre des opportunités de développement liées à l’éducation pour ces populations [139].

6.1.6 Perspectives d'avenir et innovations actuelles

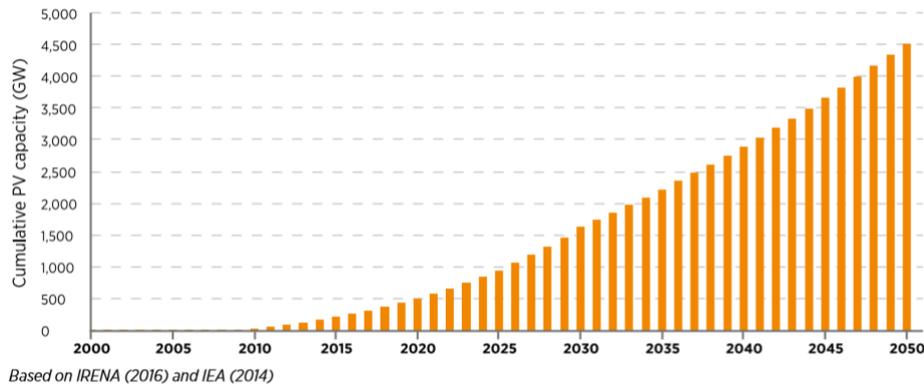


FIGURE 6.8 – Prédiction de l'évolution de la capacité mondiale d'installations photovoltaïques d'ici 2050. (Source : IRENA [167])

Les études concernant l'évolution de la production photovoltaïque prévoient une croissance importante (multiplication par 9) de la capacité mondiale installée d'ici 2050 (cf. Figure 6.8). Cette croissance repose sur plusieurs pistes de progrès dans l'industrie et la recherche et développement dont les principaux sont :

- diminuer le coût des cellules photovoltaïques et des composants du système,
- optimiser le rendement, la stabilité et la durée de vie des cellules et des composants du système,
- réduire la quantité de matériaux critiques utilisés,
- assurer le recyclage des panneaux solaires en fin de vie.

Panneaux photovoltaïques "suiveurs"

Augmenter le temps de capture de l'énergie solaire par les panneaux augmente le rendement des installations photovoltaïques. L'idée est donc d'incliner dynamiquement au cours de la journée les panneaux pour qu'ils soient toujours perpendiculaires aux rayonnements du soleil, notamment en début et en fin de journée. L'entreprise Hélioslite, basée en Savoie, développe des systèmes suiveurs sur deux axes qui permettent d'augmenter la production des panneaux solaires de 43 % sur l'ensemble de la journée et de multiplier par 5 la production en matinée et en soirée [162].

Cellules organiques

Une cellule est dite organique si au moins une des couches actives est constituée de molécules organiques, souvent des polymères semi-conducteurs. Elles sont constituées de couches minces d'environ 100 nm d'épaisseur qui sont composées principalement de matières plastiques. Elles sont beaucoup moins chères à produire que les cellules en silicium et les procédés de fabrication sont moins contraignants.

Elles ont également l'avantage d'être flexibles, légères, semi-transparentes, et facilement produites à grande échelle. Leur légèreté et leur flexibilité permettent de réduire les coûts d'installation des panneaux solaires.

Cependant, les cellules organiques ont un rendement beaucoup plus faible (entre 6 % et 10 %) que les cellules en silicium [175]. Ceci est lié au grand gap (supérieur à 2 eV) des polymères qui limite la capacité d'absorption des photons incidents à 30 % [144].

Les recherches liées aux cellules organiques se tournent actuellement vers de nouveaux matériaux comme le graphène. Le graphène possède d'excellentes propriétés optiques, thermiques et mécaniques qui sont intéressantes pour la fabrication de cellules solaires [144].

Les cellules organiques semblent être une solution intéressante pour réduire le coût des installations photovoltaïques. Cependant, sans avancées dans l'augmentation de leur rendement et dans leur durée de vie, elles peineront à concurrencer les cellules en silicium. De plus, une capacité moins élevée implique un besoin surfacique plus grand, ce qui est un critère important dans les choix d'installations.

Cellules à colorant

Les cellules à colorant, "Dye Sensitized Solar Cells" (DSSC) en anglais, sont des cellules inspirées de la photosynthèse végétale. Elles sont composées de (cf. Figure 6.9) :

- une anode transparente,
- une couche de nanoparticules semi-conductrices d'oxyde de titane (TiO_2) recouvertes de colorant,
- un électrolyte, fréquemment le couple redox Iodure/Triiodure (I_3^-/I^-),
- une cathode de platine.

Ces cellules captent non seulement les rayons solaires directs mais également les rayons diffus et la lumière ambiante (à partir de 300 lx). Ceci est possible grâce à la grande surface d'absorption des nanoparticules couverts de colorants.

La lumière traverse l'anode et excite les molécules du colorant. Les électrons sont arrachés du colorant (celui-ci est oxydé) et injectés dans une couche de nanoparticules d'oxyde de titane (TiO_2) et atteignent l'anode. Les électrons parcourent ensuite le circuit (génération de courant) et sont réinjectés au niveau de la cathode dans un substrat électrolytique. Ils sont ensuite transportés à nouveau vers le colorant grâce à l'oxydo-réduction du couple I_3^-/I^- .

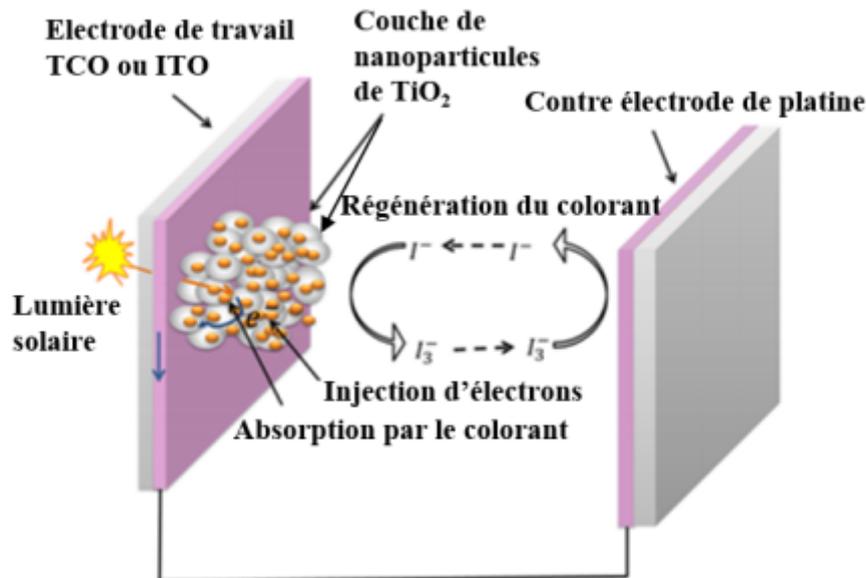


FIGURE 6.9 – Schéma d'une cellule solaire à colorant sur nanoparticules de TiO_2 . (Auteur : C. Karam [35])

Ces cellules ont un rendement compris entre 7 % et 11% et ont un coût de production faible comparé aux cellules silicium (matériaux bons marchés et processus de fabrication simples) [144]. Elles ont également l'avantage d'être flexibles et peuvent être transparentes. Avec des avancées dans le rendement de ces cellules, cette technologie pourrait concurrencer les panneaux en silicium avec l'avantage de nécessiter moins d'énergie et de pouvoir capter la lumière ambiante sans utiliser de matériaux toxiques [14]. Cependant les risques sanitaires liés aux nanoparticules de titane sont aujourd'hui soulevés.

Cellules "*quantum dot*" [117]

Dans les cellules solaires classiques, lorsqu'un photon est absorbé il génère un électron qui est à l'origine du photocourant de la cellule. Or beaucoup des photons absorbés ont une énergie trop élevée par rapport à l'énergie du gap. Ces électrons à fortes énergies cèdent le surplus d'énergie sous forme de chaleur pour redescendre au niveau d'énergie de la bande de conduction. Ils ne participent pas au photocourant de la cellule. Ces pertes d'énergie limitent le rendement des cellules photovoltaïques, c'est la limite de Shockley-Queisser. Cette limite est valable pour des monojonctions p-n et est illustrée dans la figure 6.3. L'intérêt des *quantum dots* est de surpasser cette limite.

Les *quantum dots* sont des particules semi-conductrices d'environ 5 nm de diamètre (cf. Figure 6.11) placées dans un substrat liquide. Ce sont majoritairement des semi-conducteurs CdSe, CdS, CdTe, PbSe et PbS. Leur énergie de gap est modulable et dépend de la taille des nanoparticules. Conformément à l'équation de Schrödinger, plus les particules sont petites, plus les niveaux des bandes d'énergie sont discrets et l'énergie du gap est grande (cf. Figure 6.10).

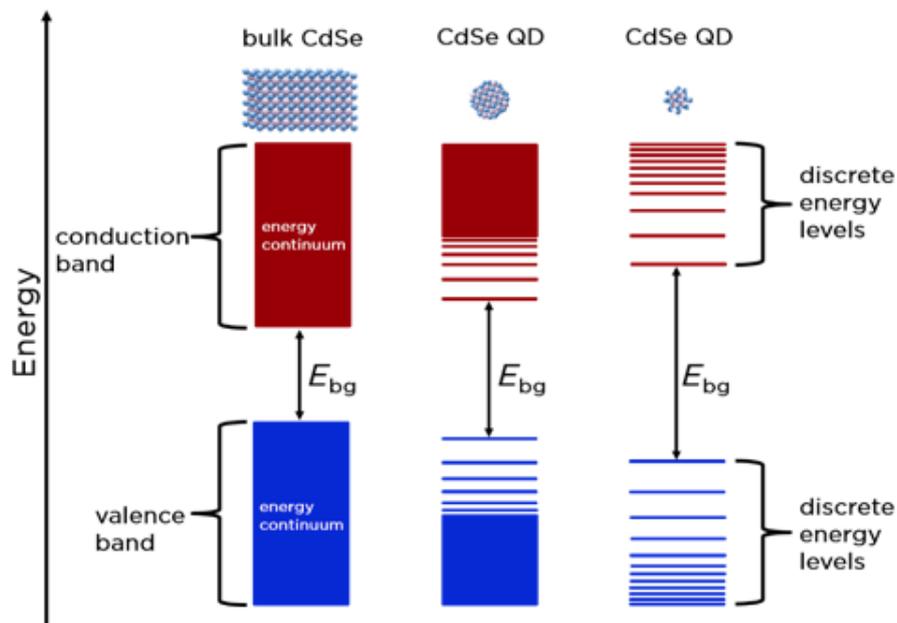


FIGURE 6.10 – Représentation schématique des structures de bandes d'un semi-conducteur classique ("bulk CdSe") et du même semi-conducteur sous forme de *quantum dots* ("QD"). Le matériau est le même pour les trois structures, c'est la taille du matériau qui modifie la structure de bande. (Source : University of Waterloo [133])

Une méthode pour surpasser la limite de Shockley-Queisser est d'empiler des matériaux semi-conducteurs à énergies de gaps différents pour créer des cellules à hétérojonction. Pour ce faire, les matériaux doivent avoir des structures cristallines similaires ce qui est coûteux. Les cellules

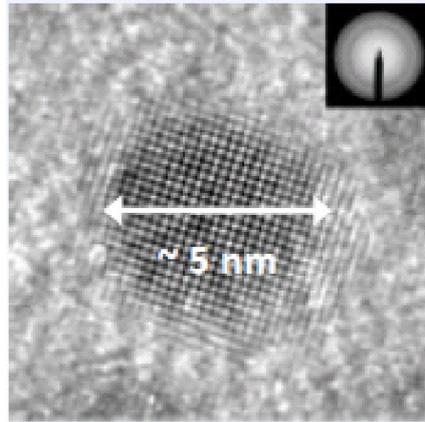


FIGURE 6.11 – Image au microscope électronique en transmission d'un *quantum dot* d'une cellule solaire PbSe . (Auteur : K.E. Jasim [69])

quantum dots sont constituées de nanoparticules qui sont fabriquées en solution. Il n'y a donc pas besoin de faire coïncider les structures cristallines des différents matériaux comme pour les cellules à hétérojonction traditionnelles. En théorie, un empilement de deux couches de nanoparticules semi-conductrices à énergie de gap optimale permettrait d'obtenir un rendement de 50 %. Or la limite actuelle atteinte en laboratoire est de 19 % pour un empilement de 5 couches.

La dernière application des *quantum dots* pour les cellules solaires repose sur le phénomène de génération multiple d'excitons à partir d'un électron à haute énergie. La discrétisation des niveaux d'énergies dans les nano-particules semi-conductrices offre plus de possibilités de transitions aux électrons. Des études ont montré que jusqu'à 3 électrons pouvaient être arrachés de la bande de valence pour un photon absorbé. Le rendement théorique s'élèverait alors à 65 %. Cependant il n'y a pas de résultats d'expériences d'un tel rendement à ce jour.

Les cellules *quantum dots* présentent des propriétés prometteuses pour l'avenir des cellules photovoltaïques, offrant des rendements élevés pour des coûts (financiers et énergétiques) de fabrication plus faibles que les cellules silicium. Cependant les rendements atteints en laboratoire sont actuellement de l'ordre de 16 % et l'utilisation de métaux toxiques comme le plomb et le cadmium sont des freins importants à leur commercialisation. L'utilisation de matériaux non toxiques et les avancées technologiques pour se rapprocher des valeurs de rendements théoriques supérieurs à 30 % semblent être les prochaines pistes de recherche dans ce domaine.

La fabrication de *quantum dots* semi-conductrices est moins chère que la fabrication de cellules en silicium. Cette technologie permettrait donc d'avoir une solution moins coûteuse et avec un plus grand rendement que ce qui est actuellement commercialisé.

Cellules pérovskites

Les cellules pérovskites sont des cellules solaires composées d'un absorbeur ayant une structure pérovskite, c'est-à-dire un matériau ayant une structure cristalline de type ABX_3 , où A et B sont des cations métalliques de tailles très différentes et X est un anion qui lie les deux cations. Les matériaux absorbeurs les plus utilisés sont des hybrides organiques-inorganiques de plomb ou des halogénures d'étain. Ces matériaux semi-conducteurs ont l'avantage d'avoir des porteurs avec une longue distance de diffusion et une longue durée de vie, ce qui permet d'avoir un rendement de conversion élevé [177]. Les recherches dans ce domaine ont permis d'augmenter le rendement de ces cellules de 3 % en 2006 à plus de 24 % en 2019 [126].

L'avantage des cellules pérovskites réside en leur faible coût de production (financier et énergétique) en comparaison avec les cellules en silicium cristallin ou les cellules de couches-minces. Leur rendement est à la hauteur des cellules silicium actuellement commercialisées et celui-ci

devrait encore croître dans les prochaines années, avec une possibilité d'atteindre 40 % si les cellules sont assemblées dans une structure "tandem". Ces structures sont des combinaisons de pérovskites avec un autre matériau absorbeur pour augmenter le spectre d'absorption de la cellule et ainsi la capacité de production [177].

Les perspectives de recyclage sont également prometteuses, avec l'utilisation de processus moins coûteux en énergie que le recyclage des panneaux silicium.

