

**UNIVERSITE DE MOSTAGANEM
FACULTE DES SCIENCES EXACTES
ET DE L'INFORMATIQUE**



Cours

Les énergies renouvelables

Destiné aux

Etudiants en Licence 1
Sciences de la matière

Rédigé par

Dr. Jounayd BENTOUNES

2023

Table des matières

1	GÉNÉRALITÉS SUR LES DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE	7
1.1	introduction	7
1.2	Contexte	8
1.3	Objectifs	9
1.4	Qu'est-ce que l'énergie?	9
1.5	Les diverses formes d'énergie	11
1.5.1	Énergie de gravitation :	11
1.5.2	Énergie radiative :	11
1.5.3	Énergie cinétique :	11
1.5.4	Énergie chimique :	11
1.5.5	Énergie électrique :	11
1.5.6	Énergie nucléaire :	12
1.5.7	Énergie thermique :	12
1.5.8	Énergie élastique :	12
1.6	Les 4 interactions fondamentales	13
1.6.1	L'interaction électromagnétique (force électromagnétique)	13
1.6.2	L'interaction nucléaire faible (force faible)	13
1.6.3	L'interaction nucléaire forte (force forte)	13
1.6.4	L'interaction gravitationnelle (force gravitationnelle)	13
1.7	La chaîne énergétique et conversion d'énergie	14
1.7.1	Énergie primaire :	15
1.7.2	Énergie secondaire :	15
1.7.3	Énergie finale :	15
1.7.4	Énergie utile :	15
1.8	Les énergies renouvelables et non-renouvelables	15
1.8.1	Énergie non renouvelable :	16
1.8.2	Énergie renouvelable :	16
1.9	Les enjeux de développement des ressources renouvelables	24
2	LA CENTRALE ELECTRIQUE THERMIQUE	
	Ressources d'énergie non renouvelable	26
2.1	introduction	26
2.2	Les origines de l'électricité [2]	27

2.3	Découverte de l'électricité	28
2.4	La guerre des courants	30
2.5	Les machines tournantes à courant alternatif	32
2.6	Production d'énergie électrique	35
2.6.1	Les centrales thermiques à flamme	37
2.6.2	Les centrales nucléaires	39
2.6.3	Les centrales à récupération de chaleur	45
2.7	Avantages et inconvénients des centrales thermiques	46
2.8	Transport de l'énergie électrique	48
2.8.1	Introduction :	48
2.8.2	Les différents réseaux de transport	48
2.8.3	Les pertes de puissance au transport	50
2.8.4	Les postes de transformation	51
3	CENTRALE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE	53
3.1	introduction	53
3.2	Le gisement solaire	54
3.2.1	Le rayonnement solaire : origine et définition	54
3.2.2	La variabilité de la densité du rayonnement solaire	56
3.2.3	Rayonnement solaire et atmosphère terrestre :	58
3.2.4	Irradiation au sol	60
3.2.5	Les masques solaires et ombrages	61
3.2.6	Appareils de mesure du rayonnement solaire	62
3.3	Le gisement solaire en Algérie :	65
3.4	Centrale solaire thermodynamique (à concentration)	66
3.4.1	Le principe de fonctionnement	66
3.4.2	Les types de centrales solaires thermodynamiques	66
3.4.3	Perspectives	71
3.4.4	Les avantages et inconvénients	72
4	CAPTEUR PLAN THERMIQUE	73
4.1	Introduction	73
4.2	Rappels sur les éléments d'échanges thermiques	74
4.2.1	Transfert de chaleur par conduction	74
4.2.2	Transfert de chaleur par convection	74
4.3	Les différents types de capteur plan	75
4.3.1	Les capteurs plans	75
4.3.2	Capteurs à tube sous vide	78
4.4	Les différents typologies d'installation	82
4.4.1	Le chauffe-eau solaire pour les maisons individuelles (CES)	82
4.4.2	Le chauffe-eau combiné (SSC)	85
4.4.3	Le système solaire hybride	86
4.4.4	Fiabilité des capteurs	87
4.5	Les accessoires périphériques des capteurs	88
4.5.1	Les conduites de circuit	88
4.5.2	Une pompe (circulateur)	89

4.5.3	Le clapet anti-retour	89
4.5.4	Le vase d'expansion	89
4.5.5	La soupape de sécurité	89
4.5.6	Les robinets de vidange	89
4.5.7	Les purgeurs	89
4.5.8	Le Régulateur	89
4.6	Bilan énergétique d'un capteur solaire plan	90
4.6.1	Rendement du capteur	90
4.7	Avantages et inconvénients des capteurs plans solaires	93
4.8	Outils de calcul	94
5	CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE	95
5.1	Introduction	95
5.2	La cellule photovoltaïque	96
5.2.1	Principe de fonctionnement	97
5.2.2	La jonction PN	97
5.2.3	Le panneau photovoltaïque	100
5.3	Technologie des cellules photovoltaïques	101
5.3.1	Le Silicium : qu'est-ce que c'est ?	101
5.3.2	Extraction du Silicium	102
5.3.3	Les différents types de cellules photovoltaïques	103
5.3.4	Obtention des wafers photovoltaïques	106
5.4	Autres technologies prometteuses	108
5.4.1	Le solaire photovoltaïque concentré (CPV)	108
5.4.2	La cellule photovoltaïque à couche mince	109
5.4.3	Les cellules solaires organiques OPV (polymères, moléculaires, hybrides	110
5.4.4	La cellule photovoltaïque tandem	110
5.4.5	La cellule photovoltaïque multi-jonction	111
5.4.6	La cellule CZTS	112
5.4.7	Les cellules à matériaux "boîtes quantiques" (<i>quantum dot</i>)	113
5.5	Tableaux récapitulatifs des avantages et inconvénients	115
5.6	Le panneau solaire photovoltaïque	117
5.6.1	Composition du panneau solaire	117
5.6.2	Fabrication du panneau solaire	119
5.6.3	La connectique photovoltaïque	120
5.6.4	Les normes réglementaires des modules PV	121
5.7	Installation des modules photovoltaïque	122
5.7.1	Structure de panneau fixe ou sur système mobile	122
5.7.2	Différents types de systèmes photovoltaïques	124
5.7.3	Rendement globale d'une installation PV	127
5.7.4	Coût d'une installation PV	130
5.8	Propriétés électriques des systèmes photovoltaïque	131
5.8.1	Caractéristique Courant-Tension d'un module PV	132
5.8.2	Influence des paramètres de la cellule sur la caractéristique I(V)	135

5.8.3	Facteur de forme FF (filling factor, en anglais)	140
5.8.4	Le point de puissance maximum (MPP)	141
5.8.5	Architecture d'un générateur photovoltaïque	146
5.9	Dimensionnement des onduleurs	147
5.9.1	Rôle et types d'onduleur	147
5.9.2	Le choix d'un onduleur	148
5.9.3	Exemple de dimensionnement d'onduleurs	151
5.10	Avantages et inconvénients du photovoltaïque	153
5.10.1	Avantages écologiques	153
5.10.2	Avantages économiques	154
5.10.3	Avantages techniques	154
5.10.4	Inconvénients	155
6	L'ÉNERGIE EOLIENNE	156
6.1	Introduction	156
6.2	Potentiel éolien en Algérie	158
6.2.1	La carte des vents de l'Algérie	158
6.2.2	Optimisation du choix des sites	159
6.2.3	Les instruments de mesure du vent	160
6.3	Modélisation mathématique des données du vent	161
6.3.1	Modélisation des variations temporelles du vent	161
6.3.2	Modélisation de la puissance d'une turbine d'éolienne	163
6.3.3	La courbe typique de puissance d'une éolienne	165
6.4	L'aérogénérateur ou éolienne	167
6.4.1	Composition d'une éolienne	167
6.4.2	Principe de fonctionnement	169
6.5	Les différents Types d'Aérogénérateurs	170
6.5.1	Les éoliennes à axe horizontal	170
6.5.2	Les éoliennes à axe vertical	171
6.5.3	Eoliennes à vitesse fixe et variable	173
6.5.4	L'éolien offshore	174
6.5.5	Evolution de la technologie	175
6.6	Conception des différents types de génératrices d'éolienne	176
6.7	Avantages et inconvénients des éoliennes	177
A	Liste des abréviations des unités	181

Préambule

L'Algérie s'est engagé à réaliser un programme ambitieux pour le développement des ressources d'énergie d'origine renouvelable (solaire, éolien. . .) de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030¹. Ce document, initié pour les étudiants en Licence 1 sciences de la matière, vise à enrichir cette formation des futurs ingénieurs aux mécanismes fondamentaux dans le domaine des énergies renouvelables et des systèmes de conversion d'énergie. L'objectif est double : accroissement des connaissances fondamentales dans ce type de discipline et participation aux efforts entamés par notre pays en vue de la transition énergétique, notamment à la résolution des grands problèmes environnementaux. Ce cours voudrait servir de base à tous ceux qui pourront intervenir dans le cadre de la formation en énergie renouvelable, notamment, les formateurs qui auront en charge d'initier les jeunes scolaires et universitaires aux problèmes que pose la gestion de l'environnement de l'homme en ce début de XXIe siècle. Il se conçoit comme un guide sur les objectifs et enjeux de la production énergétique et la promotion des différentes EnR : Eolienne (énergie cinétique du vent), Solaire thermique et photovoltaïque (énergie du rayonnement du soleil), Hydraulique (gravitation de l'eau), (énergie de la chaleur de la terre), Biomasse (photosynthèse des plantes). Ce document n'a aucune prétention à l'exhaustivité ; il doit, en effet, être relayé par des dossiers techniques et des fiches pédagogiques permettant une approche plus pragmatique des différents axes proposés, qu'il s'agisse de la connaissance des diverses formes d'énergie, des modalités de leur mise en valeur et de leur gestion et des modifications qui sont souhaitables en termes de préservation de la qualité de l'environnement. Notre démarche s'inscrit dans une démarche de développement durable ou de co-développement soutenable. Puisseons-nous avoir fait œuvre utile pour les générations qui montent en rassemblant ici des informations extrêmement éparses.

1. source : ministère de l'énergie et des mines, Algérie

Chapitre 1

GÉNÉRALITÉS SUR LES DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE

1.1 introduction

En 2021, chacun des 8 milliards habitants de la Terre consomment en moyenne 1,75 tonne d'équivalent pétrole (TEP)/an. L'énergie que nous consommons, pour nous chauffer, nous déplacer et utiliser l'électricité, provient principalement des combustibles fossiles, elle est répartie comme suit ¹ :

- Les hydrocarbures et le charbon fournissent 80% de l'énergie utilisée et présentent presque 33 gigatonnes d'émission mondiale de CO₂ ;
- Le nucléaire 6% ;
- Les énergies renouvelables près de 14% (3% en hydroélectricité, 2% en éolien et solaire, 9% de biomasse et géothermie).

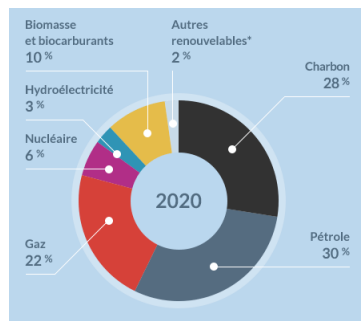


FIGURE 1.1 – Le mix énergétique mondial en 2020 (© *planèteénergie*)

1. source : agence internationale de l'énergie

Face au déclin annoncé du pétrole, la menace du changement climatique et à la nécessité de réduire les émissions mondiales de gaz à effet de serre, le développement des ressources de l'énergie renouvelable (EnR) s'impose. Les énergies renouvelables apportent des réponses durables quant aux préoccupations environnementales et à la santé. Il s'agit de sources inépuisables (soleil, vent, eau, bois...), réparties sur l'ensemble de la planète, faibles émettrices de gaz à effet de serre et abordables, les énergies renouvelables représentent assurément l'avenir. Et vraisemblablement, promise sur le moyen et long terme à un développement important. Les EnR ont été la seule source d'énergie pour laquelle la demande a augmenté en 2020.

1.2 Contexte

Face aux ressources fossiles (pétrole, gaz et charbon), les technologies des ressources EnR n'ont pour la plupart pas encore atteint une maturité suffisante pour entrer en compétition avec ces énergies classiques sur une grande échelle. Il faudrait, en urgence, définir un objectif ambitieux à long terme sous-tendu par une mise en œuvre de pratiques, et un engagement politique réel pour relever les défis. Aujourd'hui, deux grands obstacles entravent encore le déploiement des énergies renouvelables : le trop faible niveau de subventions publiques, et le prix de certaines technologies de renouvelable, largement concentrées dans les pays industrialisés. Des scientifiques de Stanford affirment que, suite aux incroyables efforts menés dans l'innovation, 139 pays pourraient être alimentés par 100% d'énergies renouvelables d'ici 2050, créant plus de 24 millions d'emplois [1].

L'enjeu est crucial : si nous n'accomplissons pas cette transition, notre planète n'évitera pas les impacts sur notre environnement, ce qui engendrera de sérieux dangers sur la terre (changements climatiques, pollution atmosphérique, épuisement des ressources, démographie mondiale galopante...). Face à ces défis du 21^e siècle, l'Algérie, à l'instar des autres pays, amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des ressources EnR et d'efficacité énergétique. Sa vision s'appuie sur des stratégies énergétiques globales, nationales et locales, afin d'apporter sa contribution à la lutte contre les désordres climatiques et l'augmentation de la température. Elle se doit de préparer, grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie de demain.