Cependant, la durée de vie de ces composants est très faible. La stabilité du matériau est très faible, avec une perte de rendement moyenne de 80 % au bout de 1 000 h de fonctionnement. Les cellules sont très sensibles à l'humidité, l'exposition à la lumière et aux températures élevées, ce qui est une barrière importante à leur commercialisation. De plus, les meilleures pérovskites sont à base de plomb, un métal toxique pour l'environnement et les humains ce qui nécessite un traitement spécifique et allourdit les procédés de recyclage.

Des recherches sont en cours pour développer des cellules pérovskites sans plomb [126] et augmenter la stabilité des composants pour que cette technologie puisse être commercialisée.

Avancées dans le recyclage des panneaux en silicium cristallin

Le recyclage des panneaux photovoltaïques en fin de vie, de manière efficiente énergétiquement, permet non seulement de limiter les déchets et les émissions liées à la fabrication des installations mais également de réduire les besoins énergétiques pour la création de nouveaux modules. L'extraction des matières premières nécessite plus d'énergie que celle des matières provenant de panneaux recyclés. Le recyclage de l'aluminium émet seulement 4,16 % des émissions qui seraient émises si la même quantité de matière était extraite et transformée à partir de ressources naturelles [171]. Ré-utiliser ces ressources permet également de réduire l'extraction des matières premières et de protéger les ressources naturelles en matériaux critiques.

Il existe actuellement trois domaines de recherche pour la gestion de fin de vie de panneaux photovoltaïques : la réparation des composants, la séparation des modules et le recyclage du silicium et autres matériaux critiques des composants [171].

La réparation des composants n'est pas une technique de recyclage mais un moyen d'étendre la durée de vie des modules.

La séparation des modules consiste à séparer, par méthodes physiques et chimiques, les composants des panneaux. Il s'agit de retirer les électrodes en aluminium, la couche anti-réfléchissante de surface, la jonction p-n de la cellule et les électrodes de quadrillage en argent pour pouvoir récupérer et recycler le silicium pur. Ceci peut se faire par attaque chimique et traitement thermique ou en utilisant un traitement ultrasons avec des solvants organiques. La première technique est celle utilisée industriellement pour séparer les modules. Le silicium obtenu est moins pur qu'avec la seconde technique mais cette dernière produit des déchets chimiques conséquents.

La dernière étape de recyclage est celle des plaquettes de silicium. En moyenne, 80 % des plaquettes de silicium peuvent être réutilisées sans transformation. Les autres sont traitées chimiquement pour retirer la jonction p-n dopée en surface puis sont fondues et le silicium est réutilisé avec un taux de recyclage de 85 % [136].

Une technique différente est utilisée pour recycler les cellules sur couche-minces. Les panneaux sont broyés pour briser les stratifications des cellules. Le produit résultant de ce broyage est sous forme liquide et solide. Ces deux formes sont ensuite séparées. Le liquide contenant les éléments semi-conducteurs est traité et les matériaux semi-conducteurs sont recyclés en moyenne à 95 %. La partie solide est principalement composée de verre, qui doit être traité pour éliminer les résidus de matériaux contaminants. Le verre est réutilisé à 90 % [136].

Le schéma de la figure 6.12 récapitule les différentes étapes et produits du recyclage d'un panneau photovoltaïque.

Il existe actuellement très peu de centres de recyclage photovoltaïque à travers le monde. La première usine dédiée entièrement au recyclage des panneaux photovoltaïques en silicium cris-

tallin en Europe a été inaugurée en juillet 2018. Cette usine se situe dans les Bouches-du-Rhône, appartient au groupe Veolia et pourrait traiter jusqu'à 4 000 tonnes de déchets annuellement. Le taux de valorisation des déchets s'élève à 95 % [165].

D'après l'IRENA [167], la récupération de matières recyclées de l'industrie photovoltaïque pourrait générer jusqu'à \$ 450 millions d'ici 2030 et jusqu'à \$ 15 milliards d'ici 2050. Ainsi au-delà de réduire les émissions des processus de fabrication, de limiter l'exploitation des ressources et l'impact environnemental des installations solaires, le recyclage photovoltaïque paraît être un marché prometteur, économiquement viable, qui pourrait créer de nouveaux emplois.

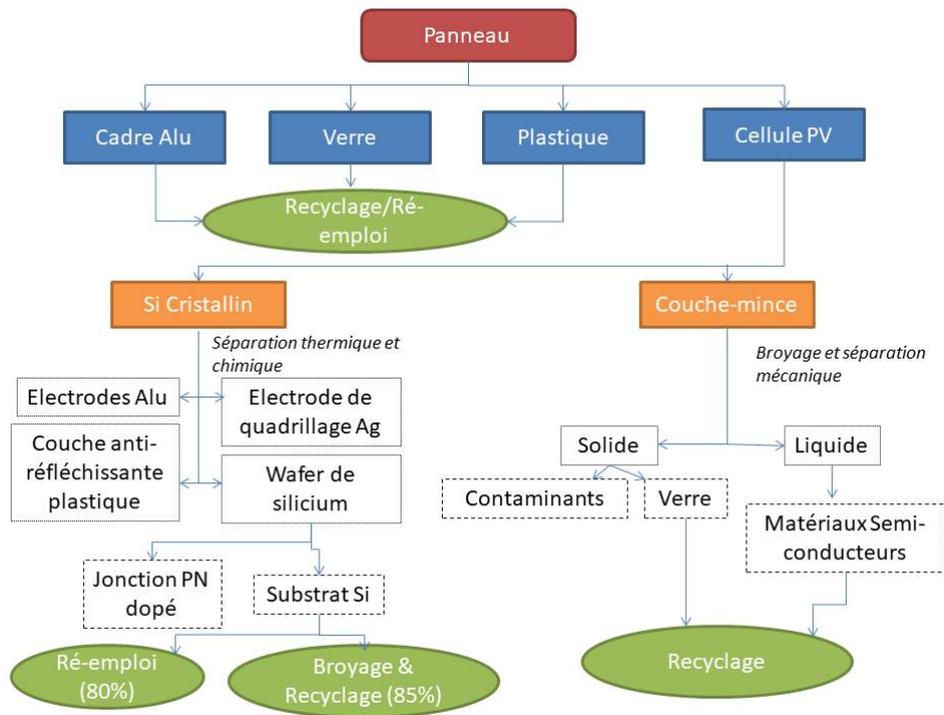


FIGURE 6.12 – Schéma du recyclage des différents composants d'un panneau photovoltaïque. (Basé sur les références [171] [136])

6.2 Centrales solaires thermodynamiques

Les centrales solaires thermodynamiques, Concentrated Solar Power (CSP) en anglais, consistent à concentrer les rayons solaires pour chauffer un liquide pour générer de l'électricité à partir de procédés thermodynamiques. La production de vapeur à haute pression alimente une turbine pour générer de l'électricité. L'avantage de cette technologie est que les techniques thermodynamiques pour transformer l'énergie sous forme de chaleur en énergie électrique sont connues et maîtrisées. La capacité mondiale installée s'élevait à 5,47 GW en 2018 [60]. La production mondiale la même année était de 11,9 TWh ce qui représentait 0,045 % de la production totale d'électricité. L'avantage principale de ces centrales est de pouvoir stocker sur de courtes durées l'énergie solaire sous forme de chaleur.

6.2.1 Différentes centrales solaires thermodynamiques

Il existe trois types de centrales solaires thermodynamiques.

Centrales solaires thermodynamiques à concentration linéaire

Les centrales solaires thermodynamiques à capteurs cylindro-paraboliques sont les centrales les plus répandues actuellement (cf. Figure 6.16, schéma en bas à droite et Figure 6.13). Des miroirs paraboliques (les collecteurs), en forme d'auges, dirigent les faisceaux du soleil sur un tube contenant un liquide caloporteur (l'absorbeur). Le tube est dans le plan focal des miroirs qui permettent de multiplier la puissance lumineuse par 70 [139]. Le liquide, souvent de l'huile ou des sels fondus, est porté à une température autour de 390 °C avant d'être utilisé pour alimenter un cycle de Rankine pour produire de l'électricité (voir paragraphe sur les cycles thermodynamiques des centrales géothermiques à la page 41). Les miroirs sont souvent équipés d'un système d'orientation à un axe pour suivre le soleil au cours de la journée et augmenter la puissance lumineuse reçue par l'absorbeur. Le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique de cette technologie est de l'ordre de 16 % [152].

En Espagne il existe 39 centrales à capteurs cylindro-paraboliques qui ont des capacités variant de 22,5 MW à 50 MW [64].



FIGURE 6.13 – Centrale solaire thermodynamique à capteurs cylindro-paraboliques. (Source : Vista Energy LP.)

Il existe une deuxième technique de concentration linéaire utilisant des miroirs de Fresnel (cf. Figure 6.16, schéma en haut à droite). Un système de Fresnels est composé de miroirs plans, quasiment horizontaux, qui réfléchissent les rayons vers un absorbeur situé en hauteur.

Les centrales solaires thermodynamiques à concentration ponctuelle

Les centrales dites "à tour" sont constituées de multiples miroirs proches du sol qui sont individuellement orientés selon deux axes pour suivre le soleil (cf. Figure 6.16, schéma en haut à gauche). Ces miroirs sont appelés des héliostats. La lumière est dirigée vers un absorbeur en haut d'une tour (cf. Figure 6.14). La chaleur absorbée génère un cycle d'eau-vapeur qui entraîne une turbine. La concentration de rayons lumineux au niveau de la tour est 1000 fois supérieure à la puissance lumineuse du soleil sur le site. Ces centrales permettent d'atteindre des températures plus élevées que les centrales linéaires, supérieures à 1000 °C [139] et ont un rendement d'environ 15 % [152].

La première centrale de ce type a été installée en Andalousie. Planta solar 10 a une capacité de 11 MW, est composée de 624 héliostats et produit annuellement 23 GWh d'électricité [129].



FIGURE 6.14 – La centrale de Crescent Dunes aux USA. Elle a une capacité de production de 110 MW et une capacité de stockage de 1 GWh. La centrale n'atteignant que 40 % de la production prévue, est fermée depuis avril 2019 et l'entreprise SolarReserve se trouve en faillite [170].

Les centrales solaires à parabole de Stirling

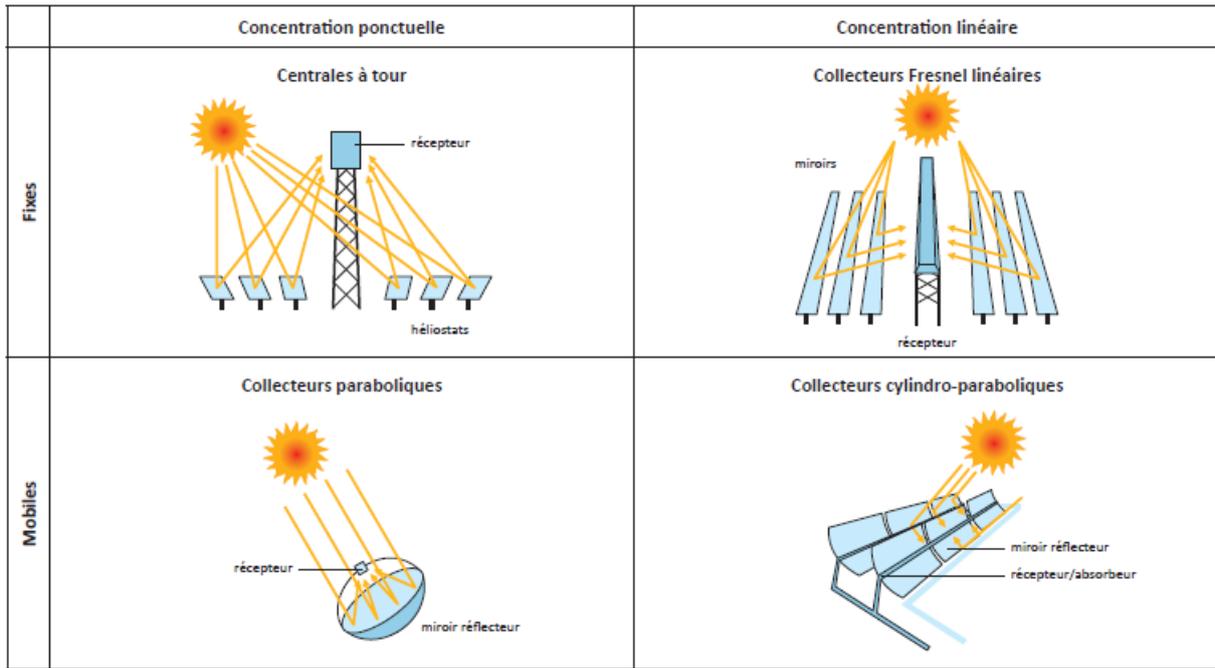
Ces installations sont composées d'un unique miroir réfléchissant parabolique (cf. Figure 6.16, schéma en bas à gauche et Figure 6.15). Au point focal de ce miroir se trouve un fluide caloporteur ("receveur", souvent de l'air) qui chauffe entre 250 °C et 750 °C. Le fluide chaud alimente un moteur de Stirling. Ce moteur repose sur le principe de compression et expansion d'un gaz à différentes températures, permettant de transformer de l'énergie thermique en énergie mécanique, qui peut ensuite servir à générer de l'électricité [105].

Les miroirs ont des diamètres variant de 5 m à 10 m de diamètre et chaque ensemble de miroir et moteur de Stirling peut avoir une capacité entre 0,01 MW et 0,5 MW [64].

Le rendement de cette technologie, pouvant atteindre 32 %, est plus important que pour les autres types de centrales solaires thermodynamiques [152]. Cependant, les centrales à paraboles de Stirling ne permettent pas de stocker l'énergie solaire comme peuvent les autres technologies puisque le moteur de Stirling convertit directement la chaleur en énergie mécanique (cf. page 84). Cette technologie est donc analogue aux panneaux photovoltaïques et ne produit de l'électricité que lorsqu'il y a du soleil. Pour le moment, le photovoltaïque est moins cher et plus fiable que les centrales de Stirling, ce qui empêche leur commercialisation [152].



FIGURE 6.15 – Parabole de Stirling de l'entreprise espagnole Revolvía. (Source : Revolvía.)



source : AIE

FIGURE 6.16 – Différentes centrales solaires thermodynamiques. (Soucre AEI [80].)

6.2.2 Analyse de cycle de vie et impacts environnementaux des centrales solaires thermodynamiques

Analyse de cycle de vie

Le retour énergétique des centrales solaires thermodynamiques peut être seulement de 5 mois et la durée de vie des installations est comprise entre 25 et 30 ans [139].

D'après le GIEC les émissions au cours du cycle de vie des centrales solaires thermodynamiques sont estimées entre 14 et 32 g CO₂ eq/kWh. Comme pour la majorité des sources d'énergies renouvelables, l'étape de la construction est la plus émettrice de gaz à effet de serre. D'après l'étude de M. Lorenz [101], la fabrication des composants et l'étape d'assemblage sont responsables de l'émission de 20 g eq CO₂/kWh, l'utilisation de seulement 0,7 g eq CO₂/kWh.

Utilisation des sols

La capacité surfacique des centrales solaires thermodynamiques à concentration linéaire est de 50 We/m². Cette capacité surfacique est plus élevée que celle des parcs photovoltaïques et des parcs éoliens mais reste faible devant les centrales thermiques à base de ressources fossiles (1 000 We/m²). Le sol doit être plat et sec pour accueillir de telles installations [139].

Impacts environnementaux

D'après le rapport du GIEC de 2011 [139], la concentration des rayonnements solaires présente un danger pour les animaux qui passent devant.

Certains fluides caloporteurs sont toxiques et nécessitent donc d'être recyclés convenablement. Le risque de fuite doit être contrôlé.

6.2.3 Coûts de l'électricité solaire thermodynamique

Les coûts d'investissements initiaux pour une centrale solaire thermodynamique à concentration linéaire s'élevaient à \$ 3820/kW sans système de stockage et \$ 7650/kW avec stockage [139]. Les coûts d'opérations et maintenance sont estimés entre \$ 0,02/kWh et \$ 0,04/kWh [61].

Le facteur de capacité de ces centrales dépend de la radiation reçue par l'installation et la capacité de stockage de celle-ci. Si le stockage était infini, le facteur de capacité pourrait atteindre 100 %. Or en réalité les durées de stockage sont de l'ordre de 6 h pour les centrales à concentration linéaire et de 15 h pour les centrales à tours. Les facteurs de capacité de ces technologies sont respectivement de 36-41 % et 75 % [61].

D'après l'IRENA le coût moyen de l'électricité solaire thermique, LCOE¹², était de \$ 0,185 /kWh en 2018 [62]. Cette valeur est supérieure au coût moyen de l'électricité photovoltaïque (\$ 0,09/kWh), hydraulique (\$ 0,03/kWh) et l'électricité produite à partir d'énergies fossiles. Les prévisions de l'IRENA estiment que les coûts vont continuer à décroître d'ici 2022 et passer sous la barre des \$ 0,08/kWh pour pouvoir concurrencer les autres sources d'électricité d'un point de vue économique.

6.2.4 Contraintes au développement des centrales solaires thermodynamiques

Les centrales solaires thermodynamiques subissent deux freins majeurs qui empêchent leur déploiement : le coût des investissements et les procédés administratifs pour créer une centrale.

D'après le rapport de MUSTE¹³, les investisseurs sont freinés par les procédures administratives lourdes (permis de construire difficiles à obtenir), par le manque de soutien des instances gouvernementales et financières et par le manque de cadre légal [32].

Le manque d'ensoleillement stable, la compétition pour l'utilisation des sols et la concurrence avec le photovoltaïque sont également cités comme des freins pour les investisseurs [32]. Il existe une grande surface terrestre exploitable pour ces centrales, comme les déserts, mais qui se situent loin des régions de demande d'énergie et dans des zones politiquement instables et non contrôlées. Ceci entraîne des besoins importants en terme de réseau de distribution et pose le problème des pertes lors de la distribution .

6.2.5 Potentiel de stockage des centrales thermodynamiques solaires [125]

L'avantage des centrales thermodynamiques solaires sur les parcs photovoltaïques est le fait de pouvoir stocker l'énergie solaire sous forme thermique pendant quelques heures (environ 6 h pour les centrales linéaires et jusqu'à 15 h pour les centrales à tours). Ceci permet de continuer à produire de l'électricité pendant la nuit et les jours de faible ensoleillement. En 2017, 47 % des centrales étaient équipées d'un système de stockage, et quasiment la totalité des nouvelles installations en possèdent. Le stockage semble être essentiel pour augmenter le facteur de capacité des centrales et les rendre économiquement viables.

La technique de stockage la plus répandue est le stockage sous forme de chaleur sensible. Un liquide ou solide est chauffé par les rayons du soleil et conserve la chaleur sans changer d'état. Les limites de cette technique résident en la faible densité thermique des matériaux utilisés : entre 60 kWh_{th}/m³ pour la roche, le sable et l'huile, et 150 kWh_{th}/m³ pour l'acier. Il faut alors beaucoup de matière et de place pour stocker l'énergie. Ces matériaux ont une bonne conductivité thermique et un faible coût. Une piste d'innovation de ce moyen de stockage est d'utiliser des

12. cf. Glossaire

13. "Market Uptake of Solar Thermal Electricity", pénétration des centrales thermodynamiques solaires sur le marché en français.

déchets ou des sous-produits comme médium de stockage, permettant ainsi de réduire davantage les coûts tout en revalorisant les déchets.

Les meilleurs matériaux utilisés pour le stockage actuellement sont les sels fondus, principalement du 60 % NaNO_3 / 40 % KNO_3 et du 48 % $\text{Na}(\text{NO}_3)_2$ / 7 % NaNO_3 / 45 % KNO_3 . Ils ont l'avantage d'être non toxiques avec d'excellentes propriétés dont une forte conductivité thermique et stabilité à haute température.

Cette méthode ne permet d'avoir accès qu'à de faibles densités énergétiques, et est donc plus adaptée aux centrales à faible capacité que celles à capacité importante.

Le stockage de chaleur latente permet de stocker et relacher de la chaleur lors du changement de phase d'un matériau. La quantité de chaleur stockée est la chaleur latente du changement de phase (solide-liquide ou liquide-gazeux) du matériau. Ces matériaux, souvent des paraffines, acides gras ou composés organiques, ont l'avantage d'avoir une plus grande densité énergétique que les matériaux de stockage de chaleur sensible. Cependant cette technique est limitée par la faible conductivité thermique des matériaux utilisés, donc le temps de charge et décharge de la chaleur est long. C'est la technique la plus adaptée pour les centrales à forte capacité.

6.2.6 Perspectives d'avenir des centrales thermodynamiques solaires

Les recherches et publications sur les centrales solaires thermodynamiques sont en plein essor. Les pistes de recherches principales sont [64] :

- l'amélioration des systèmes optiques pour augmenter la puissance lumineuse fournie par le champ de miroirs,
- l'hybridation des centrales pour produire de l'électricité et de la chaleur pour un réseau de chaleur urbain,
- l'utilisation de CO_2 hypercritique comme fluide caloporteur.

Les pistes d'innovation pour le stockage d'énergie thermique sont :

- l'hybridation d'un système de stockage chaleur latente avec un système de chaleur sensible pour augmenter la capacité de stockage et réduire le temps de charge et décharge [125],
- l'augmentation de la conductivité thermique des matériaux utilisés dans les systèmes de stockage de chaleur latente [125],
- la réduction du temps de transfert d'énergie thermique dans les systèmes à chaleur latente [125],
- la gestion du problème de corrosion des sels fondus au contact d'alliages métalliques [64].

L'IEA, en 2010, avait prédit une capacité installée de plus de 1 000 GW pour 2050, pour une production mondiale s'élevant à 4 770 TWh/an soit 9,6 % de la production mondiale d'électricité. Malgré l'augmentation annuelle de la capacité mondiale des centrales solaires thermiques, nous sommes loin des objectifs fixés par l'IEA qui étaient de 147 GW en 2020. Les avancées technologiques pour réduire les coûts et augmenter les rendements des centrales, l'engagement des investisseurs et le soutien des instances gouvernementales ne sont pas à la hauteur des prédictions de l'IEA [32] [28].

6.3 Problème de l'intermittence de l'énergie solaire et solutions de stockage

Tout comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire est intermittente. Les radiations lumineuses reçues sur un site varient en fonction des saisons, de l'alternance nuit-jour et de la nébulosité.

L'intermittence perturbe l'équilibre entre l'offre et la demande et rend la gestion du réseau électrique difficile.

La figure 6.17 illustre la variation de la puissance générée par des panneaux photovoltaïques au cours d'une journée. On observe bien de la production uniquement en journée avec des baisses de production lors de passages nuageux. La figure 6.18 illustre la variation sur l'année de la production d'électricité solaire et éolien en France. La production solaire est deux fois plus élevée en été qu'en hiver, mais on remarque que c'est l'inverse pour la production d'électricité éolienne, qui est trois fois plus élevée en hiver que l'été. La somme des deux productions fluctue dans un intervalle de 1 000 GWh [151]. L'hybridation des parcs solaires et éoliens atténuerait donc le problème de l'intermittence de ces deux technologies. Lorsque le solaire et l'éolien ne produisent pas d'électricité, l'hydraulique, le nucléaire et les centrales à combustion d'énergies fossiles prennent le relais pour répondre à la demande en électricité [93].

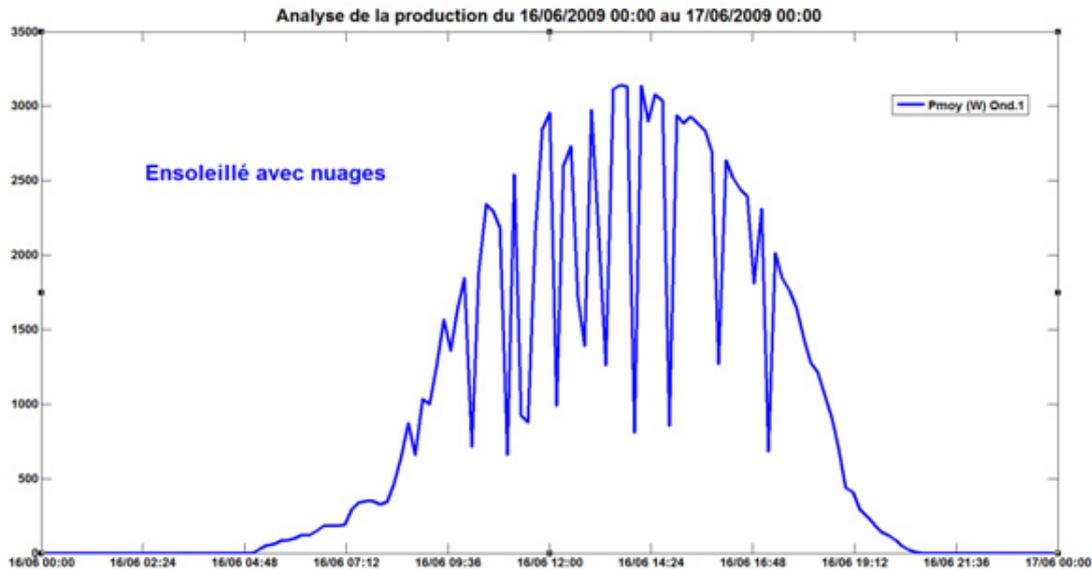


FIGURE 6.17 – Profil de puissance électrique générée par des panneaux photovoltaïques lors d'une journée ensoleillée avec des nuages. (Source : AUCHAN [77]).

Au contraire, pendant les périodes d'ensoleillement élevé, le réseau ne peut pas distribuer toute l'électricité produite par les installations photovoltaïques. Cette énergie doit alors être stockée. La technique de stockage la plus répandue actuellement pour les installations photovoltaïques non-connectées au réseau est l'utilisation de batteries lithium. Le coût de ce stockage s'élève à \$ 0,49/kWh, en prenant en compte la durée de vie des batteries de 10 ans [96]. Les batteries sont chères et le lithium est une ressource limitée et difficile à extraire, présentant des problèmes de toxicité et de fortes émissions lors de l'extraction.

Le développement de la SmartGrid¹⁴ et l'amélioration des systèmes de stockage permettraient d'intégrer l'énergie solaire dans le réseau électrique à grande échelle [93].

14. cf. Glossaire.

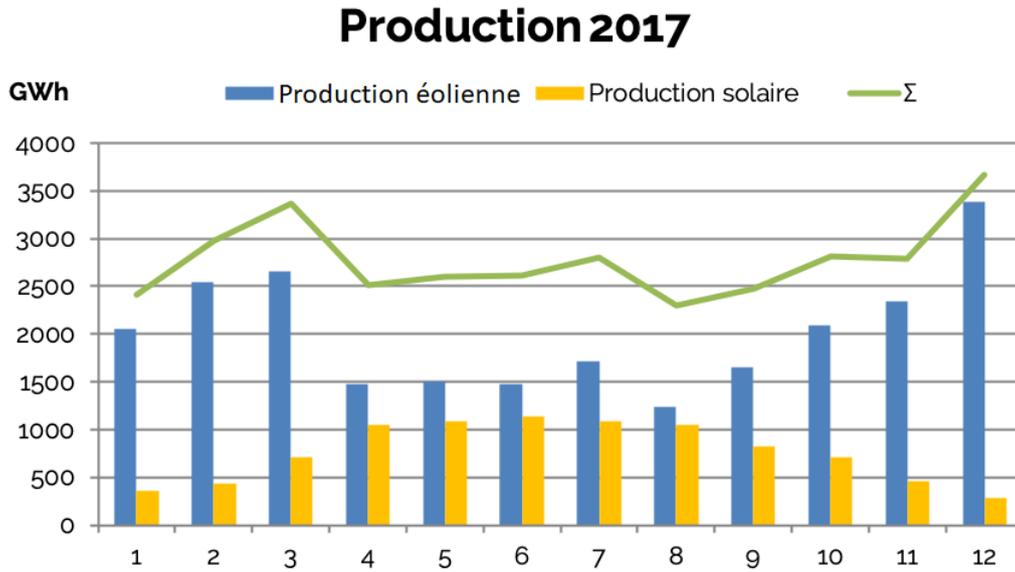


FIGURE 6.18 – Variabilité mensuelle des productions éoliennes et photovoltaïques en 2017 en France. La courbe verte représente la somme de la production éolienne et de la production solaire. (Source : RTE, tiré de la référence [151].)

6.4 Autres utilisations de l'énergie solaire

Au delà de produire de l'électricité, le soleil est avant tout une source de chaleur et de lumière.

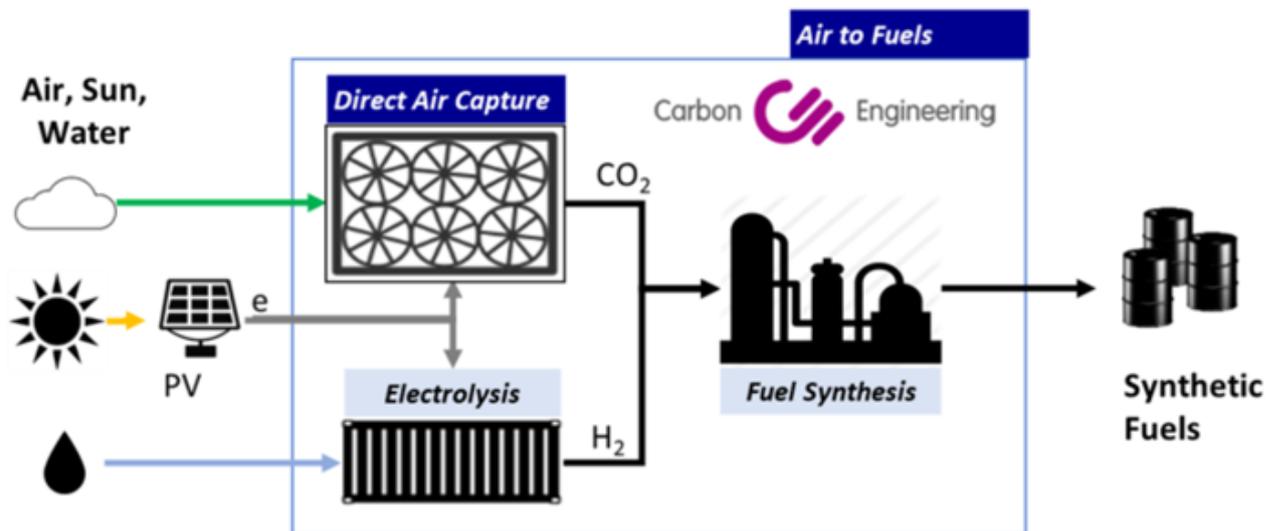
L'architecture des bâtiments peut être travaillée de sorte à exploiter au maximum les ressources thermiques et de lumière du soleil. Lorsqu'il n'y a pas de systèmes mécaniques utilisés on parle de technologie passive.