Le programme d'efficacité énergétique actualisé vise à réaliser des économies d'énergies à l'horizon 2030 de l'ordre de 63 millions de TEP². Pour que la transition énergétique prenne de l'ampleur et soit une réalité nationale, il est nécessaire d'impliquer tous les acteurs. La multiplicité de projets prévus (réalisation de centrale électrique verte, isolation thermique, chauffe-eau solaire, éclairage public...) démontre ce besoin de mieux comprendre notre rôle dans ce changement, et la part que chacun de nous peut jouer pour accompagner et atteindre

2. source : document ministère de l'énergie et des mines, Algérie

ce but commun. Pour cela il importe de : diffuser les expériences, faire évoluer la législation pour créer un cadre incitatif, et surtout opérer une montée en compétence des acteurs par de la formation pour la maîtrise de la complexité des mécanismes dans le domaine des énergies renouvelables. Ce cours est une manière de contribuer à cet élan de connaissance : il permettra aux étudiants d'acquérir des connaissances pratiques sur les ressources d'énergie renouvelable.

1.3 Objectifs

L'objectif de ce polycopié est de mettre à disposition une vision d'ensemble claire sur les ressources d'énergie renouvelable pour les étudiants en Licence 1, sciences de la matière; de susciter l'émergence de nouveaux projets et de motiver les étudiants à se lancer dans ce domaine bouillonnant d'innovations. La vocation de ce cours est également de renforcer les connaissances générales d'un large public sur la question des énergies renouvelables, d'offrir aux enseignants et formateurs des informations fiables et des contenus pédagogiques, afin d'accroître leurs capacités d'implication dans les grandes décisions relatives à la production et/ou à l'utilisation d'énergies renouvelables, et à répondre aux nombreux besoins de la société en matière de connaissances sur ce sujet :

- Mieux comprendre le contexte qui fonde la nécessité d'une transition énergétique ;
- Découvrir et enrichir la maîtrise aux différentes énergies renouvelables ;
- Enrichir la maîtrise de l'énergie et aux énergies renouvelables ;
- Examiner les différents moyens de les exploiter ;
- Comprendre les enjeux du triptyque du Développement Durable (sociaux, économiques et environnementaux) de cette exploitation ;
- Fournir aux étudiants les moyens d'exploiter les différentes sources d'énergies renouvelables (soleil, vent, eau, chaleur du sol, biomasse) ;
- Amener les apprenants à mieux comprendre les grands enjeux du 21ème siècle en matière de transition énergétique.

Afin de donner une large présentation sur la physique de l'énergie, nous entamons ce premier chapitre par un certain nombre de notions fondamentales et des définitions générales sur les différents types d'énergies. Cet éclaircissement nous servira de point de départ dans les chapitres suivants pour exposer en détail les principes de fonctionnement et les différentes techniques utilisées, selon leur origine, les différentes ressources d'énergie renouvelable (solaire, thermique et éolienne).

1.4 Qu'est-ce que l'énergie ?

L'énergie existe sous plusieurs formes et est essentielle à l'homme : depuis son apparition, il a eu besoin de l'énergie pour se nourrir, se mouvoir, jusqu'à notre

ère. La technologie actuelle lui permet d'en produire en grande quantité, en utilisant toutes les ressources possibles (fossiles, eau, vent, soleil. . .). L'énergie, bien qu'elle ne soit pas directement palpable, reste l'une des plus importantes propriétés des concepts de la nature. Elle représente un enjeu majeur dans les domaines politique, économique, scientifique et environnemental.

L'existence de l'énergie peut apparaître sous des formes très diverses, en fonction de l'état dans lequel elle se trouve. Elle peut aussi se transformer en changeant de nature : Par exemple, dans une voiture, l'énergie cinétique (vitesse) se transforme, lorsqu'on freine, en chaleur communiquée à la jante des roues ; l'énergie chimique de sa batterie se change en énergie électrique. . . On verra plus loin que dans une centrale électrique, la combustion de l'énergie est transformée sous forme mécanique ; puis convertie en énergie électrique dans les alternateurs. C'est à travers de telles transformations que l'énergie se manifeste à nous. Mais, il n'y a jamais ni création ni destruction d'énergie. Sa caractéristique la plus remarquable est qu'elle se conserve : *“rien ne se perd, rien ne se crée. C'est le premier principe de la thermodynamique.”* ; sauf que sa transformation génère des pertes, on parle ainsi de rendement de conversion.

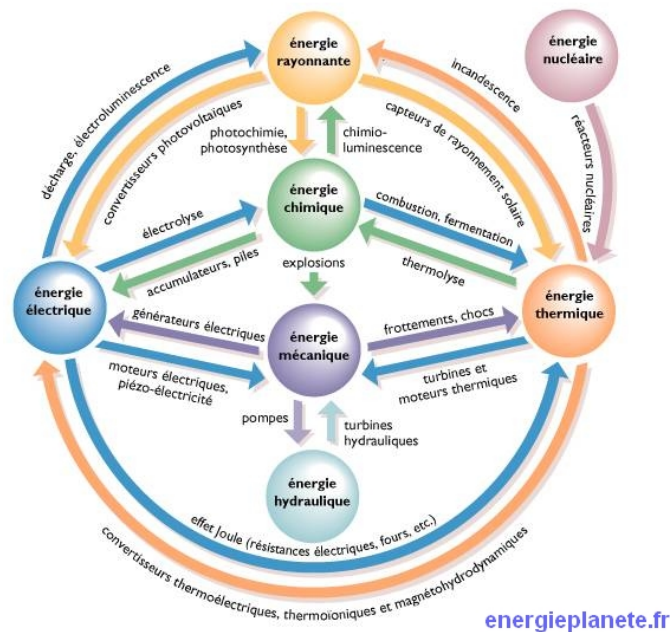


FIGURE 1.2 – Les différentes transformations de l'énergie (© *energieplanete*)

1.5 Les diverses formes d'énergie

Les physiciens emploient le terme d'énergie pour désigner une capacité à modifier un état ou à produire un travail entraînant un mouvement, générant un rayonnement électromagnétique (lumière, chaleur), une réaction chimique... Le mot vient du grec et signifie "force en action". Stockée dans les objets, les molécules, les atomes, l'énergie se manifeste de multiples façons, elle est :

1.5.1 Énergie de gravitation :

C'est l'énergie potentielle associée au champ gravitationnel, elle est liée au travail qu'il faut fournir pour déplacer un objet plongé dans un champ gravitationnel (satellite en orbite autour de la terre, force de lancement d'une fusée dans l'espace, attraction des objets par la masse de la terre, attirance de deux corps massifs...).

1.5.2 Énergie radiative :

C'est l'énergie transportée par les rayonnements, principalement celle du rayonnement du soleil (1kW/m^2), sous forme de lumière visible et de rayonnement infrarouge; et peut être récupérée et convertie en électricité (énergie photovoltaïque) ou en chaleur (solaire thermique). Un four à micro-ondes utilise également ce principe, il communique de la chaleur aux aliments par l'intermédiaire d'un rayonnement; idem pour les filaments des ampoules électriques où sa chaleur est évacuée sous forme d'énergie radiative et lumineuse.

1.5.3 Énergie cinétique :

C'est l'énergie associée aux objets en mouvement de rotation ou de translation. Elle se calcule en fonction de la masse de l'objet et de sa vitesse, son unité légale est le Joule [J].

1.5.4 Énergie chimique :

C'est l'énergie associée aux réactions chimiques dues à la liaison des atomes dans les molécules. Sa réaction s'accompagne d'une transformation de cette énergie en une autre forme : la réaction d'oxydation-réduction dans un accumulateur ou combustion du gaz dans une centrale thermique en énergie électrique. La biomasse la convertit en chaleur.

1.5.5 Énergie électrique :

C'est énergie potentielle associée aux forces électriques entre charges. Les particules chargées exercent les unes sur les autres des forces électriques et leurs déplacements s'accompagnent par la puissance électrique. Elle n'est donc pas une énergie en soi, mais un vecteur d'énergie : soit par un transfert produisant l'électricité (les alternateurs ou les piles), soit des systèmes receveurs

(résistances, lampes, moteurs électriques) transformant l'électricité, respectivement en chaleur, travail ou lumière.

1.5.6 Énergie nucléaire :

L'énergie nucléaire est localisée au cœur des noyaux des atomes - les protons et les neutrons - très fortement liés entre eux. En transformant les noyaux atomiques, les réactions nucléaires s'accompagnent d'un dégagement de chaleur, on parle de réaction nucléaire. Dans les centrales nucléaires, on réalise des réactions de fission des noyaux d'uranium qui se transforme en deux autres noyaux plus petits, et une partie de la chaleur dégagée est transformée en électricité. Dans les étoiles comme le Soleil, l'énergie des atomes est libérée par des réactions de fusion des noyaux d'hydrogène en noyaux d'hélium qui s'accompagne d'un dégagement de chaleur et rayonnement. Des scientifiques travaillent de concert (projet ITER regroupant 35 pays) à la réalisation technique du réacteur à fusion (*Tokamak*) pour produire de l'énergie de manière massive : une promesse d'avenir, une énergie non polluante, décarbonée, sûre et pratiquement sans déchets.

1.5.7 Énergie thermique :

C'est l'énergie qui émane par l'agitation désordonnée des molécules et des atomes, et se traduit par émission de chaleur. Elle peut se convertir en énergie mécanique dans une machine à vapeur et en électricité dans une centrale thermique. Le sous-sol renferme de l'énergie thermique (la géothermie).

1.5.8 Énergie élastique :

C'est l'énergie associée à la déformation d'un objet solide (la tension d'un ressort) ou d'un fluide (compression d'un gaz ou d'un liquide).

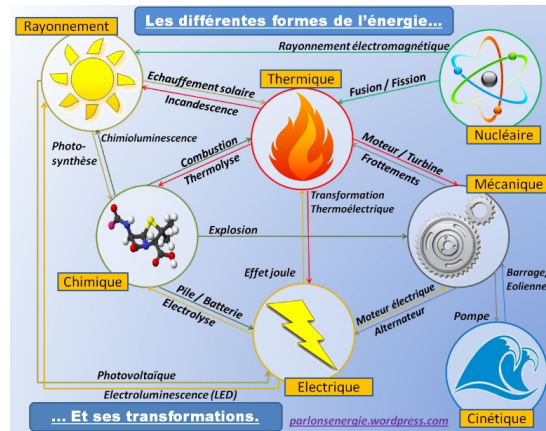


FIGURE 1.3 – Les différentes formes d'énergie (© parlons – énergie)

1.6 Les 4 interactions fondamentales

Quatre interactions fondamentales régissent l'univers et sont responsables de tous les phénomènes physiques observés dans l'univers, chacune se manifestant par une force dite force fondamentale, qui engendre les diverses formes d'énergie citées. Ce sont :

1.6.1 L'interaction électromagnétique (force électromagnétique)

Elle régit tous les phénomènes électriques et magnétiques (ondes radio, infra-rouge, lumière, ultra-violet, rayons X et gamma), capable de transporter de l'énergie et de l'information. Elle est liée à l'existence de charges électriques et est notamment responsable de la cohésion des atomes en liant les électrons au noyau de l'atome. Le photon est l'autre particule élémentaire associée à l'interaction électromagnétique (charge électrique nulle et sans masse). Elle est à la base des réactions chimiques et est à l'origine de tous les phénomènes thermodynamiques.

1.6.2 L'interaction nucléaire faible (force faible)

Elle agit sur l'ensemble des particules (excepté sur les bosons). Elle est à l'origine de la désintégration de certains noyaux radioactifs et de l'émission de la radioactivité. On pense qu'elle est responsable de la source d'énergie importante qui maintient le magma en fusion sous la croûte terrestre. Elle agit à courte portée (portée subatomique de l'ordre de 10^{-17} m).

1.6.3 L'interaction nucléaire forte (force forte)

Elle permet la cohésion du noyau de l'atome. Elle confine les particules élémentaires qui composent les protons et neutrons (quarks, mésons, baryons. Cette interaction se fait par l'échange de bosons appelés "gluons" (particule élémentaire liée à l'interaction forte). Elle est au cœur de la compréhension des réactions nucléaires et la source de la fusion nucléaire de deux protons en deutéron (un isotope naturel de l'hydrogène dont le noyau contient un proton et un neutron) sur le soleil. Elle est donc la source d'énergie pour notre planète. Potentiellement, c'est une source d'énergie quasiment inépuisable, sûre, et d'un faible impact sur l'environnement. C'est pourquoi, à l'image de ce qui se passe dans le soleil, l'homme s'investit dans la technologie de fusion afin de maîtriser cette énergie ; il s'agit du projet ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*).