Les méthodes actives de chauffage consistent à capter la chaleur du soleil dans un fluide caloporteur et l'utiliser pour chauffer l'eau courante et les habitations.

L'énergie solaire peut également servir à créer des carburants comme du syngaz¹⁵ et de l'hydrogène.

De l'électricité photovoltaïque est utilisée pour réaliser l'électrolyse de l'eau pour créer de l'hydrogène qui peut ensuite être utilisé à l'état pur ou pour réaliser une méthanation avec du CO₂ par processus de Sabatier. On parle de "power to gas" en anglais (cf. Figure 6.19). C'est le principe de l'"arbre artificiel" : on utilise l'énergie du soleil et du CO₂ pour créer de l'énergie chimique. Ceci peut être utilisé comme moyen de stockage et de transport de l'énergie solaire [139]. On parle alors de "power to gas to power".

15. gaz synthétique



CE's air to fuels process.

FIGURE 6.19 – Principe de l'"arbre artificiel" : l'énergie solaire est utilisé pour créer du carburant.
Source : carbonengineering.com

Chapitre 7

Énergie "bas-carbone" non renouvelable : l'énergie nucléaire

L'énergie nucléaire est une énergie bas-carbone non renouvelable. La production d'électricité nucléaire repose sur la fission d'un élément radioactif : l'uranium 235. La fission de cet élément libère une grande quantité d'énergie sous forme de chaleur qui permet de chauffer de l'eau à environ 320 °C. L'eau est maintenue sous pression pour rester liquide et entraîne une turbine qui génère de l'électricité [87].

L'uranium utilisé pour cette réaction est extrait à partir de minerai. L'uranium extrait est composé à 99,3 % d'uranium 238 (non radioactif) et à seulement 0,7 % d'uranium 235. Avant d'être utilisé pour les réactions nucléaires, cet uranium doit être enrichi en uranium 235 de façon à en avoir au final entre 3 % et 5 % [79].

L'énergie nucléaire est donc non renouvelable puisqu'elle consomme de la matière première épuisable : l'uranium. Les réserves mondiales ultimes en uranium 235 étaient estimées en 2004 à environ 6 millions de tonnes. Un réacteur moyen consomme chaque année 32 tonnes de ce combustible. Cela implique (en gardant le parc nucléaire mondial actuel de 450 réacteurs) une disponibilité en uranium 235 pour encore plus de 4 siècles [68]. Certains scénarios envisagés sur l'avenir de la production d'électricité prévoient une augmentation conséquente du parc mondial. L'ajout de plusieurs milliers de réacteurs diminuerait considérablement la durabilité de l'exploitation nucléaire. Cependant, ces scénarios misent aussi sur le développement des nouvelles technologies nucléaires, notamment celle des surgénérateurs. Cette technologie exploite le fait qu'un atome d'uranium 238 (non radioactif et présent en large majorité dans le minerai d'uranium) peut, s'il capture un neutron, se désintégrer en plutonium 239 qui est radioactif. Il pourrait alors alimenter une nouvelle réaction nucléaire et produire de l'électricité. C'est ce principe qui sera utilisé dans les EPRs (réacteur à eau pressurisée) actuellement en construction. Avec cette technologie, les réserves d'uranium permettraient l'exploitation de plusieurs milliers de réacteurs pendant environ 2500 ans.

En 2017, l'énergie nucléaire représentait 10,4 % du mix électrique mondial, avec 2 606 TWh d'électricité produits. En France la même année, 71,6 % de l'électricité (380 TWh) provenait du nucléaire. La France est le deuxième plus gros producteur mondial d'électricité nucléaire derrière les États Unis (805 TWh) [88].

L'énergie nucléaire présente de nombreux avantages. Sa densité énergétique est très élevée : la fission d'un gramme d'uranium 235 libère autant d'électricité que 3 tonnes de charbon et qu'une tonne de pétrole [67]. Cette très haute densité énergétique engendre un très faible besoin en matières premières pour le fonctionnement des centrales. Ainsi, il faut importer environ 2 € d'uranium pour produire 1 MWh d'électricité [67] (soit la consommation journalière moyenne en électricité de 24 foyers français [87]). L'électricité produite est vendue à 32 €/MWh [131].

La fission n'émet pas de gaz à effet de serre. Les émissions de gaz à effet de serre d'une centrale

nucléaire proviennent donc essentiellement de la construction, de l'entretien et du démantèlement de la centrale et de l'extraction et l'acheminement de l'uranium. La production d'un kilowatt heure d'électricité émet entre 10 g et 12 g eq CO₂ [67], ce qui est plus faible que toutes les sources d'électricité renouvelable. Le nucléaire est donc une source d'énergie « bas-carbone ».

Le nucléaire est une énergie centralisée (i.e. produite dans des centrales). En France, la production nucléaire est assurée par 58 réacteurs répartis sur 19 sites [87]. Cette centralisation présente des avantages pour la maintenance des installations, le raccordement au réseau de distribution et le contrôle de la production.

L'énergie nucléaire est une énergie non intermittente et pilotable. Les réacteurs peuvent fonctionner quasiment en permanence et permettent de s'adapter très facilement à la demande en électricité. Le facteur de charge¹ du nucléaire est, en moyenne en France, de 75 % . Ce facteur n'est pas limité par la technologie mais laisse une marge d'adaptation de la centrale en cas de demande importante en électricité [67].

L'énergie nucléaire est donc une énergie très concentrée, non intermittente, bas carbone et centralisée. Malgré ces avantages, elle divise l'opinion publique. En effet, d'après un sondage de l'IFOP, réalisé en 2016 sur un échantillon représentatif de 1001 français, 47 % des personnes sont favorables à la fermeture des centrales nucléaires en France. Cette part grimpe à 55 % chez les moins de 35 ans. Les raisons principales sont liées à la gestion des déchets et à la crainte d'une catastrophe nucléaire de grande ampleur sur le territoire français [94].

La problématique de gestion des déchets est en effet un enjeu majeur de l'industrie nucléaire. Chaque année, 1200 tonnes de déchets sont produits par les centrales françaises [19]. Ces déchets contiennent des éléments radioactifs qui restent dangereux pour les humains et pour l'environnement pendant plusieurs centaines d'années (jusqu'à plusieurs dizaines de milliers d'années pour certains). Actuellement, les déchets nucléaires ultimes (i.e. non valorisables) sont coulés dans du verre pour être ensuite enfouis dans de l'argile. Ce procédé permet d'absorber des radiations dangereuses émises lors de la désintégration des éléments radioactifs [79].

L'exploitation de l'uranium peut, comme toute exploitation minière, engendrer une pollution des zones alentours. Cette pollution se caractérise par une contamination des sols ou des nappes phréatiques et une contamination de l'air par des éléments nocifs volatils (radon et poussière radioactives) [19]. L'exploitation doit donc être encadrée et contrôlée.

1. cf. Glossaire

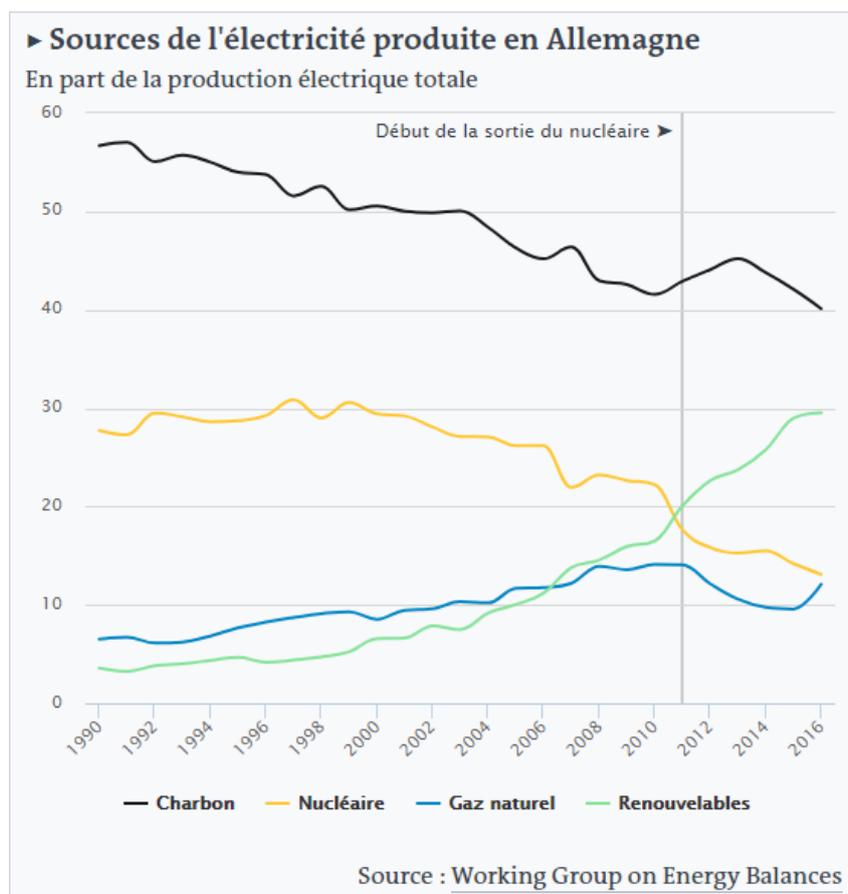


FIGURE 7.1 – Evolution des sources d'électricité produite en Allemagne avant et après la politique de sortie du nucléaire. (Source : Working Group Energy Balances [37])

Les politiques de sortie du nucléaire peuvent avoir des effets néfastes sur les taux d'émission de gaz à effet de serre d'un pays. À la suite de l'accident nucléaire de Fukushima en 2011, l'Allemagne a décidé une sortie progressive du nucléaire d'ici 2022. Cette politique a conduit dès 2011 à la fermeture de 8 des 16 réacteurs nucléaires, d'une capacité de production cumulée de 8,3 GW [37]. Cette fermeture a entraîné une augmentation de 5,5 % de la production d'électricité dans les centrales à charbon en 2012 et de 6,2 % en 2013 alors que la production dans les centrales avait chuté de près de 15 % entre 2007 et 2010 [37]. Il faut noter cependant que les efforts importants réalisés dans les énergies renouvelables ont permis de réduire la part d'énergie produite par les centrales à charbon depuis 2013 comme le montre le graphique de la figure 7.1.

Conclusion

Six sources d'énergies renouvelables ont été étudiées dans ce document, en présentant les différentes technologies utilisées pour transformer cette énergie en électricité. Les déploiements actuels, les coûts et les impacts environnementaux ont été quantifiés. Les contraintes au développement et les innovations technologiques en cours ont été citées pour chaque technologie. L'objectif était d'éclaircir les pistes de recherches et développements futures nécessaires pour transiter vers une production électrique 100 % renouvelable.

Comment se comparent les différentes technologies ?

Nous pouvons comparer les technologies entre elles sur des critères quantitatifs tels que la capacité de production, le taux d'émissions de CO₂, les rentabilités économique et énergétique ou encore l'emprise sur la surface terrestre. Il est également important de considérer des critères qualitatifs comme les impacts environnementaux et sociaux (nuisance sonore et visuel, modification de la biodiversité etc.).

La contribution au réchauffement climatique d'une technologie est définie par la quantité de gaz à effet de serre émise lors de la production d'un kilowatt heure d'électricité.

Les émissions des technologies développées dans ce rapport sont comparées aux énergies fossiles dans le graphique de la figure 7.2. Celui-ci présente les moyennes effectuées sur l'ensemble des technologies : les émissions sont variables au sein d'une source d'énergie en fonction de la technologie utilisée et du site d'installation. Nous remarquons que toutes les sources d'énergies renouvelables permettent de générer de l'électricité avec des émissions plus faibles (d'un facteur 6 au minimum) que les énergies fossiles. D'après le rapport du GIEC de 2014 [59], le charbon permet d'obtenir de l'électricité à 820 g eq CO₂/kWh et le gaz naturel à 490 g eq CO₂/kWh.

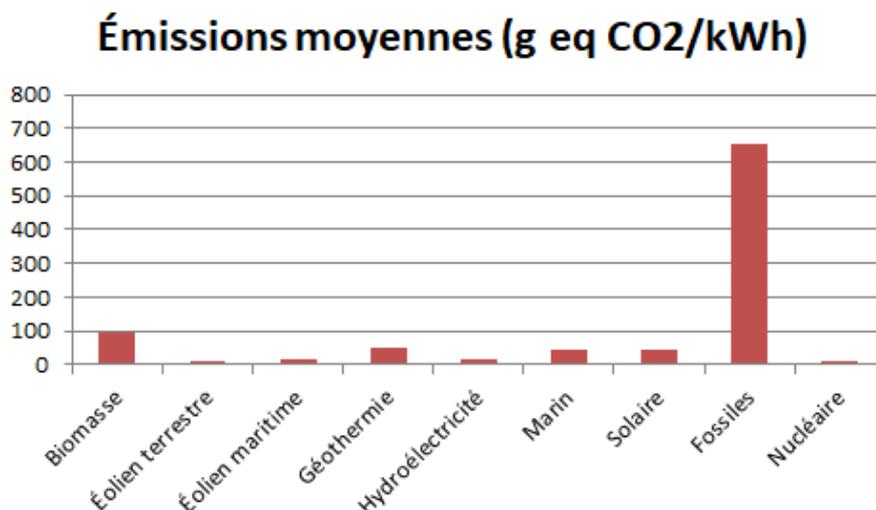


FIGURE 7.2 – Comparaison des émissions de gaz à effet de serre de la production d'électricité à partir de différentes sources d'énergie

Émissions moyennes (g eq CO₂/kWh)

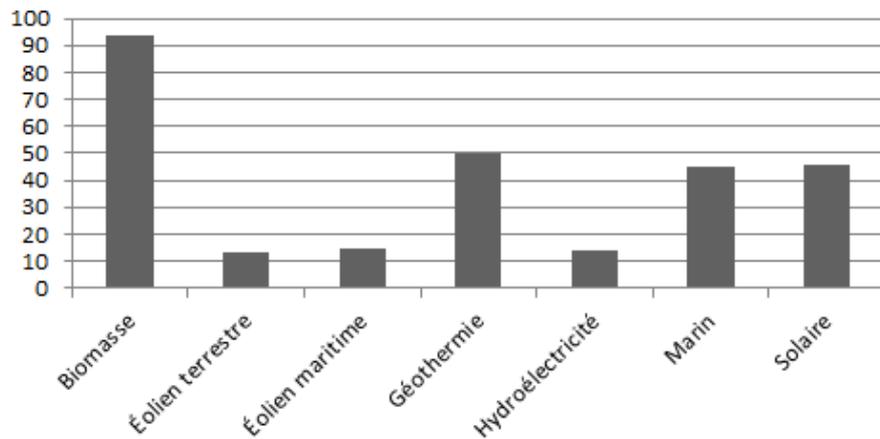


FIGURE 7.3 – Comparaison des émissions de gaz à effet de serre de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

Le graphique de la figure 7.3 permet de comparer les taux d'émissions des différentes sources d'énergies renouvelables entre elles. Avec en moyenne 96 g eq CO₂/kWh, l'électricité produite à partir de la combustion de biomasse émet le plus de gaz à effet de serre parmi toutes les sources renouvelables. Ceci provient principalement des émissions liées à la production de matière combustible (engrais des cultures, labour, récolte transport etc.). L'électricité géothermique, marine et solaire suivent avec respectivement 50 g eq CO₂/kWh, 45 g eq CO₂/kWh et 46 g eq CO₂/kWh. La solution pour produire de l'électricité de manière renouvelable et avec les plus faibles émissions est aujourd'hui l'énergie éolienne avec seulement 14 g eq CO₂/kWh. Ces valeurs sont similaires pour l'hydroélectricité. Cependant, les méthodes de calculs des émissions des retenues d'eau sont aujourd'hui remises en question. Selon certaines méthodes, pour des sites en particuliers, le taux d'émission pourrait être en réalité 10 fois supérieur à cette valeur médiane.