1.6.4 L'interaction gravitationnelle (force gravitationnelle)

C'est celle qui s'exerce à distance et de façon attractive entre des corps massifs. Elle est la cause de la pesanteur et des mouvements des astres. Sa force est

décrite par la loi de Newton en 1687, et se définit également, dans le cadre de la relativité générale, par la déformation de l'espace-temps (et non pas par une force). La gravitation est la plus faible des quatre interactions fondamentales. L'électricité issue des barrages hydroélectriques et l'énergie marémotrice (puissance dissipée par les marées) provient de la gravitation. Au niveau théorique, contrairement aux interactions électromagnétique, forte et faible décrites par la " théorie quantique des champs " depuis une trentaine d'année, la gravitation pose problème car on ne sait pas la décrire à l'aide de ce formalisme. L'unification des quatre interactions fondamentales fait partie des axes de recherche principaux de la physique des particules : beaucoup de physiciens pensent que la gravité a une origine quantique, et l'associent à une onde gravitationnelle, le graviton. Ce serait une hypothétique particule médiatrice de la gravitation permettant une description quantique de cette interaction. En novembre 2015, est apparu au sein du LHC (accélérateur géant de particules du CERN), un signal en forme d'une petite bosse sur la courbe recensant les paires de photons captées : une bosse caractéristique de l'existence d'une toute nouvelle particule, le graviton!!! Ainsi, le temps et l'espace ne sont plus continus, mais deviennent eux-mêmes quantifiés (il existe des intervalles de temps et d'espace indivisibles).

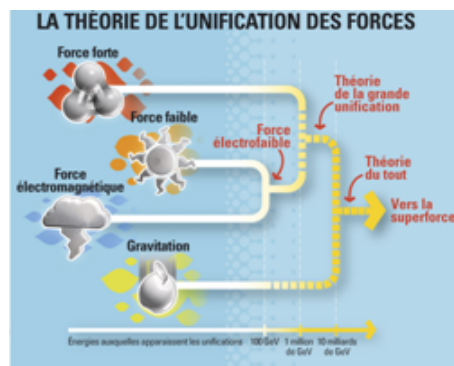


FIGURE 1.4 – Schéma des grands principes de l'unification des forces (© *feynman.phy.ulaval*)

1.7 La chaîne énergétique et conversion d'énergie

La chaîne énergétique d'un système désigne l'ensemble des nombreuses formes de conversions d'énergie qui ont lieu dans ce système. Par exemple, on a déjà cité qu'un moteur électrique convertit de l'énergie électrique en énergie mécanique (mouvement) et thermique (interne). Une pile électrique transforme l'énergie chimique en électricité. Ce concept de conversion (ou transformation), comme d'ailleurs le principe de conservation de l'énergie, sont deux notions importantes à retenir. Il nous faut également savoir que les énergies qui nous sont utiles dans la vie de tous les jours ne sont pas forcément disponibles, prêtes à l'emploi dans

la nature. Et que la transformation d'une forme d'énergie en une autre n'est jamais intégrale. Ces pertes prennent souvent la forme de chaleur, qui n'est que rarement valorisée. On comptabilise ces pertes par le terme de "rendement" (ou d'efficacité limitée) de la conversion d'énergie. Cette notion de "rendement" introduit les différentes déclinaisons de l'énergie. On parle ainsi :

1.7.1 Énergie primaire :

Quand elle est disponible dans la nature et directement exploitable. Ce sont principalement le rayonnement solaire, les ressources fossiles (pétrole, gaz naturel, les schistes bitumeux), énergie hydraulique et éolienne, énergie de fission nucléaire, biomasse et géothermie.

1.7.2 Énergie secondaire :

Est toute énergie obtenue après conversion d'une énergie primaire, en particulier l'électricité d'origine thermique (centrale à charbon, à gaz, nucléaire, rayonnement solaire par exemple) :

Énergie secondaire = énergie primaire x rendement de conversion

1.7.3 Énergie finale :

Une fois produite, dans de nombreux cas, l'énergie secondaire doit être transportée, prêtes à l'emploi vers le consommateur, ce qui induit des pertes :

Énergie finale = énergie secondaire x rendement de transport

1.7.4 Énergie utile :

Celle qui procure réellement le service recherché par l'utilisateur : la lumière issue d'une lampe, chaleur thermique pour le chauffage, essence pour faire rouler nos voitures. . .

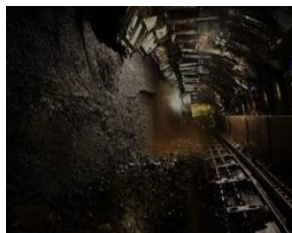
Énergie utile = énergie finale x rendement d'utilisation

1.8 Les énergies renouvelables et non-renouvelables

Parmi les ressources énergétiques classifiées primaire, on peut également les affecter, en fonction de leur source, en deux grandes catégories d'énergie. La première appelée énergies non-renouvelables, comme le pétrole, le gaz naturel et le charbon (ressources dites fossiles car issues de la fossilisation des végétaux et animaux), de l'énergie nucléaire (Uranium), et la seconde dites énergies renouvelables, qui sont naturellement régénérées comme l'énergie solaire ou l'énergie éolienne. Par définition :

1.8.1 Énergie non renouvelable :

Une énergie est dite non renouvelable si elle est produite à un rythme trop lent pour que son stock puisse être renouvelé à l'échelle de temps humain et être considérée comme inépuisable (i.e. le pétrole nécessite plus de millions d'années en décomposition de résidus de végétaux et animaux pour une consommation d'une centaine d'années, idem pour l'Uranium). Les énergies non renouvelables engendrent de nombreux déchets et émettent des gaz à effet de serre. Elles sont largement utilisées car elles fournissent un très bon rendement énergétique.



Mine de charbon
(© collègelutterbach)



Extraction du pétrole
(© notreplanète)



Mine d'Uranium-Niger
(© énergiemédia)

FIGURE 1.5 – Exemples d'énergie non renouvelable

1.8.2 Énergie renouvelable :

Ce terme est employé pour désigner une ressource qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable et disponibles en grande quantité à l'échelle de temps humain au moins. Puisque la nature renouvelle sans cesse ces ressources, elles sont donc naturellement illimitées (i.e. Élagage d'un arbre en 10 ans, la vie végétale se forme en quelques mois à quelques années). Elles sont issues de deux grandes sources d'énergies : le Soleil et la Terre. Leur caractéristique commune est de ne pas produire, en phase d'exploitation, d'émissions polluantes (ou peu), et ainsi d'aider à lutter contre l'effet de serre et le réchauffement climatique. Cependant, le principal frein au développement des énergies renouvelables est que ces énergies n'ont pas, pour l'instant, un fort rendement. Ces ressources représentent cinq grandes familles d'énergie :

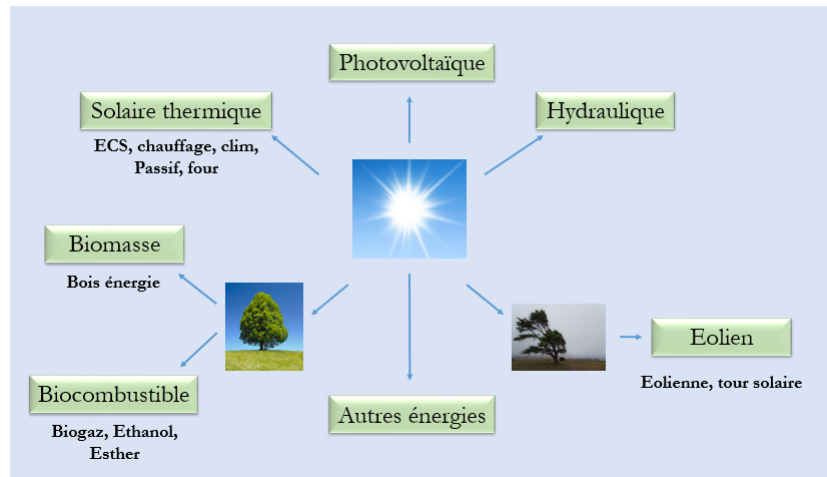


FIGURE 1.6 – Les grandes familles d'énergie renouvelable

1.8.2.1 L'énergie géothermique :

C'est une énergie renouvelable provenant de l'extraction de l'énergie contenue dans le sol. Elle n'est exploitable que dans des zones où le magma terrestre chauffe des eaux souterraines. Cette chaleur résulte essentiellement de la désintégration radioactive des atomes fissiles contenus dans les roches. Elle peut être utilisée pour le chauffage, mais aussi pour la production d'électricité. Il s'agit de l'une des seules énergies ne dépendant pas des conditions atmosphériques.



FIGURE 1.7 – Centrale géothermique, Islande (© Fernandez, NCSA)

1.8.2.2 Les énergies solaires directes :

C'est la transformation de l'énergie solaire en électricité (photovoltaïque) ou en chaleur (thermique et thermodynamique), il s'agit de la principale source d'énergies renouvelables disponibles sur terre.

L'énergie **solaire photovoltaïque** convertit directement le rayonnement lumineux en électricité.



FIGURE 1.8 – Panneaux solaires photovoltaïques (©Dirvish,CCBY)

L'énergie **solaire thermique** produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge afin de chauffer un caloporteur (eau, huile ou de l'air).



FIGURE 1.9 – Centrale solaire thermique par rayonnement du soleil (©échodusolaire)

L'énergie **solaire thermodynamique** fonctionne sur le principe de concentration des rayons solaires au moyen des miroirs en un foyer placé sur une tour qui emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme électrique.



FIGURE 1.10 – Centrale solaire thermodynamique (© SciencesetAvenir)

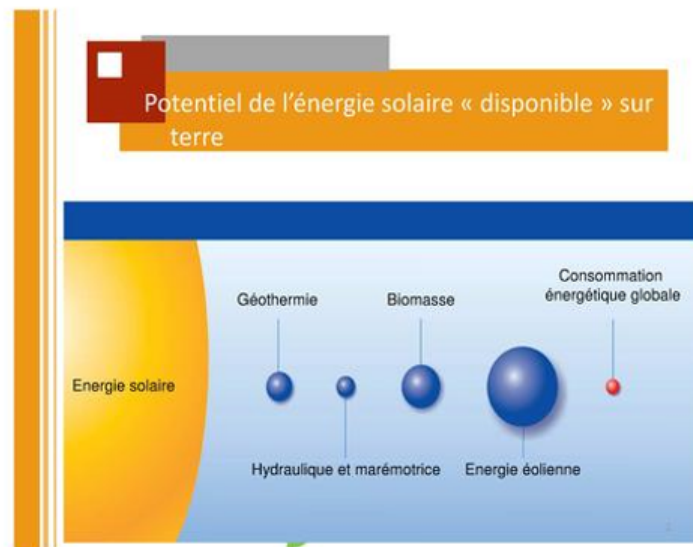


FIGURE 1.11 – Comparative entre énergies renouvelables disponibles sur Terre

1.8.2.3 Les énergies solaires indirectes :

Le soleil chauffe des masses d'air qui vont s'élever et l'air froid des régions voisines vient prendre leur place, ce qui provoque le vent par le mouvement de ces masses d'air. Le soleil chauffe l'eau de la mer qui s'évapore et forme les nuages qui apportent des pluies pouvant alimenter ainsi les barrages. L'énergie rayonnée par le Soleil fait naître sur Terre des végétaux utilisable comme combustible. Ces 3 phénomènes engendrent respectivement trois formes d'énergies : éolienne (cinétique du vent), hydraulique (gravitation de l'eau) et biomasse (décomposition matière organique), trois formes issues indirectement du soleil. L'énergie **éolienne** exploite l'énergie cinétique liée aux mouvements de l'air. Le vent fait tourner les pâles de l'éolienne (au nombre de trois en général). Ce mouvement mécanique est transformé en énergie électrique par un dispositif aérogénérateur. Il existe deux types d'éoliennes : les éoliennes terrestres (*onshore*) implantées dans de grands sites, et les éoliennes marines (*offshore*), implantées au large des côtes et construites en mer de façons plus robustes pour pouvoir supporter les conditions climatiques difficiles maritimes.



Éolien onshore



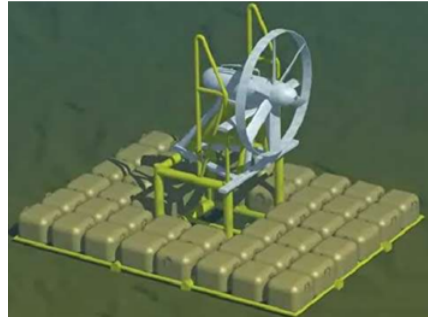
Éolien offshore

FIGURE 1.12 – Champ éolien on et offshore (© *environnement*)

L'énergie **hydraulique** et **hydrolienne** correspond à l'énergie que peut apporter les mouvements de l'eau, que ce soit sous forme d'énergie cinétique (par le biais de son mouvement lorsqu'elle s'écoule dans un fleuve) ou que ce soit sous forme d'énergie potentielle (exploitée dans des barrages hydroélectrique). Cette énergie ne produit pas ou très peu de gaz à effet de serre, elle est la plus exploitée actuellement (en 2021) dans le monde, soit dans des barrages qui libèrent de grandes quantités d'eau sur des turbines afin de produire de l'électricité ;



Barrage à énergie hydraulique
(©protégeonslaterre)



Hydrolienne
(©futurasciences)(maintenuepardessacsdesable)

FIGURE 1.13 – Champ éolien on et offshore

L'énergie par **biomasse**, elle comprend toutes les substances issues de la végétation. Plusieurs techniques peuvent être mises en œuvre pour en tirer son énergie par **combustion**, les déchets végétaux ou le bois peuvent être directement brûlés pour produire de la chaleur ou de l'électricité ou les deux (on parle alors de cogénération); ou bien par **méthanisation** où les déchets sont transformés par fermentation grâce à des micro-organismes pour produire du biogaz ou des biocarburants, composé majoritairement de méthane. Les ressources végétales ne peuvent cependant être considérées comme renouvelables que si leur gestion permet le remplacement des espèces exploitées et qu'elle n'entre pas en concurrence avec la chaîne alimentaire.



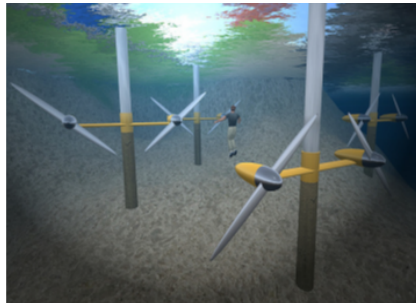
FIGURE 1.14 – Centrale biomasse par énergie chimique (©énergimédia)

1.8.2.4 L'énergie de la mer :

L'énergie **marémotrice** consiste à exploiter l'énergie issue des marées dans des zones littorales de fort marnage (dénivelé créé par l'amplitude des marées hautes et basses). Ce phénomène est induit par l'effet gravitationnel sur l'océan des deux astres la Lune et le Soleil. Le principe de production de l'électricité s'appuie sur une énergie potentielle (contrairement à l'hydrolienne), soit par l'exploitation des courants marins (cas de l'énergie **marémotrice**), soit par le mouvement des vagues et de la houle (énergie **houlomotrice**) ; soit grâce à la différence de pression que génère la différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce (énergie **osmotique**).



FIGURE 1.15 – Centrale marémotrice par énergie potentielle
(©connaissancedesénergies)



©EricHackathorn, NCSA



©Électricitéplus

FIGURE 1.16 – Énergie houlo motrice

1.8.2.5 L'énergie des animaux de trait :

En effet l'énergie Animale est une énergie renouvelable. Les animaux de trait jouent un rôle important dans la production agricole (labour), le transport (véhicule hippomobile, charrette, traîneau), mouvement des machines (noria ou moulin à huile) ... Cette forme a fortement régressé depuis le développement de la mécanisation (moteur à explosion et électricité).



FIGURE 1.17 – Cheval de trait (alimentation hydrocarbonée produite par énergie solaire) (©WolfWebSA)

	Énergie primaire	Énergie secondaire	Énergie finale	Énergie utile	
Non renouvelables	Uranium	Centrale nucléaire	Électricité	Lumière (ampoule) Transport (moteur électrique : train, voiture)	
	Charbon Gaz naturel	Centrale thermique à flamme (gaz ou charbon).	Électricité Chaleur	Lumière Chauffage (radiateur) Cuisson (four)	
	Pétrole	Industrie pétrochimique	Essence, Diesel...	Cinétique (moteur à combustion : voiture, train, avion...)	
Renouvelables	Hydraulique ou marine	Centrale d'hydroélectricité	Électricité	Lumière Moteur	
	Vent	Centrale éolienne	Électricité	Lumière Batterie Moteur.	
	Rayonnement solaire	Photovoltaïque		Électricité	Lumière Batterie Moteur CC et AC.
		Thermique		Chaleur	Chauffe-eau Radiateur
		Concentration		Électricité	Lumière Moteur AC
	Géothermie	Centrale géothermique	Chaleur	Chauffage	
Déchets et biomasse	Cogénération	Chaleur Électricité	Chauffage		

TABLE 1.1 – Tableau récapitulatif des différentes sources d'énergie renouvelables et polluantes

1.9 Les enjeux de développement des ressources renouvelables

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps (moulins à eau et à vent, bois de feu, trait des animaux, bateaux à voile...). Mais depuis la révolution industrielle, elles furent progressivement remplacées par d'autres sources d'énergie. La manipulation de ces nouvelles formes d'énergie (fossile et nucléaire) produisent sur notre environnement des effets plus ou moins néfastes : accumulation du dioxyde de carbone CO₂ responsable du réchauffement climatique, les risques des déchets radioactifs à longue durée de vie des réactions nucléaires, sans parler des limites de ces ressources, ont eu comme conséquence une prise de

conscience sur notre développement économique et social. L'environnement était devenu un objet de préoccupation des Etats. Le cadre des Conférences de Rio (en 1992 sur le développement durable) puis de Kyoto (en 1997 sur les changements climatiques) marque le début d'une nouvelle phase qui est celle d'une politique concertée entre les Etats. Ils ont reconnu la nécessité d'agir dans le cadre d'un partenariat mondial, et attribué un rôle important aux ressources d'énergie renouvelable (EnR) - Particulièrement celle du Soleil, une ressource d'énergie non renouvelée mais inépuisable à l'échelle du temps humain -. Les EnR sont respectueuses de l'environnement, doublée du constant souci de l'efficacité économique. Elles contribuent tout particulièrement au développement énergétique durable (pas d'émission de gaz à effet de serre). En revanche la plupart des EnR ne sont pas rentables aux prix actuels de l'énergie, mais certaines s'approchent du seuil de rentabilité.

Les enjeux s'articulent donc pour :

- Résoudre les contraintes techniques, principalement de quatre ordres :
 - Une **densité de puissance** disponible relativement faible comparativement aux énergies non renouvelables, ce qui implique de grandes surfaces de captation et un coût matière élevé ;
 - La **grande variabilité de la source** : l'énergie solaire ou éolienne, l'hydraulique, l'énergie des mers fluctuent largement. Il faut capter quand l'énergie est disponible, ce qui nécessite des régulations souvent complexes ;
 - La **nécessité de stocker**. Se présentant comme des énergies flux, elles nécessitent un stockage pour la plupart des applications, ce qui pose problème, car on ne sait pas aujourd'hui stocker l'énergie dans de bonnes conditions.
 - La **nécessité d'un appoint**. En cas d'indisponibilité de la source, il faut souvent qu'une autre énergie prenne le relais, imposant des surcoûts quelquefois conséquents.

 - Concilier les deux exigences, une politique d'efficacité énergétique :
 - La satisfaction des besoins énergétiques liés aux développements économique et social,
 - Garantir la sécurité d'approvisionnement,
 - Assurer un prix compétitif de l'énergie,
 - Garantir la cohésion sociale en assurant l'accès de tous à l'énergie.
 - La protection de l'environnement et la préservation des ressources naturelles,
 - Préserver la santé humaine et l'environnement.
- Pour les atteindre, plusieurs axes majeurs ont été définis, principalement :
- Maîtriser la demande d'énergie ;
 - Diversifier le bouquet énergétique ;
 - Développer la recherche et l'innovation dans le secteur de l'énergie ;
 - Assurer des moyens de transport et de stockage adaptés aux besoins ;
 - Faciliter le recours aux énergies renouvelables ;
 - Encourager la recherche sur les technologies prometteuses mais dont la rentabilité n'est espérée qu'à plus long terme.

Chapitre 2

LA CENTRALE ELECTRIQUE THERMIQUE

Ressources d'énergie non renouvelable

2.1 introduction

En Algérie, 98% de l'énergie primaire pour la production d'électricité qui a atteint 19,6 GW en 2017, provient des énergies fossiles : 30% pétrole et 68% gaz¹. Pour cela, afin d'expliquer le principe de fonctionnement d'une centrale de production d'électricité, on consacra ce chapitre à l'étude d'une centrale thermique à ressources d'énergie non renouvelable².

Le pétrole et le gaz (comme d'ailleurs le charbon), appelés aussi hydrocarbures, sont des combustibles issus de résidus massive d'être vivants (végétaux et animaux) piégés et accumulés dans des strates sédimentaires; sous l'effet de la pression et de la température, ils se transforment au fil des ères géologiques (plusieurs millions d'années) en charbon (à l'état solide), en pétrole (sous forme liquide) et en gaz naturel, d'où le nom d'énergie fossile. La présence de reste organique dans les combustibles fossiles montre qu'ils sont issus d'une biomasse. En fait, il s'agit donc d'une énergie qui nous est transmise indirectement par le Soleil, puisque les végétaux, à base de toutes les chaînes alimentaires, utilisent

1. ministère algérien de l'énergie

2. principe identique pour l'utilisation d'une énergie primaire comme le gaz, le charbon, l'uranium ou le soleil.

cette énergie grâce au phénomène de la photosynthèse afin de produire les composés organiques élémentaires.

Ces combustibles fossiles sont utilisés pour fournir de l'énergie thermique exploitée dans les moteurs des véhicules (essence provenant du pétrole), pour le chauffage domestique (gaz naturel), mais aussi, comme on vient de le signaler pour notre pays, pour la production d'électricité dans les centrales dites thermiques. Ces dernières sont équipées de chaudières, qui par le dégagement de chaleur de la combustion du gaz chauffe l'eau et la transforme en vapeur (à l'image de l'eau mise dans une cocotte-minute réchauffée, sous pression). La vapeur met en mouvement une turbine qui à son tour entraîne un alternateur (c'est un convertisseur d'énergie synergique en énergie électrique) producteur d'électricité .

2.2 Les origines de l'électricité [2]

La présence de l'électricité est aussi vieille que l'univers, partout et tout le temps présente mais très discrète, elle peut toutefois se manifester de manière très spectaculaire et violente, sous forme de foudre, éclairs... Ces manifestations sont décrites depuis l'Antiquité, date des premières observations faites par le philosophe grec Thales De Milet vers l'an 600 avant J-C. Il avait observé qu'un morceau d'ambre frotté énergiquement acquérait la propriété d'attirer à lui de petits corps légers.

Par la suite, on découvrit d'autres substances présentant des propriétés analogues (par exemple le frottement d'un morceau de plastique sur les cheveux pour attirer des bouts de papier). Cette mystérieuse force fut nommée électricité, du mot grec « elektron » qui signifie ambre jaune. Mais la compréhension de sa vraie nature et de ses multiples possibilités d'applications date du XVIIIème siècle. Ce domaine est aujourd'hui connu sous le nom d'électrostatique. Ce dernier effet fut mis à profit en 1752, par Benjamin Franklin : après avoir démontré, que la foudre est un phénomène de nature électrique, une sorte d'étincelle géante (c'est l'invention du paratonnerre, simple pointe métallique reliée à la terre et destinée à protéger le bâtiment qu'elle surplombe en attirant sur elle la décharge venue du ciel). Il fut également le premier à fournir l'explication du phénomène d'électrisation en s'appuyant à la fois sur l'existence des deux types de charges électriques (positive et négative) et sur un principe fondamental de conservation globale de la charge électrique : l'électrisation résultait de la séparation des charges positives et négatives contenues dans un corps globalement neutre.



FIGURE 2.1 – Expérience sur l'électrostatique (©Palaisdeladécouverte)

2.3 Découverte de l'électricité

À la fin du XIII^{ème} siècle, le physicien C. Coulomb établit les lois quantitatives d'attractions et de répulsions des charges électriques, grâce à son invention d'une balance à torsion. Sur ce principe, Volta construit la première pile électrique, par empilement (d'où le nom de "pile") de rondelles de deux métaux différents (Cu et Zn), séparés par des feutres imprégnés d'un électrolyte (H₂SO₄). Grâce à cet assemblage de ce dispositif électrochimique, Volta obtient un courant électrique par une réaction chimique d'oxydo-réduction qui convertit l'énergie chimique en énergie électrique. Par extension, le mot « pile » désignera toute batterie monobloc non rechargeable.

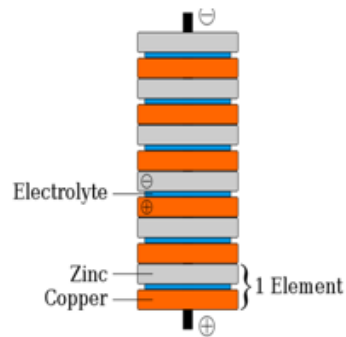


FIGURE 2.2 – La pile Volta (©Tpesurlapile)

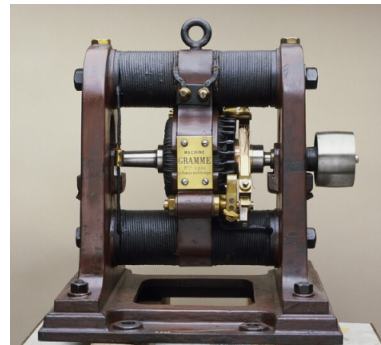
Cependant, cette première pile présentait l'inconvénient de se "polariser" : les réactions chimiques à ses électrodes faisaient rapidement chuter sa tension, et sa forte résistance ne pouvait en faire un générateur utilisable dans la pratique. En reliant les deux plaques polarisées, Leclanché constate qu'un courant électrique

circule dans le circuit et se maintient jusqu'au retour des plaques à l'état initial, c'est la naissance de l'accumulateur rechargeable. Cette invention révolutionna l'électricité que le physicien Ampère baptisa "courant électrique", ce n'est rien d'autre qu'un déplacement global de charges au sein d'un conducteur. En hommage à Ampère, l'unité internationale de l'intensité du courant électrique, c'est-à-dire de la quantité de charges qui traverse une section de conducteur par unité de temps, porte le nom d'ampère. En hommage à Volta, la tension, c'est-à-dire la grandeur qu'il introduisit pour mesurer la capacité d'une pile à produire un courant, s'exprime en volts.