Coût de l'électricité produite (\$/kWh)

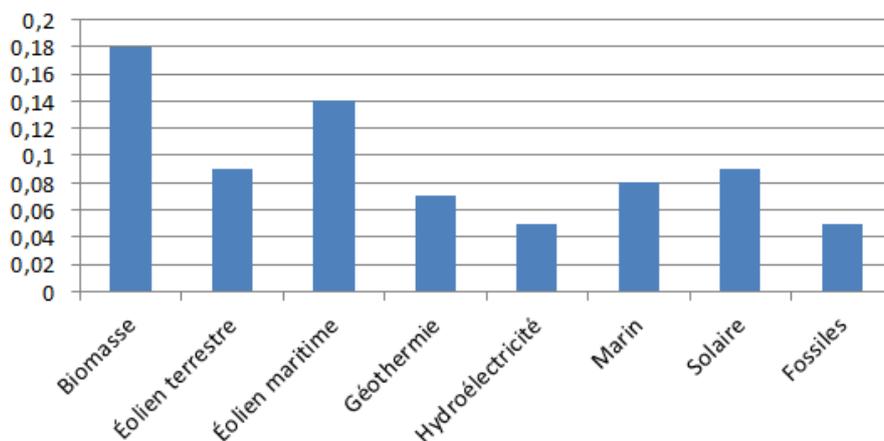


FIGURE 7.4 – Comparaison des coûts de l'électricité selon la source de production. Le coût des énergies marines correspond à celui des usines marémotrices qui sont les centrales commercialisées actuellement. Les autres technologies ont actuellement un coût entre \$ 0,77/kWh et \$ 1,22/kWh.

Dans notre organisation économique actuelle, le coût de l'électricité est un critère important pour qu'une technologie puisse être commercialisée et pour qu'une centrale soit pérenne dans

le temps. Aujourd'hui, économiquement parlant, seule l'électricité hydraulique est en moyenne compétitive par rapport à l'électricité fossile (cf. Figure 7.4). Les coûts minima de production d'électricité solaire (\$ 0,09/kWh), géothermique (\$ 0,07/kWh) et éolienne (\$ 0,06/kWh) laissent penser qu'avec des augmentations de rendement et l'optimisation des installations, les énergies renouvelables pourraient rapidement concurrencer l'électricité fossile.

La figure 7.8, située à la fin de la conclusion, présente un résumé des avantages et inconvénients au déploiement de chaque technologie.

Quelle est la meilleure source d'énergie renouvelable pour produire de l'électricité ?

La production d'électricité à partir d'énergie renouvelable dépend fortement des caractéristiques géophysiques du territoire de déploiement. Chaque technologie est plus au moins propice à un territoire en fonction de la quantité de radiations reçues, de la quantité de vent annuelle, de la topographie et de l'importance des cours d'eau, du gradient géothermique de la croûte terrestre, de la surface de terres cultivables, de la proximité de l'océan etc.

Au delà des innovations nécessaires en recherche et développement, le choix de la technologie à utiliser sur le terrain est important pour maximiser la production d'électricité et minimiser les impacts négatifs de celle-ci.

L'éolien (terrestre et maritime) et le solaire semblent être les technologies ayant les potentiels de développement les plus élevés. La maturité de ces technologies, la compétitivité des coûts de production et la présence de vents et de soleil sur l'ensemble de la Terre sont favorables au déploiement et la commercialisation de ces technologies à l'échelle mondiale. L'emprise au sol de ces technologies est faible par rapport à la production de bioénergies. Le taux d'émission des gaz à effet de serre pour l'éolien est le plus faible de toutes les sources renouvelables. Les progrès techniques dans le rendement des cellules photovoltaïques solaires ont permis un déploiement conséquent des parcs solaires, y compris dans des zones à faible ensoleillement.

La production annuelle d'électricité à partir d'énergie éolienne et d'énergie solaire ont été multipliées par 3 et par 20 respectivement entre 2009 et 2017 [60].

Quel mix énergétique pour limiter le réchauffement climatique ?

Le rapport du GIEC de 2018 [106] propose de nombreux scénarios concernant les sources de production d'électricité à mettre en place pour limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. Ces scénarios proposent une part de production d'électricité issue de sources renouvelables comprise entre 59 % et 97 % d'ici 2050. L'éolien, le solaire et la biomasse (avec et sans capture de carbone) sont les sources majoritaires de production dans tous les scénarios mais avec des proportions très variables (cf. Figure 7.5). L'électricité nucléaire fait partie de tous les scénarios avec une part dans la production totale variant entre 8 % et 25 %.

Pour atteindre ces objectifs, il faudra multiplier par 10 au minimum (par 20 au maximum) la production d'électricité éolienne dans les 30 prochaines années. La production d'électricité solaire devra être multipliée par un facteur compris entre 15 et 38 en fonction des scénarios. Ceci ne pourra être possible qu'en augmentant la capacité de production et la taille des installations.

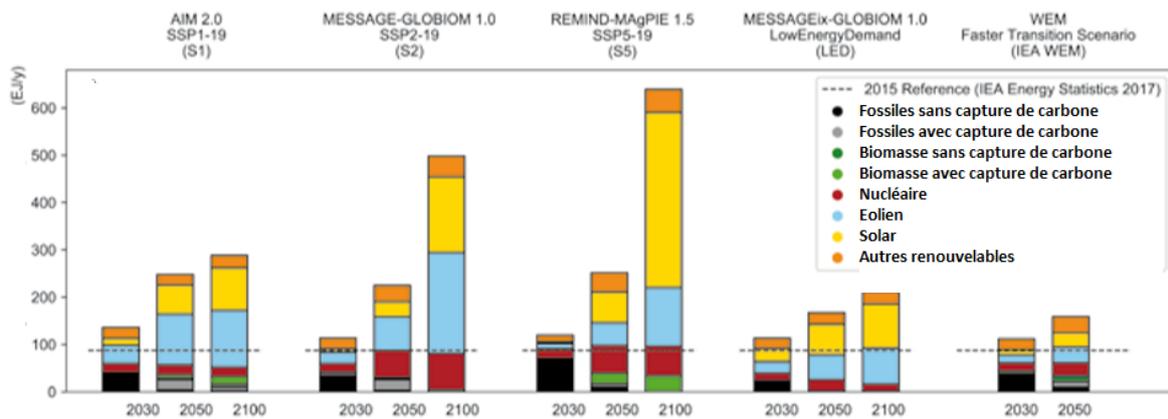
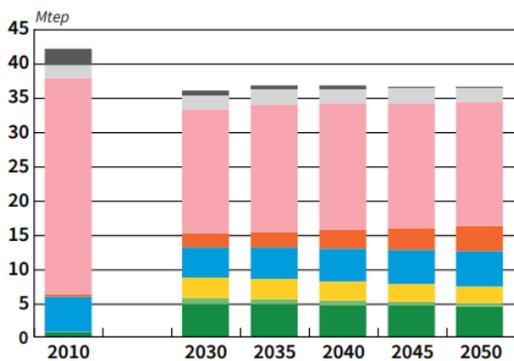


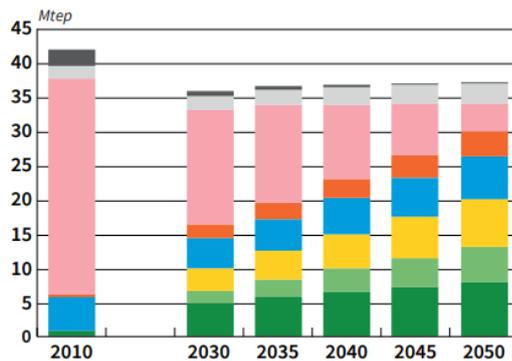
FIGURE 7.5 – Projections de la production d'électricité en fonction des différents scénarios pour maintenir la température de la Terre en dessous de 1,5 °C [106].

BILAN DE LA PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ PAR SOURCE D'ÉNERGIE

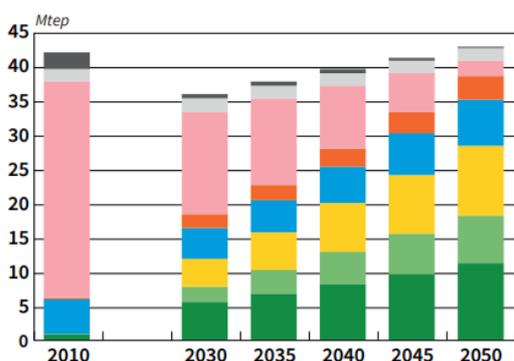
Mix à 50 % d'électricité nucléaire sur la période 2030-2050
(44 % d'électricité renouvelable en 2050)



Mix à 80 % d'électricité renouvelable en 2050



Mix à 90 % d'électricité renouvelable et power-to-gaz en 2050



- Charbon, fioul et récupération***
- Gaz**
- Nucléaire
- Combustion renouvelables*
- Hydraulique et énergies marines
- Photovoltaïque
- Éolien marin
- Éolien terrestre

* Bois, méthanisation (cogénération), incinération d'ordures ménagères, géothermie.
 ** Cogénération et centrales thermiques.
 *** Électricité industrielle et issue de gaz sidérurgique.

FIGURE 7.6 – Projections de la production d'électricité en France en fonction des différents scénarios de l'ADEME [4].

	Production en 2017 (GWh/an)	Production prévue pour 2050 (GWh/an)	Augmentation (en %)
Eolien terrestre	24 711	81 410	229
Eolien marin	0	58 150	NA
Photovoltaïque	9 573	75 595	690
Hydraulique et marin	55 630	58 150	5
Biomasse	7 698	36 053	368

FIGURE 7.7 – Comparaison de la production actuelle d'électricité par source énergétique (source : IRENA [60]) avec celle envisagée par l'ADEME dans le scénario 90 % d'électricité renouvelable (source : [4]).

L'ADEME présente trois scénarios de transition vers un système électrique décarbonné pour la France en 2050 dans un rapport de 2017 [4] (cf. Figure 7.6) :

- le mix 80 % d'électricité renouvelable,
- le mix 90 % d'électricité renouvelable avec l'utilisation de la technologie, power-to-gas (cf. page 87) pour générer du gaz de synthèse qui sera injecté dans le réseau de gaz,
- le mix 50 % d'électricité nucléaire, 44 % renouvelable.

D'après les calculs présentés en figure 7.7, le mix à 90 % d'électricité renouvelable nécessite de doubler la production d'électricité éolienne actuelle, de multiplier par 7 la production photovoltaïque et par 3,5 la production à partir de biomasse.

Comment distribuer, stocker et utiliser l'électricité ?

Au cours de ce rapport nous avons énuméré les différents moyens de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. La transition vers un système électrique plus bas-carbone et respectueuse des ressources ne se limite pas à la production. Il faut également considérer le stockage, la distribution et l'utilisation finale de l'électricité. La production d'électricité à partir de sources d'énergies intermittentes comme l'éolien et le solaire pose des défis pour assurer un approvisionnement continu d'électricité. Aujourd'hui, lorsque ces technologies produisent peu, l'alimentation du réseau électrique est compensé par les centrales à énergies fossiles. Dans un contexte de mix 100 % renouvelable pour la production d'électricité, l'équilibre entre l'offre et la demande est un point clé pour avoir accès en permanence à l'électricité. Le stockage de l'énergie et la gestion de l'équilibre du réseau sont donc au coeur des enjeux énergétiques actuels.

Le réseau de distribution a été conçu pour acheminer de l'électricité d'un petit nombre de sites de production vers les consommateurs. La multiplication des sites de production d'électricité intermittente, augmente la complexité de la gestion des entrées et sorties du réseau. Pour limiter les pertes liées au transport de l'électricité, il est judicieux d'utiliser l'électricité produite localement. Lorsque la demande est trop élevée par rapport à l'offre d'un site, un équilibre à l'échelle nationale doit être possible. Les réseaux "intelligents"² cherchent à répondre à ces enjeux. Les nouvelles technologies numériques sont utilisées pour instaurer une communication entre la production et le consommateur dans les deux sens. Ceci permet ainsi une rapide adaptation entre la demande et l'approvisionnement. Ceci permet d'augmenter l'efficacité énergétique en réduisant les pertes dans les lignes, de réduire les coûts de distribution et en favorise l'intégration des nouveaux sites de production renouvelable [169].

L'éolien et le solaire produisent de l'électricité de manière intermittente : leur production peut être nulle ou peut dépasser le maximum supportable par le réseau en fonction de la météo. Stocker le surplus d'énergie produite quand les conditions sont optimales pour palier aux creux de production est nécessaire pour éliminer les énergies fossiles de notre production d'électricité. Cette

2. *Smart Grid* en anglais

énergie peut être stockée sous forme d'énergie chimique, mécanique, électro-chimique, électromagnétique ou thermique. Les principaux moyens de stockage actuellement en développement sont :

- le transfert d'énergie par pompage dans les centrales hydroélectriques (cf. page 32).
- le stockage par air comprimé : l'air est comprimé à partir du surplus d'électricité produite, puis stocké dans une structure sous-terrainne. Lorsqu'il est nécessaire, l'air est relâché et alimente une turbine pour générer de l'électricité.
- le stockage d'énergie à volant d'inertie : un cylindre massif est mis en rotation par le surplus d'énergie. Le cylindre se décharge de son énergie mécanique en alimentant une turbine pour produire de l'électricité.
- les batteries (principalement Ion-Lithium) : une technologie au rendement de restitution élevée mais qui pose des problèmes environnementaux liés aux métaux toxiques utilisés.
- le "power-to-gas-to-power" : l'électricité est utilisée pour créer du gaz de synthèse puis le gaz est brûlé pour régénérer de l'électricité.
- le stockage hydrogène : l'électricité est utilisée pour réaliser l'électrolyse de l'eau et produire de l'hydrogène. L'hydrogène est stocké au moyen d'une pile à combustible.
- le stockage d'énergie à aimants supraconducteurs : l'énergie est stockée sous la forme d'un champ magnétique créé par un courant continu dans une bobine. L'énergie est relâchée en déchargeant la bobine.
- le stockage dans des super-condensateurs.

La technologie la plus utilisée actuellement est le pompage dans les centrales hydrauliques. Elle a permis de stocker 150 GW en 2016 tandis que les batteries ont servi à stocker 1,7 GW. Le stockage sous formes thermiques et chimiques est encore peu commercialisé, tandis que le stockage sous forme d'hydrogène et de gaz synthétique se présente comme des solutions intéressantes pour l'avenir [106].