Toutefois, pour charger un accumulateur il faut une source puissante de courant continu. Et c'est le physicien Barlow qui a construit le premier moteur électrique (roue de Barlow, 1822) ; juste après la découverte du phénomène de l'électromagnétisme par le chimiste danois Oersted. D'autres moteurs à courant continu furent fabriqués, mais n'ont pas connu de développement industriel à cause du coût des batteries à l'époque. Ce fut Gramme en 1871 qui en améliora la mise au point de la première génératrice sous forme de dynamo³ à courant continu. Deux années plus tard, on découvre que la machine est réversible et peut convertir l'électricité en énergie mécanique. Ce fut le premier moteur électrique à produire de l'énergie à une échelle commerciale qui ouvrit la voie à l'expansion de l'industrie électrique.



Roue de Barlow
(© *bibliothèque École Polytechnique*)



La dynamo de Gramme
(© *Musée des arts et métiers*)

FIGURE 2.3 – Premier moteur électrique

C'est ainsi, en 1881, l'américain Edison présenta sa génératrice capable d'alimenter 1000 lampes consommant (0,7 A sous 100 V), et fonda la première centrale électrique à New-York. Peu après, le courant électrique remplace la vapeur pour faire tourner les machines de plus en plus sophistiquées. C'est la seconde révolution industrielle qui commence. Seulement, les problèmes restent innombrables, on ne compte plus le nombre de pannes et d'incendies dans le réseau.

3. Une dynamo, abréviation de "machine dynamoélectrique", est une machine génératrice de courant continu qui transforme de l'énergie mécanique en énergie électrique.

2.4 La guerre des courants

En effet, le courant continu accumule de nombreux inconvénients : il ne peut être acheminée sur de longues distances⁴, ce qui nécessite l'installation de centrales tous les deux ou trois kilomètres ; et est peu fiable, en raison des chutes de tension. En plus, comme il est impossible de modifier la tension, l'électricité doit être produite directement à la tension utilisée par les clients, ce qui nécessite un circuit de distribution différent pour chaque type d'appareils -éclairage public ou domestique, moteurs d'usine etc. En parallèle à la découverte de la dynamo, donc du courant continu, Ørsted (en 1820) montra qu'un conducteur engendre un champ magnétique aussi longtemps que le courant le traverse. On s'est immédiatement demandé si la réciproque était vraie : le champ magnétique d'un aimant peut-il engendrer un courant électrique dans une bobine située dans sa proximité ?

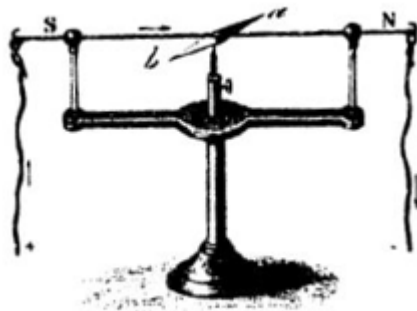


FIGURE 2.4 – Expérience d'Ørsted : la boussole (aimant) dévie lorsque l'on fait passer du courant continu (produit par une pile) dans le conducteur électrique voisin (© *Electricité dynamique*, 2^{ème} édit. 1853)

Ce fut Faraday qui découvrit l'induction électromagnétique, c'est-à-dire la possibilité de créer un courant dans un conducteur relié à un circuit extérieur, en faisant tourner une bobine de fil conducteur autour d'un champ magnétique : ce n'est pas un champ magnétique constant qui engendre un courant électrique, mais un champ magnétique variable ; ce qui fait que ce courant est variable en fonction du passage du pôle devant la bobine. Il est dit courant alternatif lorsqu'il circule alternativement dans une direction puis dans l'autre à intervalles réguliers appelés cycles (ou périodes). L'induction électromagnétique permet

4. à cause des pertes ohmiques dans les conducteurs, pour réduire ces pertes on peut donc diminuer soit l'intensité soit la résistance. Dans le premier cas, il faudrait travailler à une tension élevée pour garder la même puissance, ce qui pourrait endommager les appareils et mettre les utilisateurs en danger. Dans le deuxième cas, il faudrait utiliser des conducteurs de cuivre de faible résistance électrique, ce qui revient à utiliser des câbles très épais, donc très chers.

donc de transformer un mouvement mécanique (ex. le mouvement d'un aimant permanent) en électricité, ce qui ouvrait la voie à l'invention du générateur électrique à courant alternatif.

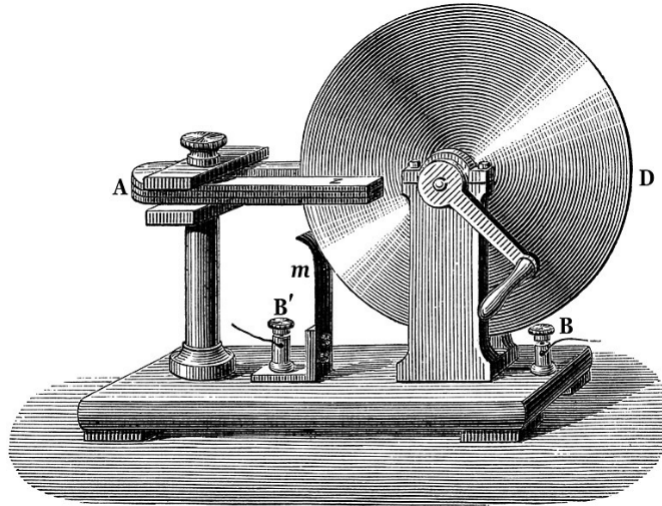


FIGURE 2.5 – Le disque de Faraday, tourne entre les pôles d'un aimant permanent A. Un fil du galvanomètre est connecté au contact B, lié à l'axe du disque D, l'autre fil au contact B', connecté à la jante par l'intermédiaire d'une lamelle élastique m. (©IllustrationWikipédia)

Tesla travaillant d'arrache-pied avec Edison breveta le premier moteur sans contact à champ magnétique tournant. Il ne tarda pas à lui suggérer cette solution du courant alternatif, facile à transporter par l'utilisation de transformateurs, capable de transporter le courant en Haute Tension, et ensuite de la rabaisser à une valeur d'usage. Edison refusa catégoriquement, cela l'obligerait à revoir totalement son système industriel. Mais l'avenir donna raison à Tesla quand il obtint, par son implication avec Westinghouse en 1893, le contrat d'installation de la distribution sur tout le territoire américain. Depuis l'alternatif prouva sa meilleure efficacité et les premiers réseaux de génération et de distribution de l'électricité à grande échelle se développent ; de nombreuses avancées et de découvertes ont eu lieu sur de nouvelles applications à cette énergie, dont l'impact sur le développement de la structure de notre société, économie et environnement est considérable.



FIGURE 2.6 – Une rue de New York en 1888

2.5 Les machines tournantes à courant alternatif

En fait, le brevet déposé par Tesla présente plusieurs variantes de moteurs et générateurs synchrones de courant alternatif polyphasé (biphasé et triphasé...). L'inventeur introduit le concept de champ magnétique tournant, engendré par des bobines du stator traversées par des courants alternatifs sinusoïdaux. Comme le moment magnétique du rotor a tendance à s'orienter suivant le champ magnétique tournant du stator, le rotor va tourner. La principale caractéristique de cette invention est que la vitesse de rotation angulaire est synchronisée avec celle du champ magnétique tournant. D'où l'appellation du « moteur synchrone ».

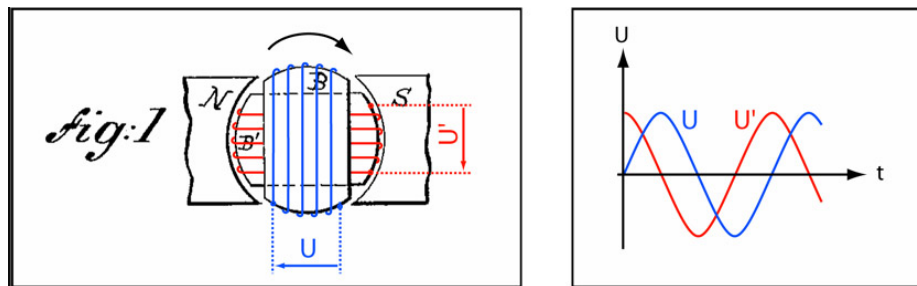


FIGURE 2.7 – Générateur de courant alternatif biphasé décrit dans le brevet de Tesla

Par la suite, Tesla expose un système générateur-moteur-distribution de courant triphasé. Le rotor du générateur, constitué de trois bobines identiques décalées de 120° , tourne dans le champ magnétique d'un aimant permanent et produit trois tensions alternatives sinusoïdales, décalées également par des phases de 120° . Un tel moteur utilise les trois phases de telle façon que la force qu'il produit reste constante et nécessaire pour des applications de forte puissance ⁵.

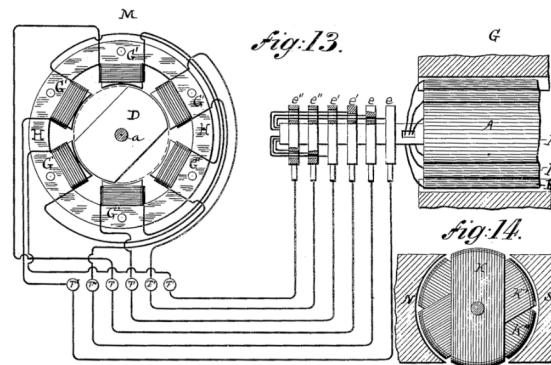


FIGURE 2.8 – Schéma du moteur synchrone du brevet Tesla

Ces machines tournantes à courant alternatif se déclinent en trois types :

- Les moteurs **universels** ;
- Les moteurs **asynchrones** ;
- Les moteurs **synchrones**.

Un **moteur universel** tient son nom du principe qu'il peut être alimenté indifféremment en courant continu ou en courant alternatif. Son rendement est faible, mais le coût de fabrication est particulièrement réduit. Il est essentiellement utilisé dans l'électroménager de faible puissance (jusqu'à à peu près 1 200 W), ainsi que dans de nombreuses applications domestiques nécessitant un couple de démarrage élevé (aspirateur, perceuse...). Leur conception permet de régler aisément leur vitesse de rotation avec des systèmes électroniques comme les gradateurs.

La **machine asynchrone** est une machine à courant alternatif sans connexion entre le stator et le rotor. Le nom provient du fait que la vitesse de ces machines n'est pas nécessairement proportionnelle à la fréquence des courants qui les traversent. Depuis le développement de l'électronique de puissance, on le retrouve dans de nombreuses applications : transport (métro, trains, les machines-outils et l'électroménager à forte puissance. Comme autre application intéressant notre sujet, cette machine est de plus en plus fréquemment utilisée dans le domaine des ressources en énergie renouvelable,

⁵. Le réseau monophasé standard ne s'emploie que pour les applications de faible et moyenne puissance (jusqu'à quelques kilowatts)

particulièrement en génératrice pour les éoliennes. Elle a la particularité de supporter de légères variations de vitesse, un avantage non négligeable dans le cas où la vitesse du vent peut évoluer rapidement.

Les turbines actuellement proposées sur le marché se répartissent en deux grandes familles suivant l'architecture de leur génératrice électrique : celles équipées d'une génératrice asynchrone (environ 75% du marché), et celles équipées d'une génératrice synchrone (environ 25% du marché).

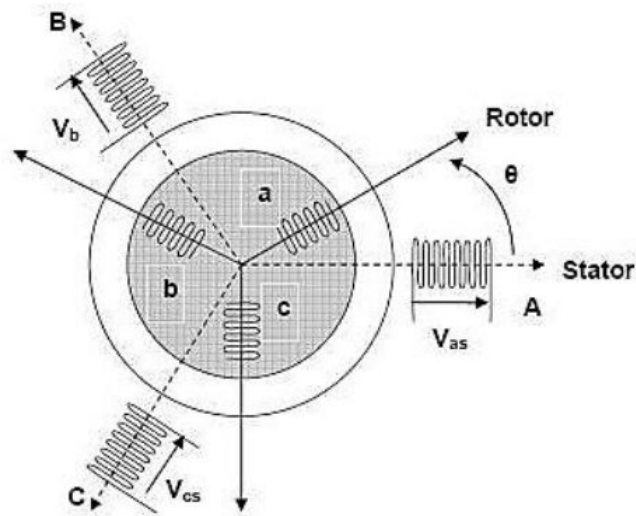


FIGURE 2.9 – Schéma représentant une machine asynchrone au stator et au rotor [3].

La **machine synchrone**, le plus souvent triphasée, est principalement utilisé, lorsque sa vitesse est fixe, comme génératrice : il est alors appelé "alternateur". Son utilisation est fréquente dans le domaine de production d'énergie électrique à partir d'énergie mécanique (exemple de centrale thermique, hydraulique, nucléaire, etc), dont les puissances peuvent avoisiner le GW. Lorsque sa vitesse est variable, elle peut être utilisée dans de centrale éolienne. Même si elle est une machine réversible, les rôles du moteur et du générateur étant facilement interchangeables, elle est rarement utilisée dans le domaine de production d'énergie mécanique à partir d'énergie électrique. Mais avec le développement de l'électronique de puissance, elle vient à occuper de plus en plus une large place dans les dispositifs de traction (tel le TGV).