D'après le rapport du GIEC de 2018 [106], la décarbonation de la consommation finale d'énergie nécessite d'augmenter la part d'énergie électrique utilisée dans les secteurs de l'industrie, du bâtiment et des transports. Selon les scénarios proposés, l'électricité devra représenter entre 34% et 71 % de l'énergie finale consommée alors qu'elle ne représente que 19,4 % actuellement (2018) [106] [146]. Remplacer la combustion d'énergies fossiles dans ces secteurs par de l'énergie électrique n'a de sens que si l'électricité produite est issue de sources renouvelables à faible émissions de gaz à effet de serre. Les autres pistes pour réduire les émissions sont de réduire les besoins en augmentant le rendement des procédés industriels et de leurs équipements, et en diminuant la demande de biens et services.

Comment s'investir dans la transition énergétique ?

En tant qu'ingénieur.e

L'industrie des énergies renouvelables est aujourd'hui en plein essor. Les entreprises et laboratoires cherchant à développer et améliorer les technologies sont de plus en plus nombreux. D'après l'ADEME, le secteur des énergies renouvelables était responsable de 80 943 emplois en France en 2016 contre 56 562 en 2006.

De manière plus générale, un.e ingénieur.e de n'importe quelle industrie peut, et doit, veiller à la cohérence entre son activité et les actions nécessaires pour transiter vers un système énergétique plus responsable. Il devient urgent que les ingénieurs se positionnent et s'engagent pour mettre leurs compétences scientifiques, techniques et humaines au service de la protection du climat et du Vivant. Il est temps de voir ce métier comme l'application des sciences pour améliorer la Vie sur Terre et non plus pour entretenir un système économique qui la menace.

En tant que citoyen.ne

Il devient clair en lisant les rapports du GIEC concernant les menaces liées au réchauffement climatique, et en étudiant les différents scénarios proposés pour le contenir, qu'il est impossible de poursuivre notre mode de vie actuel dans des conditions climatiques viables pour l'ensemble de l'humanité. Il semble impossible de subvenir aux besoins énergétiques actuels pour les 10,9 milliards de personnes qui vivront sur la planète en 2100 (prévisions des Nations Unies [161]). Les ressources terrestres, de matières premières et de surface, ne suffiront pas.

Les changements dans nos modes de consommation à l'échelle individuelle n'auront de sens que si nous nous engageons politiquement pour une réelle transition énergétique et pour une société qui place la Vie au centre des préoccupations.

Technologie de production d'électricité	Maturité technologique	Production actuelle (GWh en 2017)	Avantages de la technologie	Barrières au développement	Pistes d'innovation
Biomasse	Industrialisée	495 395	<ul style="list-style-type: none"> - Technologiquement simple - Cogénération (électricité + chaleur) 	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisation et transformation des sols, concurrence à la production alimentaire 	<ul style="list-style-type: none"> - Centrale à biomasse avec capture de carbone (BECCS)
Eolien	Industrialisée	1 134 451	<ul style="list-style-type: none"> - Faible émissions de gaz à effet de serre - Installation possible en mer 	<ul style="list-style-type: none"> - Intégration sur le réseau électrique - Gestion de l'intermittence et du stockage - Utilisation du sol (pour les éoliennes terrestres) 	<ul style="list-style-type: none"> - Éolienne maritimes - Augmentation de la taille des éoliennes - Recyclage des pales
Solaire	Industrialisée	437 287	<ul style="list-style-type: none"> - Installation facile - Capacité adaptable aux besoins - Source d'électricité en zone non-connectée au réseau 	<ul style="list-style-type: none"> - Pollution et consommation énergétique à la production - Difficultés de recyclage - Utilisation du sol - Gestion de l'intermittence - Coût de l'électricité élevé 	<ul style="list-style-type: none"> - Cellules PV de troisième génération - Recyclage des panneaux PV - Réduction des coûts de production
Géothermie	Industrialisée	85 978	<ul style="list-style-type: none"> - Indépendance énergétique pour des pays en développement - Cogénération (électricité + chaleur) - Source continue d'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> - Uniquement en région volcanique - Investissement élevé (coût des forages) 	<ul style="list-style-type: none"> - Géothermie haute température par stimulation
Hydraulique	Industrialisée	4 158 175	<ul style="list-style-type: none"> - Économiquement compétitive avec les énergies fossiles - Technologie mature 	<ul style="list-style-type: none"> - Zones d'applications saturées dans certains pays - Changement climatique va modifier le cycle de l'eau (avantage de sécheresses et d'inondations) 	<ul style="list-style-type: none"> - Rénovation des centrales - Améliorer le rendement des turbines
Marine	Industrialisée	1041	<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'utilisation de la surface terrestre 	<ul style="list-style-type: none"> - Défis technologiques importants (conditions en mer, rendements de conversion très faible) - Coûts importants 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmenter le rendement des technologies pour assurer leur compétitivité et pérennité après commercialisation. - Améliorer la résistance des installations aux conditions en mer

FIGURE 7.8 – Tableau récapitulatif des caractéristiques des sources d'électricité renouvelable présentées dans ce rapport.

Glossaire

** ** ** ** **

Énergie : capacité d'un système à fournir du travail

Biogaz : gaz produit par la fermentation de matières organiques en l'absence d'oxygène

Capacité surfacique : capacité de puissance qui peut être installée par unité de surface pour une certaine technologie

Co-incinération : installation conçue et réalisée pour une autre activité que celle de l'incinération des déchets mais qui accepte des déchets industriels dangereux comme combustible de substitution

Coefficient de puissance : rapport entre la puissance récupérée par une éolienne et l'énergie cinétique du vent

Cycle de Rankine : cycle thermodynamique endoréversible qui comprend deux isobares et deux adiabatiques

Cycle de vie : série d'étapes, depuis la production (extraction et récolte des matières premières) jusqu'à l'évacuation finale (élimination ou valorisation), en passant par la fabrication, l'emballage, le transport, la consommation par les ménages et les industries et le recyclage ou élimination

Exothermique : processus physique ou chimique produisant de la chaleur

Facteur de capacité : indicateur de la rentabilité d'une installation électrique, c'est le rapport entre l'énergie électrique produite au cours d'un certain temps et l'énergie qu'elle aurait produite si elle fonctionnait à puissance nominale sur cette période

Fatigue : modification des propriétés locales d'un matériau sous l'action de contraintes ou déformations variables dans le temps

Fluide caloporteur : fluide (gaz ou liquide) qui permet le transport de chaleur entre plusieurs sources de température

Générateur électrique : dispositif permettant de produire de l'énergie électrique à partir d'une autre forme d'énergie

Limite de Bretz : puissance maximale que peut absorber une éolienne ou hydrolienne

Méthanisation : processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène (anaérobie)

Pompe à chaleur : dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique d'une source froide à une source chaude

Puissance : quantité d'énergie par unité de temps

Puissance nominale : puissance maximale que peut générer un système dans les conditions normales de fonctionnement

Rendement énergétique : rapport entre la valeur énergétique d'une masse de matière produite et la valeur énergétique ingérée pour produire cette masse

Retour énergétique : durée au bout de laquelle un système a produit autant d'énergie que ce qu'il a fallu pour le construire

Smart Grid : un *réseau intelligent* en français, est un réseau de distribution d'électricité qui favorise la circulation d'information entre les fournisseurs et les consommateurs afin d'ajuster le flux d'électricité en temps réel

Turbine : dispositif rotatif qui convertit de l'énergie interne d'un fluide en énergie mécanique

Acronymes et abréviations

** **

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

CSP : Centrale solaire thermodynamique (en anglais, Concentrated Solar Power)

EGS : Géothermie haute température par stimulation (en anglais, Enhanced Geothermal System)

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat(IPCC en anglais)

IEA : Agence internationale pour l'énergie (en anglais, International Energy Agency)

IFOP : Institut français d'opinion publique

IRENA : Agence internationale pour les énergies renouvelables (en anglais International Renewable Energy Agency)

LCOE : Coût global de l'électricité (en anglais, Levelized Cost of Electricity)

Unités

** ** ** ** **

\$: dollar américain, 1 \$ = 0,9 €(janvier 2020)

EJ : Exajoule : unité qui quantifie l'énergie, 1 EJ = 10^{18} J

GW : Gigawatt : unité qui quantifie la puissance, 1 GW = 10^9

J : Joule : unité qui quantifie l'énergie, le travail et la quantité de chaleur

MW : Megawatt : unité qui quantifie la puissance, 1 MW = 10^6

W : Watt : unité qui quantifie la puissance, 1 W = 1 J/s

W_c : Watt Crête : correspond à la puissance électrique pouvant être délivrée par un panneau sous des conditions d'ensoleillement et de température standardisées (en anglais, Watt Peak : Wp)

W_e : Watt électrique : unité qui quantifie la puissance électrique

W_{th} : Watt thermique : unité de la puissance électrique

Wh : Wattheure : unité d'énergie correspondant à l'énergie délivrée par un système d'une puissance de 1 Watt pendant une heure, 1 Wh = 3 600 J

g eq CO₂ : L'équivalent CO₂ est utilisé pour convertir les gaz à effet de serre en CO₂ pour faciliter les comparaisons.

kW : Kilowatt : unité qui quantifie la puissance, 1 kW = 10^3

lx : Lux : unité de mesure de l'éclairement lumineux

tep : Tonne équivalent pétrole : unité de mesure correspondant à l'énergie moyenne contenue dans une tonne de pétrole. 1 tep \approx 42 GJ \approx 11,63 MWh

Bibliographie

- [1] (3) (PDF) *Lessons learned from the Habanero EGS project*. en. URL : https://www.researchgate.net/publication/320457234_Lessons_learned_from_the_Habanero_EGS_project (visité le 29/10/2019).
- [2] *2018 Hydropower Status Report shows record rise in clean electricity | International Hydropower Association*. URL : <https://www.hydropower.org/news/2018-hydropower-status-report-shows-record-rise-in-clean-electricity> (visité le 06/11/2019).
- [3] *Achieving the 20 MW Wind Turbine*. en-US. Juin 2011. URL : <https://www.renewableenergyworld.com/2011/06/03/achieving-the-20-mw-wind-turbine/> (visité le 21/10/2019).
- [4] *Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 – ADEME*. URL : <https://www.ademe.fr/actualisation-scenario-energie-climat-ademe-2035-2050> (visité le 08/01/2020).
- [5] ADEME. *Fiche Technique : Le petit éolien*. Fév. 2015. URL : <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-technique-petit-eolien-201502.pdf>.
- [6] AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE FRANCE et BUREAU DE RECHERCHES GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES (FRANCE). AUTEUR BUREAU DE RECHERCHES GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES FRANCE. *La géothermie : quelles technologies pour quels usages ?* fr. 2e édition. Les enjeux des géosciences. Angers Orléans : ADEME BRGM, 2008. ISBN : 978-2-7159-2454-3.
- [7] *Airborne Wind Energy Systems_ A review of the technologies | Elsevier Enhanced Reader*. en. DOI : 10.1016/j.rser.2015.07.053. URL : <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032115007005?token=58FA4717EB1C1847A26E47D4561DB8063C338D3108B6BDC301DF1345> (visité le 14/10/2019).
- [8] Elie AL SHAMI et Ran ZHANG. « Point Absorber Wave Energy Harvesters : A Review of Recent Developments ». In : *School of Engineering, RMIT University* (déc. 2018).
- [9] *Archimedes Waveswing*. en. URL : <http://www.awsocan.com/archimedes-waveswing.html> (visité le 29/12/2019).
- [10] *Archimedes Waveswing - Institution of Mechanical Engineers*. URL : <https://www.imeche.org/policy-and-press/energy-theme/renewable-energy/what-is-renewable-energy/archimedes-waveswing> (visité le 29/12/2019).
- [11] Joëlle ARNAUD et Pierre-Grégoire SCHOLL. « 00_001-020-Geothermie-francais_Mise en page 1 ». fr. In : (), p. 20.
- [12] *Assessment of environmental impact of biomass power plants to increase the social acceptance of renewable energy technologies | Elsevier Enhanced Reader*. en. DOI : 10.1016/j.heliyon.2019.e02070. URL : <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2405844019357305?token=9D2219D2A6A082BF23B3DA230668F16455DAA3326AEEA5F87C43224150A3353> (visité le 08/12/2019).

- [13] World Bioenergy ASSOCIATION. *WBA Global Bioenergy Statistics 2018*. English. 2018. URL : https://worldbioenergy.org/uploads/181203%20WBA%20GBS%202018_hq.pdf.
- [14] Askari Mohammad BAGHER. « Introduction to Natural Dye Sensitized Solar Cells ». en. In : (), p. 7.
- [15] Tim BERINGER, Wolfgang LUCHT et Sibyll SCHAPHOFF. « Bioenergy production potential of global biomass plantations under environmental and agricultural constraints ». en. In : *GCB Bioenergy* 3.4 (2011), p. 299-312. ISSN : 1757-1707. DOI : 10.1111/j.1757-1707.2010.01088.x. URL : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1757-1707.2010.01088.x> (visité le 08/12/2019).
- [16] *Bioénergies : grands enjeux des premières énergies renouvelables de France*. fr. Nov. 2017. URL : <https://www.fne.asso.fr/dossiers/bio%C3%A9nergies-d%C3%A9finition-enjeux-risques-bois-agriculture> (visité le 09/12/2019).
- [17] *Biomasse*. fr. Juil. 2010. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/biomasse> (visité le 06/12/2019).
- [18] *BP Statistical Review of World Energy*. Juin 2018.
- [19] *Brochure "Changeons d'ère, sortons du nucléaire !"* fr. URL : <https://www.sortirdunucleaire.org/Brochure-Changeons-d-ere-sortons-du-nucleaire> (visité le 13/01/2020).
- [20] Sébastien CAILLAT et al. *Cocombustion de charbon et de biomasse - Cas des chaudières industrielles*. fr. Text. Avr. 2010. URL : <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/chaudieres-et-fours-industriels-42209210/cocombustion-de-charbon-et-de-biomasse-be8752/> (visité le 07/12/2019).
- [21] Inigo CAPELLÁN-PÉREZ, Carlos de CASTRO et Inaki ARTO. « Assessing vulnerabilities and limits in the transition to renewable energies : Land requirements under 100% solar energy scenarios ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 77 (sept. 2017), p. 760-782. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2017.03.137. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117304720> (visité le 31/10/2019).
- [22] *Carnegie ceto 6 technology - Australian Renewable Energy Agency*. URL : <https://arena.gov.au/projects/carnegie-ceto-6-technology/> (visité le 02/01/2020).
- [23] Bruno CATTANEO. *EU coal regions : opportunities and challenges ahead*. en. Text. Juil. 2018. URL : <https://ec.europa.eu/jrc/en/news/eu-coal-regions-opportunities-and-challenges-ahead> (visité le 20/09/2020).
- [24] *Causes of climate change | Climate Action*. URL : https://ec.europa.eu/clima/change/causes_en (visité le 11/01/2020).
- [25] *Centre d'incinération*. fr. URL : <https://www.syctom-paris.fr/installations-et-projets/installations/ivryparis-xiii/centre-dincineration.html> (visité le 09/12/2019).
- [26] *CETO Technology - Carnegie Clean Energy*. URL : <https://www.carnegiece.com/technology/> (visité le 02/01/2020).
- [27] Yuan Zheng CHUNXIA YANG et Yuan Zheng CHUNXIA YANG. « A Review of Research on the Design of Fish-Friendly Hydraulic Turbines ». en. In : *Strategic Study of Chinese Academy of Engineering* 20.3 (oct. 2018), p. 96-101. ISSN : 1009-1742. DOI : 10.15302/J-SSCAE-2018.03.014. URL : <http://journal.hep.com.cn/sscae/EN/10.15302/J-SSCAE-2018.03.014> (visité le 09/11/2019).
- [28] « Concentrating Solar Power Roadmap ». en. In : *Central Asia* (2010), p. 4.
- [29] U CUBASCH et al. « Introduction ». In : *Climate Change 2013 : The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. New York, 2013.

- [30] *Découvrir l'hydroélectricité - France Hydro Electricité*. URL : <https://www.france-hydro-electricite.fr/energie/> (visité le 06/11/2019).
- [31] *Définition de Watt crête, puissance panneau solaire*. fr-FR. URL : <https://www.edfenr.com/lexique/watt-crete/> (visité le 13/12/2019).
- [32] Pablo DEL RIO et Christoph KIEFER. *Analysis of the Drivers and Barriers to the Market Uptake of CSP in the EU*. English. Juil. 2018.
- [33] Clément DODANE. *Bois, forêts et carbone en France : enjeux et perspectives climatiques et énergétiques — Géoconfluences*. fr. Document. URL : <http://geoconfluences.ens-lyon.fr/doc/transv/DevDur/DevdurScient6.htm> (visité le 09/12/2019).
- [34] *EFFIWIND - Programme Investissement Avenir - Matériaux thermoplastiques pour hélices et boîtiers de nacelles*. URL : <http://www.plateforme-canoe.com/projet/effiwind-programme-investissement-avenir-materiaux-thermoplastiques-pour-helices-et-boitiers-de-nacelles/> (visité le 23/10/2019).
- [35] *ÉLABORATION ET CARACTÉRISATION DES STRUCTURES COEUR-COQUILLE À BASE DE NANOFILS DE ZNO POUR DES APPLICATIONS PHOTOVOLTAIQUES*. en. URL : https://www.researchgate.net/publication/322530368_ELABORATION_ET_CHARACTERISATION_DES_STRUCTURES_COEUR-COQUILLE_A_BASE_DE_NANOFILS_DE_ZNO_POUR_DES_APPLICATIONS_PHOTOVOLTAIQUES (visité le 28/11/2019).
- [36] *Emissions Scenarios — IPCC*. URL : <https://www.ipcc.ch/report/emissions-scenarios/> (visité le 13/11/2019).
- [37] *En Allemagne, le charbon n'a pas remplacé le nucléaire*. URL : https://www.lemonde.fr/les-decodeurs/article/2017/01/22/en-allemande-le-charbon-n-a-pas-remplace-le-nucleaire_5066912_4355770.html (visité le 13/01/2020).
- [38] Quelle ENERGIE. *Caractéristiques techniques panneau solaire photovoltaïque*. fr-FR. URL : <https://www.quelleenergie.fr/economies-energie/panneaux-solaires-photovoltaiques/technique> (visité le 13/12/2019).
- [39] *Énergie éolienne*. fr. Avr. 2011. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-eolienne> (visité le 11/10/2019).
- [40] *Energie marémotrice : définition, fonctionnement, schéma et chiffres*. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-maremotrice> (visité le 02/01/2020).
- [41] *Énergie osmotique*. fr. Juin 2012. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-osmotique> (visité le 03/01/2020).
- [42] *Energies marines : exploiter l'énergie renouvelable des mers*. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energies-marines> (visité le 02/01/2020).
- [43] *Energy and the Environment-A Coastal Perspective - Oscillating Water Column*. URL : <http://coastalenergyandenvironment.web.unc.edu/ocean-energy-generating-technologies/wave-energy/oscillating-water-column/> (visité le 08/01/2020).
- [44] *Éolien terrestre*. fr. URL : <http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/eolien-terrestre> (visité le 21/10/2019).
- [45] *Fact Sheets*. URL : <http://www.etipbioenergy.eu/fact-sheets> (visité le 07/12/2019).
- [46] *Fait 22 : L'eau et les biocarburants | Organisation des Nations Unies pour l'éducation, la science et la culture*. URL : <http://www.unesco.org/new/fr/natural-sciences/environment/water/wwap/facts-and-figures/all-facts-wwdr3/fact-22-water-biofuels/> (visité le 09/12/2019).
- [47] FERN. *Six problems with BECCS*. Sept. 2018.

- [48] *Fiberglass Recycling | Global Fiberglass Solutions.* en. URL : <https://www.global-fiberglass.com> (visité le 24/10/2019).
- [49] *Fonctionnement des centrales hydroélectriques sur le Rhin.* URL : <http://alsace.edf.com/actions/fonctionnement-des-centrales-hydroelectriques-sur-le-rhin/> (visité le 06/11/2019).
- [50] *Fonctionnement et histoire | EDF France.* URL : <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/hydraulique/edf-hydraulique-bretagne-normandie/l-usine-maremotrice-de-la-rance/decouvrir-et-comprendre> (visité le 02/01/2020).
- [51] *GE unveils Haliade-X : The world's largest offshore wind turbine, powered by 107-meter LM blades.* en. URL : <https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/news-from-lm-places/ge-announces-haliade-x-the-worlds-largest-offshore-wind-turbine> (visité le 21/10/2019).
- [52] *Geothermal.* URL : <https://www.iea.org/topics/renewables/geothermal/> (visité le 25/10/2019).
- [53] *Géothermie haute température par stimulation.* fr. Juin 2011. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/geothermie-haute-temperature-par-stimulation> (visité le 24/10/2019).
- [54] *GÉOTHERMIE, Flux géothermique - Encyclopædia Universalis.* URL : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/geothermie/1-flux-geothermique/> (visité le 05/11/2019).
- [55] *Global Wind Report 2018.* en-US. Avr. 2019. URL : <https://gwec.net/global-wind-report-2018/> (visité le 21/10/2019).
- [56] Florian HEBERLE, Christopher SCHIFFLECHNER et Dieter BRÜGGEMANN. « Life cycle assessment of Organic Rankine Cycles for geothermal power generation considering low-GWP working fluids ». en. In : *Geothermics* 64 (nov. 2016), p. 392-400. ISSN : 0375-6505. DOI : 10.1016/j.geothermics.2016.06.010. URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0375650516300669> (visité le 25/10/2019).
- [57] *Hydropower.* en. URL : </costs/Power-Generation-Costs/Hydropower> (visité le 06/11/2019).
- [58] *Impacts environnementaux de l'éolien français.* fr. URL : <https://www.ademe.fr/impacts-environnementaux-leolien-francais> (visité le 12/10/2019).
- [59] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. *Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change : Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* en. Cambridge : Cambridge University Press, 2014. ISBN : 978-1-107-41541-6. DOI : 10.1017/CB09781107415416. URL : <http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CB09781107415416> (visité le 07/01/2020).
- [60] IRENA. « Renewable Energy Statistics 2019 ». en. In : (), p. 398.
- [61] IRENA. *Renewable power generation costs in 2017.* en. Rapp. tech. Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, 2018, p. 83-84.
- [62] IRENA. *Renewable power generation costs in 2018.* Rapp. tech. Abu Dhabi : International renewable energy agency, 2019.
- [63] ETSAP IRENA. « Biomass for Heat and Power Technology Brief ». en. In : (), p. 28.
- [64] Md Tasbirul ISLAM et al. « A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies : Current status and research trends ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (août 2018), p. 987-1018. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2018.04.097. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118303113> (visité le 01/12/2019).

- [65] Masakazu ITO, Keiichi KOMOTO et Kosuke KUOKAWA. « Life-cycle analyses of very-large scale PV systems using six types of PV modules ». en. In : *Current Applied Physics* 10.2 (mar. 2010), S271-S273. ISSN : 15671739. DOI : 10.1016/j.cap.2009.11.028. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1567173909005240> (visité le 24/11/2019).
- [66] Saeid JALILINASRABADY et Ryuichi ITOI. « Flash Cycle and Binary Geothermal Power Plant Optimization ». en. In : (), p. 6.
- [67] Jean-Marc JANCOVICI. *100% renouvelable pour pas plus cher, fastoche ?* 2017. URL : <https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/100-renouvelable-pour-pas-plus-cher-fastoche/> (visité le 13/01/2020).
- [68] Jean-Marc JANCOVICI. *Energie et changement climatique : à propos de deux évolutions opposées*. 2005. URL : <https://jancovici.com/publications-et-co/articles-de-presse/energie-et-changement-climatique-a-propos-de-deux-evolutions-opposees/> (visité le 13/01/2020).
- [69] Khalil Ebrahim JASIM. « Quantum Dots Solar Cells ». en. In : *Solar Cells - New Approaches and Reviews* (oct. 2015). DOI : 10.5772/59159. URL : <https://www.intechopen.com/books/solar-cells-new-approaches-and-reviews/quantum-dots-solar-cells> (visité le 28/11/2019).
- [70] C.P. JAWAHAR et Prawin Angel MICHAEL. « A review on turbines for micro hydro power plant ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 72 (mai 2017), p. 882-887. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2017.01.133. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117301454> (visité le 07/11/2019).
- [71] Nadarajah KANNAN et Divagar VAKEESAN. « Solar energy for future world : - A review ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 62 (sept. 2016), p. 1092-1105. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2016.05.022. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116301320> (visité le 21/11/2019).
- [72] Brian KIRKE. « Hydrokinetic and ultra-low head turbines in rivers : A reality check ». en. In : *Energy for Sustainable Development* 52 (oct. 2019), p. 1-10. ISSN : 09730826. DOI : 10.1016/j.esd.2019.06.002. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082619304958> (visité le 07/11/2019).
- [73] A KO. « Staebler-Wronski effect in amorphous silicon and its alloys ». en. In : 1 (2004), p. 12.
- [74] R KRULL. *Ocean Thermal Energy Conversion Plant*. 2010.
- [75] Yogesh KUMAR et al. « Wind energy : Trends and enabling technologies ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53 (jan. 2016), p. 209-224. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2015.07.200. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115009016> (visité le 14/10/2019).
- [76] *L'Histoire de l'énergie en Norvège*. fr. URL : <https://www.planete-energies.com/fr/medias/sagas-des-energies/l-histoire-de-l-energie-en-norvege> (visité le 09/11/2019).
- [77] *L'intégration des EnR / Benoît Robyns (HEI/L2EP)*. URL : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=integrationenr-hei-l2ep> (visité le 02/12/2019).
- [78] *L'invention du moulin à vent (700 avant J.-C.)* fr-fr. URL : <https://www.histoire-pour-tous.fr/inventions/2583-invention-du-moulin-a-vent.html> (visité le 16/10/2019).
- [79] *L'uranium : le combustible nucléaire*. fr. Juil. 2015. URL : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/l-uranium-le-combustible-nucleaire> (visité le 13/01/2020).

- [80] *L'énergie solaire thermodynamique*. URL : <http://www.enr.fr/energie-solaire-thermodynamique> (visité le 30/11/2019).
- [81] *L'éolien en Europe et dans le monde en 2018*. fr. Fév. 2019. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/leolien-en-europe-et-dans-le-monde-en-2018-190227> (visité le 22/10/2019).
- [82] *La centrale pilote EGS de Soultz-Sous-Forêts, Alsace | Géothermie Perspectives*. URL : <http://www.geothermie-perspectives.fr/article/centrale-egs-soultz-forets-alsace> (visité le 29/10/2019).
- [83] *La valorisation énergétique des déchets | FNADE, Fédération Nationale des Activités de la Dépollution et de l'Environnement*. fr. URL : <https://www.fnade.org/fr/produire-matieres-energie/valorisation-energetique> (visité le 09/12/2019).
- [84] Z.H. LAI et al. « Harvest wind energy from a vibro-impact DEG embedded into a bluff body ». en. In : *Energy Conversion and Management* 199 (nov. 2019), p. 111993. ISSN : 01968904. DOI : 10.1016/j.enconman.2019.111993. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890419309999> (visité le 14/10/2019).
- [85] Victor LANDER. « Optimization of the Hydrodynamic Performance of Overtopping Wave Energy Converters : Experimental Study of Optimal Geometry and Probability Distribution of Overtopping Volumes ». Thèse de doct. Ghent University Faculty of Engineering et Architecture, 2012.
- [86] *Le démantèlement et le recyclage des éoliennes*. fr-FR. Fév. 2019. URL : <https://www.revolution-energetique.com/le-demantelement-et-le-recyclage-des-eoliennes/> (visité le 24/10/2019).
- [87] *Le fonctionnement d'une centrale nucléaire*. fr. Juil. 2015. URL : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/le-fonctionnement-d-une-centrale-nucleaire> (visité le 13/01/2020).
- [88] *Le nucléaire en chiffres | EDF France*. URL : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/le-nucleaire-en-chiffres> (visité le 13/01/2020).
- [89] *Le silicium, star du photovoltaïque | Dossier*. URL : <https://www.futura-sciences.com/planete/dossiers/developpement-durable-cellules-photovoltaiques-coeur-panneaux-solaires-1688/page/6/> (visité le 21/11/2019).
- [90] *Le vent - Wiki Éolienne*. URL : https://eolienne.f4jr.org/vent#les_variations_de_vitesse_de_vent_en_fonction_de_l_altitude_cisaillement (visité le 21/10/2019).
- [91] Taesoo D. LEE et Abasifreke U. EBONG. « A review of thin film solar cell technologies and challenges ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70 (avr. 2017), p. 1286-1297. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2016.12.028. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211631070X> (visité le 30/11/2019).
- [92] *Les différentes formes de barrages*. fr. Juil. 2015. URL : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/les-differentes-formes-de-barrages> (visité le 07/11/2019).
- [93] *Les énergies renouvelables sont-elles intermittentes ?* fr-FR. URL : <https://decrypterlenergie.org/les-energies-renouvelables-sont-elles-intermittentes-2> (visité le 02/12/2019).
- [94] *Les Français et l'énergie nucléaire*. fr-FR. URL : <https://www.ifop.com/publication/les-francais-et-lenergie-nucleaire/> (visité le 13/01/2020).
- [95] *Les impacts environnementaux liés à la production du silicium - EcoInfo*. URL : <https://ecoinfo.cnrs.fr/2010/10/20/5-impacts/> (visité le 21/11/2019).