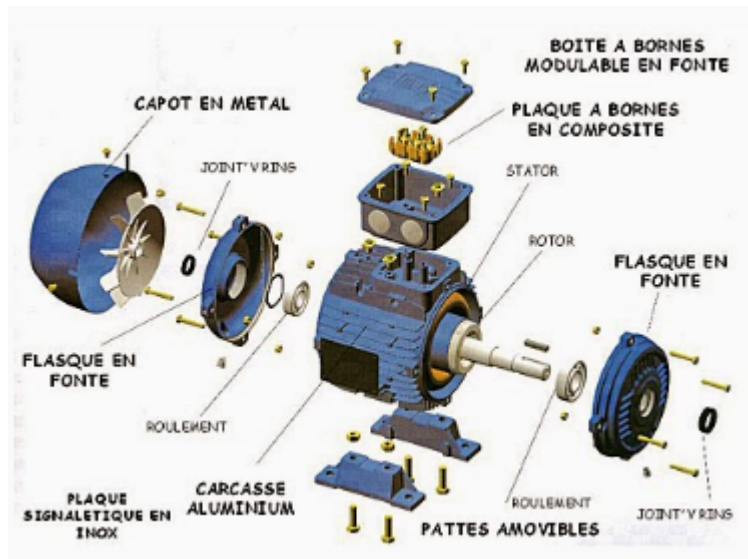
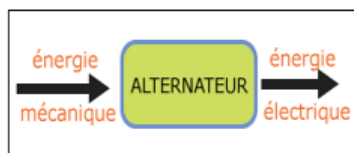


FIGURE 2.10 – Constitution moteur asynchrone (© *wegfrance*)

2.6 Production d'énergie électrique

La puissance distribuée par un réseau électrique est produite par un alternateur (machine synchrone) dans un site industriel destiné à la production d'électricité, appelé « centrales électriques⁶ » ; son fonctionnement est basé sur l'obtention d'un effort mécanique : Il réalise donc une conversion d'**énergie mécanique en énergie électrique**.



On rappelle que l'énergie mécanique, qui est la grandeur d'entrée du convertisseur (énergie primaire), est à l'origine de la mise en rotation du rotor. Les sources de champ magnétique sont alors en mouvement à l'intérieur des circuits électriques du stator. Ces circuits électriques sont alors le siège d'un phénomène d'induction, et peuvent être parcourus par un courant électrique, grandeur de sortie du convertisseur.

6. En général, une centrale de production comporte donc plusieurs alternateurs couplés en parallèle sur ce réseau. En plus de la disposition d'une puissance adéquate (souvent variable), la redondance d'alternateurs permet lors d'une panne sur l'unique alternateur ou en cas de besoin de maintenance périodique de ne pas perturber la production de l'électricité.

Pour l'Algérie (*cf. paragraphe 2.1*), comme dans la plupart des pays du monde, la thermique reste la première source de production d'électricité. Quelle que soit l'énergie primaire utilisée, toutes les centrales thermiques fonctionnent à partir des mêmes quatre principes :

1. La **combustion** : Elle consiste à brûler un combustible à fort pouvoir calorifique dans les brûleurs d'une chaudière. Une centrale thermique classique utilise un combustible, pour produire de l'électricité.
2. La **production de vapeur** : la chaudière (ou générateur de vapeur), où se trouve le combustible, est tapissée de tubes dans lesquels circule de l'eau froide. Les combustibles, en brûlant (ou par fission des atomes pour le nucléaire), dégagent de la chaleur qui permet de chauffer cette eau qui se transforme en vapeur sous pression.
3. La **production d'électricité** : la pression de vapeur en sortie de la chaudière va actionner et mettre en mouvement à grande vitesse une turbine, qui entraîne à son tour un alternateur. Cette énergie de rotation permet ensuite à l'alternateur de **produire un courant électrique** alternative sinusoïdale. La tension de ce courant électrique est ensuite élevée par un transformateur afin qu'il puisse être transporté via le réseau électrique dans les lignes à très haute et haute tension.
4. Le **recyclage** : une fois sortie de la turbine, la vapeur est transformée en eau grâce à un condenseur dans lequel circule de l'eau froide. L'eau obtenue est réutilisée et circule de nouveau dans la chaudière pour entamer un **nouveau cycle de production d'électricité**.

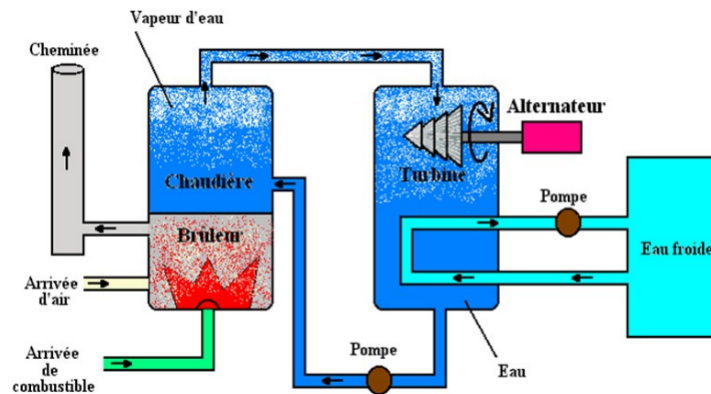


FIGURE 2.11 – Principe de fonctionnement d'une centrale thermique

Cependant, le terme "centrale thermique" rassemble toutes les centrales électriques qui produisent de l'électricité à partir d'une source de chaleur. Si le fonctionnement reste identique, elles n'utilisent pas les mêmes sources d'énergie, et les installations sont différentes d'un combustible à l'autre. Les trois grands types de centrales thermiques sont ainsi la centrale thermique à flamme, la centrale thermique nucléaire, et celle à récupération de chaleur.

2.6.1 Les centrales thermiques à flamme

Les centrales thermiques fonctionnant à partir de combustibles fossiles sont dites "à flamme" afin de les différencier des autres types de centrales thermiques, soit à énergie renouvelable comme les centrales géothermiques qui utilisent l'énergie géothermique profonde, ou encore les centrales solaires thermiques à concentration ; soit non renouvelable comme la centrale nucléaire qui utilise l'énergie dégagée par la fission de noyaux d'atomes lourds qui, en dégageant de la chaleur. Il en existe trois sortes, chaque chaudière n'utilisant qu'un seul type de combustible car chacun exige un brûleur spécifique : les centrales thermiques à flamme fonctionnant au charbon, celles dont le combustible est du fioul et les centrales thermiques à gaz à cycle classique ou combiné.

Les centrales thermiques à charbon, la plus répandue à travers le monde. On la trouve dans les bassins miniers où le charbon est extrait en grande quantité. Toutefois, ces centrales thermiques posent des problèmes environnementaux lorsqu'elles sont utilisées à grande échelle, comme en Chine ou aux États-Unis ; la combustion du charbon étant fortement émettrice de gaz à effet de serre. Pour pouvoir être utilisé, le charbon est transformé en fines particules dans un broyeur, puis mélangé à de l'air réchauffé avant d'être introduit sous pression dans le brûleur de la chaudière.



FIGURE 2.12 – Mine d'extraction du charbon (©Selectra)

Les centrales thermiques à fioul, ce dérivé du pétrole trop visqueux pour être utilisé tel quel, doit être liquéfié en le chauffant avant de l'injecter dans les brûleurs. Peu écologiques, elles produisent une grande quantité de dioxyde de carbone qui est rejeté dans l'air. Ces centrales thermiques utilisent une énergie fossile qui sera bientôt épuisée, elles disparaissent peu à peu du parc énergétique mondial.

Les centrales thermiques classiques à gaz, alimentées avec du gaz naturel, qui possède un fort pouvoir calorifique, et est utilisé tel quel sans aucun traitement. Au-delà de la production d'électricité par des centrales thermiques

dites classiques, ou à cycle simple, on développe actuellement des centrales à cycle combiné ou à cogénération.



FIGURE 2.13 – Chaudière de la centrale d'Achouat

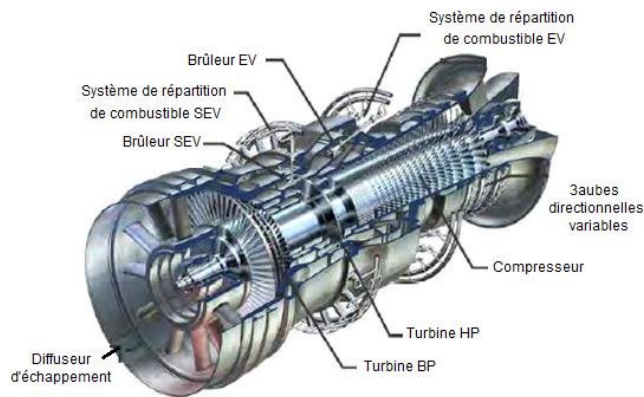


FIGURE 2.14 – Turbine à gaz de la centrale de Koudiet Ed Draouch [4]

Les centrales thermiques à gaz à cycle combiné associent une Turbine à Combustion (TAC) et une turbine à vapeur d'une centrale thermique classique, elles fonctionnent alors en duo pour faire tourner un ou plusieurs alternateurs. C'est eux qui produiront de l'électricité, selon le principe suivant :

- De l'air prélevé dans l'atmosphère est fortement comprimé par un compresseur, ce qui augmente sa pression et sa température.
- Il pénètre ensuite dans la chambre de combustion, dans laquelle est injecté du fioul ou du gaz. Ce mélange gazeux est porté à plus de 1 000 °C.
- Il dégage ainsi beaucoup d'énergie pour faire tourner une TAC. La TAC entraîne un alternateur qui produit de l'électricité.
- La chaleur des gaz d'échappement de la TAC est transformée en vapeur par le biais d'un générateur de vapeur.
- La vapeur fait tourner une turbine qui entraîne son propre alternateur. L'alternateur produit de l'électricité.

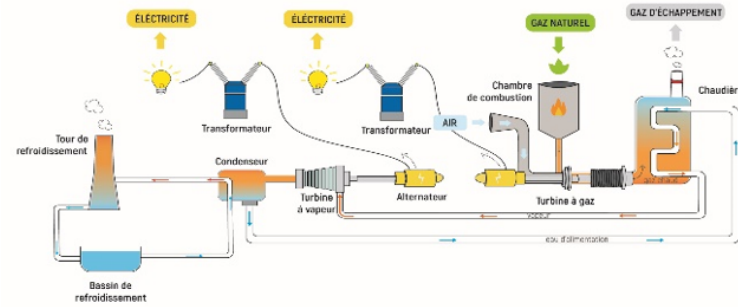


FIGURE 2.15 – Schéma de fonctionnement d'une centrale à cycle combiné (©VINCIenvironnement)

La particularité de ces centrales est qu'à la différence des systèmes thermiques classiques, l'énergie résiduelle des gaz est utilisée pour un autre cycle, limitant ainsi les émissions de CO₂ par rapport aux centrales classiques. Cette particularité améliore le rendement énergétique (jusqu'à 65% contre 38%)⁷, sécurisent l'approvisionnement électrique et permettent de répondre très rapidement aux pics de consommation électrique.

2.6.2 Les centrales nucléaires

2.6.2.1 Le nucléaire, autre énergie non renouvelable :

L'énergie nucléaire est également une énergie non renouvelable, sauf qu'au lieu de brûler des combustibles fossiles (turbine classique au pétrole, gaz, charbon), une centrale nucléaire repose essentiellement sur la fission nucléaire de l'isotope 235 de l'uranium qui ne représente qu'environ 0,70% de l'uranium naturel (L'uranium est un élément radioactif présent dans le sous-sol de la Terre) pour produire cette chaleur.

7. Selon EDF (Électricité De France)

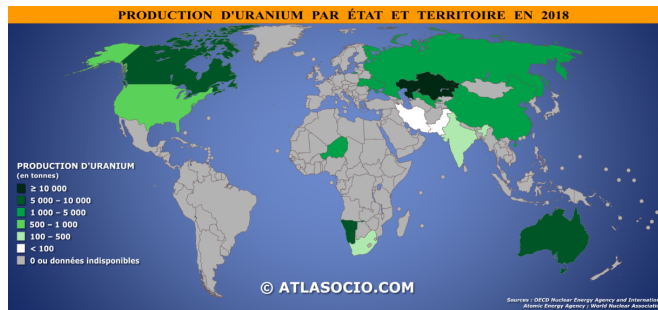


FIGURE 2.16 – Carte de production d’uranium (©OCDE)

Dans les deux cas, on utilise le même principe de fonctionnement, à savoir faire chauffer de l’eau afin d’obtenir de la vapeur. La pression de la vapeur permet de faire tourner une turbine couplée à un alternateur qui produit de l’électricité : l’intérêt du nucléaire réside sur la production de fortes quantités d’énergie sans émettre de gaz à effet de Serre. Mais la production de déchets radioactifs à longue durée de vie pose de graves problèmes. On classe les différents types de réacteurs nucléaires suivant leurs technologies (à neutrons rapides (RNR), réacteurs modérés (RBMK), les réacteurs Magnox...), ou suivant l’âge de la conception : génération II pour ceux utilisés actuellement, génération III pour ceux en construction (EPR, AP1000) et génération IV pour les réacteurs à l’étude.

2.6.2.2 Le combustible nucléaire :

Le combustible d’une centrale nucléaire est constitué d’atomes fissiles, c’est-à-dire des atomes dont le noyau instable peut se fractionner en deux fragments plus légers sous l’action de collision avec un neutron. Cette différence de masse se traduit par une libération d’une quantité considérable d’énergie sous forme de chaleur, selon l’équation d’Einstein : $E = mc^2$. Le principe d’un réacteur nucléaire consiste à récupérer cette chaleur pour chauffer un fluide qui permettra d’activer la turbine.

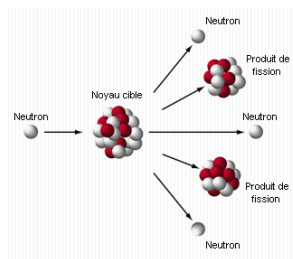


FIGURE 2.17 – Fission du noyau fissile par collision d’un neutron

Les principaux noyaux cibles sont les atomes fissiles de l’uranium 233, isotope

235 de l'uranium, le plutonium 239 et le plutonium 241. Comme on vient de le citer, seul l'uranium 235 se trouve à l'état naturel. C'est donc le plus souvent lui qui est utilisé comme combustible dans les centrales nucléaires. La réaction de fission s'auto-entretient, car chaque neutron libéré produit à son tour des neutrons d'énergie élevée qui, en se déplaçant parmi les autres atomes d'uranium 235, peuvent provoquer la fission d'un nouveau noyau d'atome d'uranium 235 et générer ainsi des réactions en chaîne (cascade de fissions) : la fission d'un gramme d'uranium produit plus de chaleur que la combustion de deux tonnes de pétrole⁸.

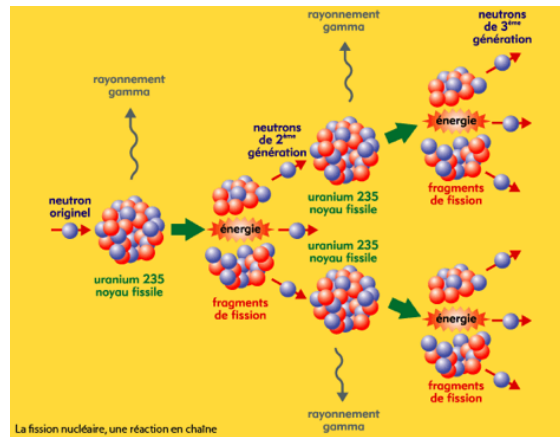


FIGURE 2.18 – Schéma de la réaction en chaîne

2.6.2.3 Le réacteur nucléaire :

Circuit primaire : Dans une centrale nucléaire, l'isotope U235, conditionné sous forme de petites pastilles qui sont empilées dans des gaines métalliques étanches réunies en assemblages, est placé dans une cuve en acier remplie d'eau. Ces assemblages forment le cœur du réacteur, au cœur duquel va se dérouler cette réaction en chaîne. La grande quantité de chaleur va porter l'eau, circulant autour des barreaux d'uranium, à haute température (320°C)⁹.

8. source Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA)

9. valeur compatible avec la capacité de résistance des matériaux qui composent sa structure

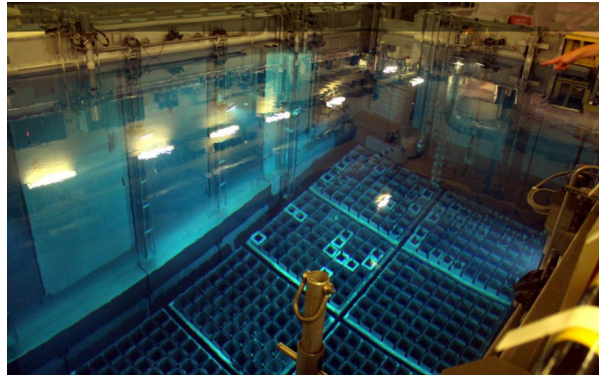


FIGURE 2.19 – Cœur du réacteur de la centrale de Golfech :
Les combustibles d'uranium sont plongés à 12 mètres sous l'eau (©laDépêche)

La réaction en chaîne est maîtrisée et se maintient à un rythme de fissions constant grâce à des barres de contrôle qui régulent le nombre de neutrons et à un modérateur qui régule leur vitesse (ralentissement des neutrons afin d'augmenter les chances qu'ils provoquent une fission). Ce circuit fermé est appelé circuit primaire.

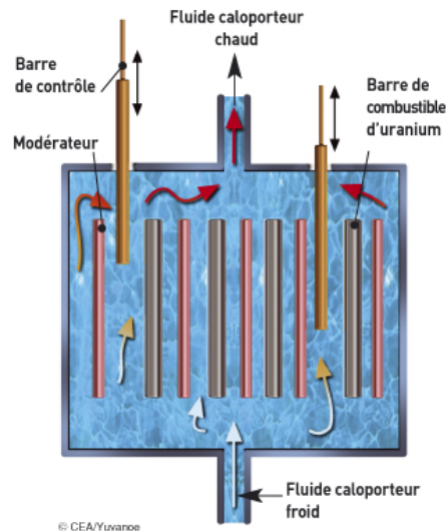


FIGURE 2.20 – Les barres de contrôle au cœur du réacteur (©CEA)

Circuit secondaire : L'eau du circuit primaire transmet sa chaleur à l'eau circulant dans un autre circuit fermé, appelé circuit secondaire qui amène la vapeur produite dans les générateurs de vapeur à la turbine du groupe turbo-alternateur qui produit l'électricité. Pour que le système fonctionne en continu, il faut assurer son refroidissement.

Circuit de refroidissement : À la sortie de la turbine, la vapeur est refroidie par un troisième circuit, dit circuit de refroidissement. Il alimente en eau froide le condenseur. Au contact des tubes du condenseur, la vapeur se retransforme en eau et renvoyée, selon le modèle de réacteur, à la source à une température légèrement plus élevée (réacteur sans aérorefrigérant) ou bien refroidie dans un aérorefrigérant (grandes tours¹⁰ creuses au centre) puis réinjecté dans le circuit de refroidissement pour un nouveau cycle (réacteur avec aérorefrigérant).

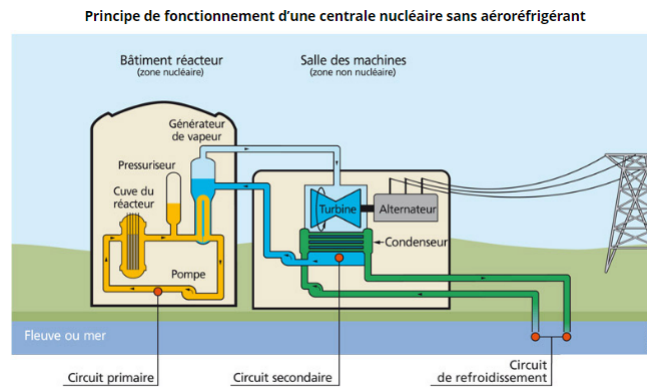


FIGURE 2.21 – Principe de fonctionnement d’une centrale nucléaire sans aérorefrigérant (©IRSN)

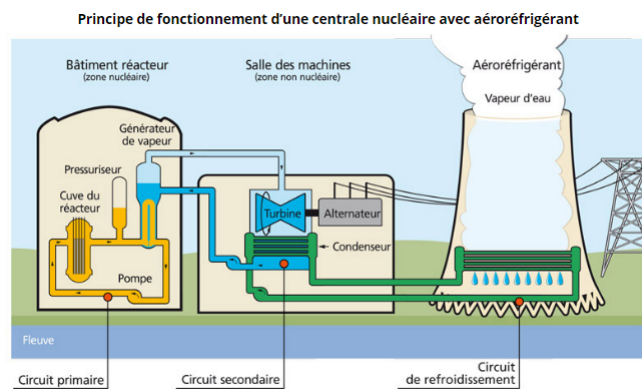


FIGURE 2.22 – Principe de fonctionnement d’une centrale nucléaire avec aérorefrigérant (©IRSN)

10. Edifice le plus en vue dans une centrale, l’eau chaude provenant du condenseur, répartie à la base de la tour, est refroidie par le courant d’air qui monte dans la tour



FIGURE 2.23 – Aéroréfrigérant de la centrale de Cattenom, en Moselle.
(© A.Bouissou/MEDDE/IRSN)

Remarque : Les 3 circuits d'eau sont étanches les uns par rapport aux autres. Seule l'eau du circuit primaire est radioactive, l'eau du circuit secondaire et l'eau du circuit de refroidissement ne sont jamais en contact avec le combustible nucléaire. Le volume des prélèvements d'eau est réglementé et contrôlé ; 97,5% de l'eau prélevée est restituée à l'environnement, évaporée ou retournée dans le milieu initial, sans être polluée¹¹.

2.6.2.4 La fusion nucléaire : énergie de demain !

On parle de fusion nucléaire lorsque deux ou plusieurs noyaux atomiques légers s'unissent pour former un noyau plus lourd. Elle est en quelque sorte l'opposé de la fission nucléaire. Cette fusion de noyaux ne peut avoir lieu que si les intenses forces de répulsions qui existent entre ces entités chargées peuvent être vaincues ; ce qui nécessite d'apporter une grande quantité d'énergie à plus de 200 millions de degrés ! (Température ionique T_i 20 keV).

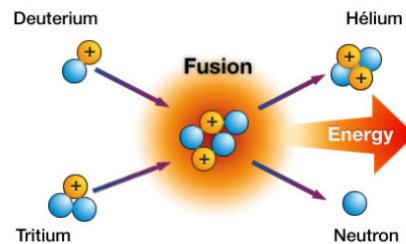


FIGURE 2.24 – Schéma de fusion nucléaire entre Deutérium et Tritium

11. source EDF

Ce phénomène de fusion nucléaire intervient tout à fait naturellement au cœur des étoiles, à l'exemple du Soleil qui fusionne des quantités colossales d'hydrogène en hélium. Le tout, en dégageant, comme le décrit l'équation d'Einstein susmentionnée (*cf.* 2.6.2.2), une importante quantité d'énergie : 1 gramme d'atome de deutérium (isotope de l'hydrogène) équivaut à 800 tonnes de pétrole (soit 400 fois plus que la fission!). C'est cette forme d'énergie que nous percevons sous la forme de lumière et de chaleur suite aux réactions de fusion qui se produisent au soleil.

On comprend donc aisément l'intérêt de maîtriser le procédé de fusion (D-T), elle pourrait être une voie d'avenir pour une production industrielle d'énergie sur terre, abondante, sans production de déchets radioactifs et non émettrice de CO₂, mais il reste toutefois certains verrous scientifiques et technologiques à franchir. Deux techniques sont actuellement explorées : le confinement inertiel par Laser ultra puissant et le confinement magnétique dans l'enceinte du Tokamak (chambre de confinement), c'est l'objectif du ITER (le chemin en latin), dont le but est de produire 400 MW sur une durée significative (16 minutes), premier pas vers DEMO le réel projet d'un réacteur de fusion.

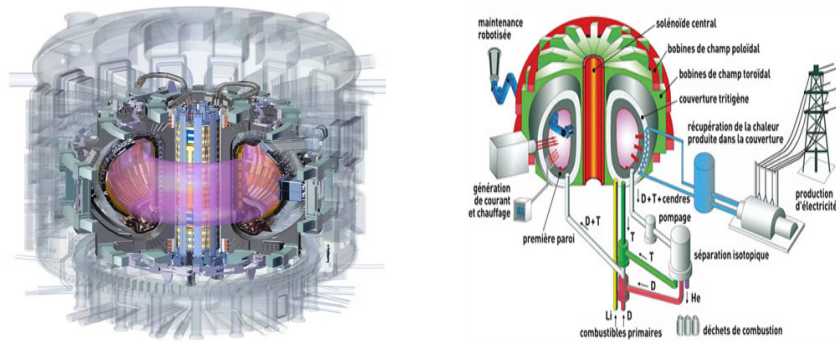


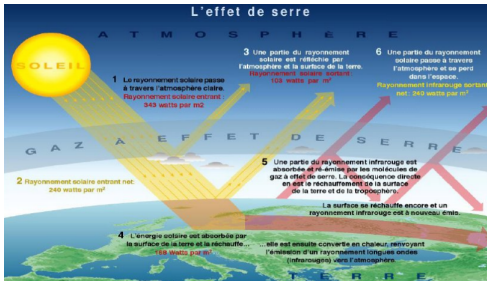
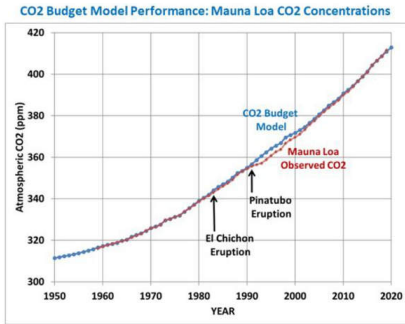
FIGURE 2.25 – Le solénoïde central du Tokamak ITER. (©USITER)

2.6.3 Les centrales à récupération de chaleur

À l'heure de l'épuisement des ressources d'énergie fossiles, du réchauffement climatique et où le nucléaire pose des problèmes de recyclage, les alternatives pour produire une énergie durable et protectrice de l'environnement sont activement étudiées : l'enjeu mondial est de continuer à produire de l'électricité pour répondre aux demandes croissantes, tout en émettant moins de dioxyde de carbone. Pour cela, l'Agence Internationale de l'Énergie prévoit une production grandissante de centrales thermiques à ressources renouvelables : centrale thermique à concentration solaire, à biomasse, géothermique, cogénération... La suite de ce cours nous détaillera chacune de ces types de centrales beaucoup plus écologique que les combustibles fossiles.