- [96] N. S. LEWIS. « Research opportunities to advance solar energy utilization ». en. In : *Science* 351.6271 (jan. 2016), aad1920-aad1920. ISSN : 0036-8075, 1095-9203. DOI : 10.1126/science.aad1920. URL : <http://www.sciencemag.org/cgi/doi/10.1126/science.aad1920> (visité le 21/11/2019).
- [97] Kewen LI et al. « Comparison of geothermal with solar and wind power generation systems ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (fév. 2015), p. 1464-1474. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2014.10.049. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114008740> (visité le 28/10/2019).
- [98] *Lit fluidisé : Chambres de combustion innergy*. URL : <https://innergy-global.com/fr/divisiones/innergy-heavy-industries/solutions/systemes-de-combustion/lit-fluidise> (visité le 07/12/2019).
- [99] Pete LOBNER. *Haliade-X | The Lyncean Group of San Diego*. en. URL : <https://lynceans.org/tag/haliade-x/> (visité le 21/10/2019).
- [100] *London Array | Powering Our Homes*. en-US. URL : <http://www.londonarray.com/using-the-wind-to-power-our-homes/> (visité le 21/10/2019).
- [101] Manuel LORENZ et al. « Life cycle assessment (LCA) of solar thermal tower power plants ». en. In : *Matériaux & Techniques* 105.5-6 (2017), p. 514. ISSN : 0032-6895, 1778-3771. DOI : 10.1051/mattech/2018002. URL : <https://www.mattech-journal.org/10.1051/mattech/2018002> (visité le 01/12/2019).
- [102] Xuezhou LU. *Simulations numériques de l'action de la houle sur des ouvrages marins dans des conditions hydrodynamiques sévères*. 2016. URL : <https://www.semanticscholar.org/paper/Simulations-num%C3%A9riques-de-l'action-de-la-houle-sur-Lu/83f497e8fb9f8cbda8d186bd97f9ce99abca177a> (visité le 02/01/2020).
- [103] Norasikin Ahmad LUDIN et al. « Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies : A review ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96 (nov. 2018), p. 11-28. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2018.07.048. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118305574> (visité le 24/11/2019).
- [104] SAUZE MARIE. « Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie ». fr. In : (), p. 12.
- [105] Christopher L. MARTIN et D. Yogi GOSWAMI. *Solar Energy Pocket Reference*. en. Google-Books-ID : tIFUAAAAMAAJ. Earthscan, 2005. ISBN : 978-1-84407-306-1.
- [106] MASSON-DELMOTTE et al. *IPCC : Global Warming of 1.5°C*. 2018.
- [107] *Meet LM 88.4 P - the world's longest wind turbine blade*. en. URL : <https://www.lmwindpower.com/en/products-and-services/blade-types/longest-blade-in-the-world> (visité le 21/10/2019).
- [108] Ying MEI et Chuyang Y. TANG. « Recent developments and future perspectives of reverse electrodialysis technology : A review ». en. In : *Desalination* 425 (jan. 2018), p. 156-174. ISSN : 00119164. DOI : 10.1016/j.desal.2017.10.021. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S001191641731977X> (visité le 03/01/2020).
- [109] Raphael MENARD. *Analyse de potentiel solaire, toitures du grand Paris*. Sept. 2015. URL : https://www.egis.fr/sites/default/files/150502_-_apur_-_etude_integration_solaire_small.pdf (visité le 13/12/2019).
- [110] *MeyGen | Tidal Projects*. en-GB. URL : <https://simecatlantis.com/projects/meygen/> (visité le 03/01/2020).
- [111] *MHK Technologies/PowerBuoy | Open Energy Information*. URL : https://openei.org/wiki/MHK_Technologies/PowerBuoy (visité le 02/01/2020).

- [112] *Micro-turbines hydro-électriques sur une adduction d'eau potable (Polynésie) ...* fr. URL : [https://www.C\\$_p\\$%20.fr/micro-turbines-hydro-electriques-adduction-deau-potable-polynesie-98](https://www.C$_p$%20.fr/micro-turbines-hydro-electriques-adduction-deau-potable-polynesie-98) (visité le 06/11/2019).
- [113] Cécile MIQUEL et Bruno GAIDDON. *Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental*. fr. Juil. 2009.
- [114] Hakim MOUSLIM. *Le projet SEAREV, Système électrique autonome de récupération de l'énergie des vagues*. 2008. URL : <http://www2.cnrs.fr/sites/communiquer/fichier/08searev.pdf>.
- [115] Bernard MULTON, Alain CLÉMENT et Marie RUELLAN. « Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines ». In : *Hermès Publishing* hal-00676240 (2006), p. 221-266.
- [116] *Mutriku Wave Energy Plant - Power Technology | Energy News and Market Analysis*. URL : <https://www.power-technology.com/projects/mutriku-wave/> (visité le 02/01/2020).
- [117] Andie MYERS. *Quantum Dot Solar Cells*. Stony Brook University, nov. 2019.
- [118] *New wave energy machines to be trialled in Orkney*. en. URL : <https://www.theconstructionindex.co.uk/news/view/new-wave-energy-machines-to-be-trialled-in-orkney> (visité le 29/12/2019).
- [119] *Ocean Thermal Energy Conversion*. en-US. URL : <https://www.makai.com/ocean-thermal-energy-conversion/> (visité le 03/01/2020).
- [120] *Okinawa OTEC Demonstration Project*. URL : <http://otecokinawa.com/en/Project/index.html> (visité le 03/01/2020).
- [121] P. OLASOLO et al. « Enhanced geothermal systems (EGS) : A review ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56 (avr. 2016), p. 133-144. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2015.11.031. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115012964> (visité le 24/10/2019).
- [122] Michael OTTAVIANO. *How does Carnegie's CETO technologie harness wave energy ?*
- [123] *Overview of electricity production and use in Europe — European Environment Agency*. en. Indicator Assessment. URL : <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment-4> (visité le 20/09/2020).
- [124] *Pelamis, World's First Commercial Wave Energy Project, Agucadoura - Power Technology | Energy News and Market Analysis*. URL : <https://www.power-technology.com/projects/pelamis/> (visité le 02/01/2020).
- [125] Ugo PELAY et al. « Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 (nov. 2017), p. 82-100. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2017.03.139. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117304021> (visité le 01/12/2019).
- [126] *Perovskite Solar Cells*. en. URL : <https://www.energy.gov/eere/solar/perovskite-solar-cells> (visité le 28/11/2019).
- [127] Laure-Anne PESSINA. « De l'eau, du sel et une membrane de 3 atomes font de l'électricité ». fr. In : (juil. 2016). URL : <https://actu.epfl.ch/news/de-l-eau-du-sel-et-une-membrane-de-3-atomes-font-d/> (visité le 03/01/2020).
- [128] *Photovoltaïque : record du monde de rendement pour une cellule en silicium polycristallin*. URL : <https://www.edfenr.com/actualites/photovoltaique-record-monde-rendement-cellule-silicium-polycristallin/> (visité le 21/11/2019).
- [129] *Planta Solar 10 | Concentrating Solar Power Projects*. URL : <https://solarpaces.nrel.gov/planta-solar-10> (visité le 30/11/2019).

- [144] Priscila Gonçalves Vasconcelos SAMPAIO et Mario Orestes Aguirre GONZÁLEZ. « Photovoltaic solar energy : Conceptual framework ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74 (juil. 2017), p. 590-601. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2017.02.081. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117303076> (visité le 21/11/2019).
- [145] *Searev - L'énergie des vagues*. URL : <http://wavepower.ek.la/searev-p539233> (visité le 02/01/2020).
- [146] *Share of electricity in total final energy consumption, historical and SDS – Charts – Data & Statistics*. en-GB. URL : <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-electricity-in-total-final-energy-consumption-historical-and-sds> (visité le 12/09/2020).
- [147] Shruti SHARMA, Kamlesh Kumar JAIN et Ashutosh SHARMA. « Solar Cells : In Research and Applications—A Review ». en. In : *Materials Sciences and Applications* 06.12 (2015), p. 1145-1155. ISSN : 2153-117X, 2153-1188. DOI : 10.4236/msa.2015.612113. URL : <http://www.scirp.org/journal/doi.aspx?DOI=10.4236/msa.2015.612113> (visité le 22/11/2019).
- [148] Ruth SHORTALL, Brynhildur DAVIDSDOTTIR et Guðni AXELSSON. « Geothermal energy for sustainable development : A review of sustainability impacts and assessment frameworks ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44 (avr. 2015), p. 391-406. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2014.12.020. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114010727> (visité le 28/10/2019).
- [149] *Solar*. URL : <https://www.iea.org/topics/renewables/solar/> (visité le 24/11/2019).
- [150] M G de SOUSA PRADO et al. « Modelling and test results of the Archimedes wave swing ». en. In : *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A : Journal of Power and Energy* 220.8 (déc. 2006), p. 855-868. ISSN : 0957-6509. DOI : 10.1243/09576509JPE284. URL : <https://doi.org/10.1243/09576509JPE284> (visité le 29/12/2019).
- [151] TEAMADENFI. *Les énergies pilotables*. fr-FR. Déc. 2018. URL : <https://www.adenfi.com/les-energies-pilotables/> (visité le 02/12/2019).
- [152] *The trouble with dish Stirling CSP | New Energy Update*. URL : <https://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/technology/trouble-dish-stirling-csp> (visité le 30/11/2019).
- [153] R. Camilla THOMSON, John P. CHICK et Gareth P. HARRISON. « An LCA of the Pelamis wave energy converter ». en. In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* 24.1 (jan. 2019), p. 51-63. ISSN : 0948-3349, 1614-7502. DOI : 10.1007/s11367-018-1504-2. URL : <http://link.springer.com/10.1007/s11367-018-1504-2> (visité le 02/01/2020).
- [154] *Three Gorges Dam | International Rivers*. URL : <https://www.internationalrivers.org/campaigns/three-gorges-dam> (visité le 08/11/2019).
- [155] *Tidal energy cost : What is its true price and is it worth it?* en-GB. Mar. 2019. URL : <https://www.power-technology.com/features/tidal-energy-cost/> (visité le 03/01/2020).
- [156] Mathew B.R. TOPPER et al. « Reducing variability in the cost of energy of ocean energy arrays ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112 (sept. 2019), p. 263-279. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2019.05.032. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119303454> (visité le 09/01/2020).
- [157] *Tout savoir sur la petite éolienne domestique*. fr-FR. URL : <https://www.energies-nouvelles.net/eolienne-domestique-petit-eolien/> (visité le 22/10/2019).

- [158] Andreas UIHLEIN. « Life cycle assessment of ocean energy technologies ». en. In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* 21.10 (oct. 2016), p. 1425-1437. ISSN : 0948-3349, 1614-7502. DOI : 10.1007/s11367-016-1120-y. URL : <http://link.springer.com/10.1007/s11367-016-1120-y> (visité le 03/01/2020).
- [159] *Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-cycle assessment and integrated energy modelling* / *Nature Energy*. URL : <https://www.nature.com/articles/s41560-017-0032-9> (visité le 04/10/2019).
- [160] « Underwater Technology : Power - Vehicules - Composites ». In : *I 4* (2019). URL : https://issuu.com/ut-2_publication/docs/issuu_ut3_four_final__2019/78.
- [161] Nations UNITED. *World Population Prospects 2019 : Highlights*. Juin 2019.
- [162] URBASOLAR_EDIT. *Toulouse Oncopole : pose du premier panneau de la plus grande centrale solaire en milieu urbain!* fr-FR. Août 2019. URL : <https://urbasolar.com/news-fr/toulouse-oncopole-pose-du-premier-panneau-de-la-plus-grande-centrale-solaire-en-milieu-urbain/> (visité le 17/12/2019).
- [163] OAR US EPA. *CHP Benefits*. en. Overviews and Factsheets. Août 2015. URL : <https://www.epa.gov/chp/chp-benefits> (visité le 07/12/2019).
- [164] James VANZWIETEN et al. « In-Stream Hydrokinetic Power : Review and Appraisal ». en. In : *Journal of Energy Engineering* 141.3 (sept. 2015), p. 04014024. ISSN : 0733-9402, 1943-7897. DOI : 10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000197. URL : <http://ascelibrary.org/doi/10.1061/%28ASCE%29EY.1943-7897.0000197> (visité le 07/11/2019).
- [165] *Veolia inaugure la première usine européenne entièrement dédiée au recyclage des panneaux photovoltaïques*. fr. URL : <https://www.veolia.com/fr/newsroom/actualites/recyclage-panneaux-photovoltaïque-economie-circulaire-france> (visité le 28/11/2019).
- [166] *Wave energy-powered buoy deployed at North Sea Huntington field* / *Offshore*. URL : <https://www.offshore-mag.com/subsea/article/14038871/wave-energypowered-buoy-deployed-at-north-sea-huntington-field> (visité le 02/01/2020).
- [167] Stephanie WECKEND, Andreas WADE et Garvin A. (ORCID :0000000160104475) HEATH. *End of Life Management : Solar Photovoltaic Panels*. English. Rapp. tech. NREL/TP-6A20-73852. Paris, France : International Energy Agency (IEA), août 2016. DOI : 10.2172/1561525. URL : <https://www.osti.gov/biblio/1561525> (visité le 26/11/2019).
- [168] *What is the Smart Grid?* URL : https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html (visité le 22/10/2019).
- [169] *What is the Smart Grid?* URL : https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html (visité le 09/01/2020).
- [170] *Will DOE take the Crescent Dunes solar project into bankruptcy?* en-US. Oct. 2019. URL : <https://pv-magazine-usa.com/2019/10/07/will-doe-take-the-crescent-dunes-solar-project-into-bankruptcy/> (visité le 30/11/2019).
- [171] Yan XU et al. « Global status of recycling waste solar panels : A review ». en. In : *Waste Management* 75 (mai 2018), p. 450-458. ISSN : 0956053X. DOI : 10.1016/j.wasman.2018.01.036. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X18300576> (visité le 26/11/2019).
- [172] Venkata YARAMASU et al. « High-power wind energy conversion systems : State-of-the-art and emerging technologies ». en. In : *Proceedings of the IEEE* 103.5 (mai 2015), p. 740-788. ISSN : 0018-9219, 1558-2256. DOI : 10.1109/JPROC.2014.2378692. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7109820/> (visité le 23/10/2019).
- [173] Richard YEMM. « Pelamis : experience from concept to connection ». In : *Royal society publishing* (2011).

- [174] Lei ZHANG et al. « Lawn Structured Triboelectric Nanogenerators for Scavenging Sweeping Wind Energy on Rooftops ». en. In : *Advanced Materials* 28.8 (fév. 2016), p. 1650-1656. ISSN : 09359648. DOI : 10.1002/adma.201504462. URL : <http://doi.wiley.com/10.1002/adma.201504462> (visité le 23/10/2019).
- [175] Shaoqing ZHANG, Long YE et Jianhui HOU. « Breaking the 10% Efficiency Barrier in Organic Photovoltaics : Morphology and Device Optimization of Well-Known PBDTTT Polymers ». en. In : *Advanced Energy Materials* 6.11 (juin 2016), p. 1502529. ISSN : 16146832. DOI : 10.1002/aenm.201502529. URL : <http://doi.wiley.com/10.1002/aenm.201502529> (visité le 28/11/2019).
- [176] Zhibin ZHOU et al. « Developments in large marine current turbine technologies – A review ». en. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 71 (mai 2017), p. 852-858. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2016.12.113. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116311698> (visité le 03/01/2020).
- [177] Chuantian ZUO et al. « Advances in Perovskite Solar Cells ». en. In : *Advanced Science* 3.7 (juil. 2016), p. 1500324. ISSN : 21983844. DOI : 10.1002/advs.201500324. URL : <http://doi.wiley.com/10.1002/advs.201500324> (visité le 28/11/2019).
- [178] Bob van der ZWAAN et Francesco DALLA LONGA. « Integrated assessment projections for global geothermal energy use ». en. In : *Geothermics* 82 (nov. 2019), p. 203-211. ISSN : 03756505. DOI : 10.1016/j.geothermics.2019.06.008. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S037565051930094X> (visité le 28/10/2019).