2.7 Avantages et inconvénients des centrales thermiques

L'exploitation d'une centrale thermique apporte des avantages mais également des inconvénients :

AVANTAGE	INCONVÉNIENT
Centrale thermique à ressources fossiles	
Rapide dans la construction.	Émission de produits nocives pour l'environnement (NO ₂ , S, métaux lourds, acides. . .).
Souple et flexibilité d'utilisation.	Forte émission de CO ₂ (gaz à effet de serre).
 <p style="text-align: center;">Schéma explicatif de l'effet de serre</p>	
Grande densité de puissance.	Impact sanitaire.
Réponse rapide et précise aux besoins.	Épuisement des ressources d'énergie.
Prix compétitifs	Dépendance énergétique du pays.
Indépendance aux conditions climatiques.	Très centralisée.
Possibilité de cogénération.	Problème d'extinction.
 <p style="text-align: center;">Concentration de CO₂ depuis 1950 (© Médiapart)</p>	
Centrale thermique à fission nucléaire	
Économique.	Localisation près d'une source d'eau.
Densité de puissance énorme.	Déchets toxiques et fuite de substance très radioactif.
	Épuisement des stocks d'uranium.

Possibilité de cogénération.	Danger d'accident : Deux catastrophes majeures dans le monde : <i>l'accident nucléaire de Tchernobyl (1986 en Ukraine) et celui de la centrale de Fukushima (2011 au Japon). Il s'en est suivi des rejets massifs d'éléments radioactifs dans la nature.</i>
------------------------------	--



Tchernobyl



Fukushima

Accidents de centrales nucléaires

Émanations de gaz moindres.	Coût d'entretien et de maintenance.
	Durée d'exploitation.

Radionucléide	Période
cobalt 60	5,2 ans
tritium	12,2 ans
strontium 90	28,1 ans
césium 137	30 ans
américium 241	432 ans
radium 226	1 600 ans
carbone 14	5 730 ans
plutonium 239	24 110 ans
neptunium 237	2 140 000 ans
iode 129	15 700 000 ans
uranium 238	4 470 000 000 ans

Durée de vie des déchets radioactifs
(©*énergie – nucléaire.com*)

TABLE 2.1 – Tableau récapitulatif des avantages et inconvénients d'une centrale thermique

2.8 Transport de l'énergie électrique

2.8.1 Introduction :

Après avoir étudié les principes de bases de la production d'énergie électrique, on va passer à son acheminement aux différents endroits où sont situées les centrales thermiques jusqu'aux utilisateurs. On notera que l'électricité est la seule forme d'énergie susceptible d'être transformée en quasi-totalité à n'importe autre forme d'énergie, et transportée au loin en grande quantité à un coût relativement faible. Cependant, il est impératif de respecter certaines conditions (citées ci-dessous) lors du couplage de l'alternateur sur le réseau, sinon la destruction de ce dernier devient presque inéluctable :

√L'égalité de la fréquence entre l'alternateur et le réseau : pour des raisons économiques et pratiques, l'électricité est distribuée sous la forme de courants sinusoïdaux, de fréquence 50 Hz. Les alternateurs (machines tournantes) délivrent cette tension sinusoïdale.

√L'ordre de succession de phase est la même, c'est-à-dire que la tension de toutes les phases de l'alternateur est identique à celle des phases du réseau ;

√Les tensions à vides de chaque alternateur sont les mêmes.

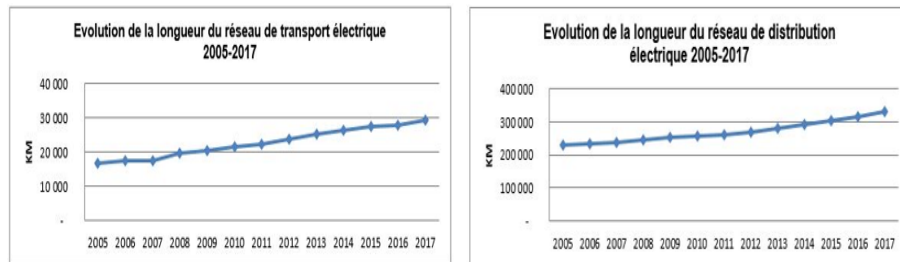


FIGURE 2.26 – Évolution de la longueur du réseau de transport électrique et du réseau de distribution en Algérie (©ministèredel'énergie)

2.8.2 Les différents réseaux de transport

L'énergie électrique fournie par la centrale va circuler par l'intermédiaire d'un réseau de lignes électriques aériennes ou souterraines. À l'image du réseau routier, le courant électrique va emprunter ainsi différents réseaux structurés en plusieurs niveaux de tension :

- **Les réseaux à très haute tension** (THT de 225 à 400 kV), appelés également "réseaux de transport". Ces réseaux conduisent l'électricité sur de grandes distances : plus de 30 000 km pour le réseau national algérien. Ces réseaux, depuis les centrales de production au centre de transformation, sont interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition des lieux de forte consommation, comme les usines,



FIGURE 2.27 – Réseau de transport THT

les industriels et les régions. Ces lignes très haute tension acheminent ainsi de grandes quantités de courant.

- **Les réseaux à haute tension** (HT de 63 à 90 KV), ou réseau de répartition assurant l'alimentation des postes de transformation dit « poste source » qui transforme la Très Haute Tension en Haute Tension en vue de la distribution à de plus petites structures (certaines industries, réseau ferroviaire) et à la station de dernière transformation en basse tension., dit « poste de distribution ».

N.B : Afin de garantir la sécurité du transport de l'électricité (THT et HT), les lignes formées des câbles conducteurs (cuivre ou, pour les nouvelles générations, alliage d'aluminium), sont isolées par l'air et par des isolateurs aux contacts avec les pylônes pour les lignes aériennes ; tandis que les lignes souterraines sont isolées d'une couche d'isolation et d'une gaine de protection très épaisse.

- **Les réseaux de basse tension** (230 et 400V) sont les réseaux de distribution pour l'alimentation des consommateurs (d'une longueur de plus 400 000 km), mise à part les importantes installations industrielles qui sont très souvent alimentés directement par les réseaux THT et HT. L'électricité Basse Tension est ensuite acheminée vers les millions de foyers.

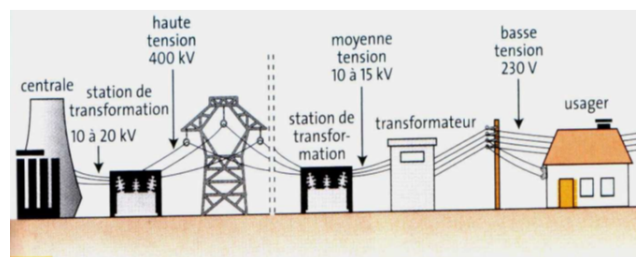


FIGURE 2.28 – Schéma de distribution de l'électricité

2.8.3 Les pertes de puissance au transport

Lors de son transport entre le point de production et le point de livraison, l'électricité connaît des pertes dont le volume dépend de la valeur du courant, de la distance de transport et des caractéristiques du réseau. On parle alors de pertes en ligne qui peuvent avoir des origines différentes et représentent entre 2% et 3% de l'électricité acheminée :

Les pertes par dissipation de chaleur : on appelle cette dissipation de chaleur causée par la résistance R de ces conducteurs d'effet Joule. Ces pertes sont proportionnelles au carré de l'intensité $P = R.I^2$. Pour limiter ces pertes, il nous faut donc réduire l'intensité, tout en augmentant la tension afin de garder une même puissance délivrée, car nous savons également que la puissance véhiculée est donnée par le produit de la tension V par l'intensité du courant I ($P = U \times I$). En revanche cette augmentation de la tension est limitée par les difficultés d'isolement qui surviennent. C'est la raison pour laquelle les électriciens transportent les grandes quantités d'électricité en haute tension.

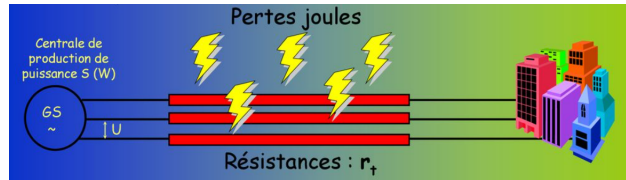
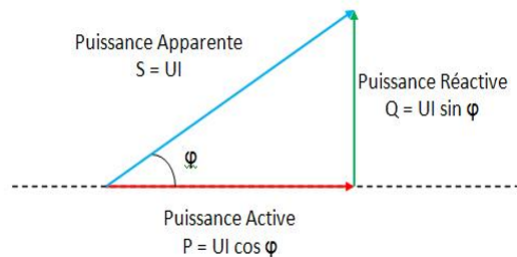


FIGURE 2.29 – Les pertes par effet Joule

Les pertes par puissance réactive : En pratique, les courants de charge dans les systèmes d'alimentation sont invariablement inductifs (moteurs, transformateurs), et les impédances des réseaux de transport et de distribution à prédominance inductive également ; ce qui automatiquement fait apparaître une puissance réactive. Dans ce cas, deux types de puissance sont en jeu : La puissance active (en Watts) qui correspond à la puissance utile pour la charge et la puissance réactive qui s'exprime en VAR "Volt-Ampère-Réactif". Elle correspond au maintien du champ magnétique dans la charge inductive et génère des pertes électriques.



La puissance réactive diminue la puissance active et est la condition la plus défavorable en termes de chute de tension (c'est-à-dire directement en opposition de phase à la tension du système) et de diminution de la stabilité du réseau. En fait, elle n'a de puissance... que le nom! Pour garder une même puissance dans le réseau, il faudra donc augmenter l'intensité, d'où plus de pertes en ligne!!! Pour ces raisons, les opérateurs de réseau cherchent à la réduire par la diminution du courant réactif moyennant la mise en œuvre de batteries de condensateurs (relèvement du facteur de puissance). Ceci a pour effet de réduire le courant total sans pour autant diminuer la puissance active fournie à la charge. Le $\cos \text{PHI}$ ou facteur de puissance, rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S , est représentatif du ratio existant entre la puissance active P (kW) et la puissance réactive Q (kVA). Plus le $\cos \text{PHI}$ est proche de l'unité, plus le système est efficient. Au contraire, un $\cos \text{PHI}$ faible donne lieu à des courants importants pour des puissances électriques actives faibles. C'est pourquoi les fournisseurs d'énergie électrique sanctionnent financièrement les consommateurs dès que le facteur de puissance est inférieur à 0,92. Afin d'éviter cela, des alternatives technologiques sont identifiées et étudiées afin de compenser la **puissance réactive**.

Autres pertes : d'autres pertes sont encore à mentionner, celles dues aux conditions climatiques liées à une décharge électrique entre l'air et le conducteur ; les pertes par le passage du courant dans les postes de transformation, et enfin l'autoconsommation des postes eux-mêmes.

2.8.4 Les postes de transformation

On vient de voir que pour rendre l'électricité transportable sur de longues distances dans le réseau de transport avec des pertes minimales d'énergie, on doit recourir à de très haute tension (400 kV), qu'il faudra baisser, pour des raisons de sécurité (380 V, 220 V), dans le réseau de distribution. Pour cela, on utilise une machine statique à induction électromagnétique : le transformateur. Il est composé d'un noyau de fer et de deux bobines de cuivre.

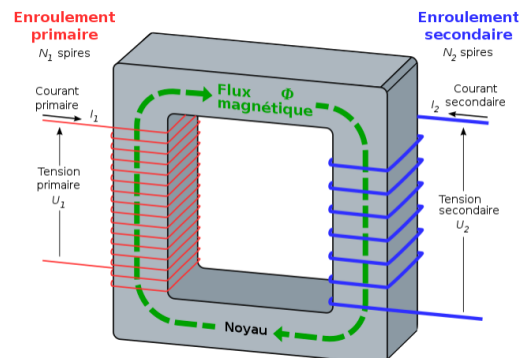


FIGURE 2.30 – Schéma d'un transformateur

Le courant passe dans la bobine primaire puis dans la bobine secondaire, à nombre de spires différent. Cette différence des spires permet de transformer (abaisser ou élever) un système de courant en un ou plusieurs autres systèmes alternatifs, de tensions et d'intensité généralement différents, mais de fréquence identique, avec un excellent rendement.

Les transformateurs sont intégrés aux postes électriques qui se trouvent aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. Leur rôle est d'élever la tension électrique en vue de la transmission de cette dernière, puis de la faire redescendre afin qu'elle puisse être consommée par les usagers.



FIGURE 2.31 – Poste de transformation (© Sonelgaz)

Chapitre 3

CENTRALE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

3.1 introduction

Le modèle énergétique actuel en Algérie est énergivore. A long terme, ce modèle de consommation, s'il perdure, rendra problématique l'équilibre offre-demande pour la source d'énergies fossiles. Nous assistons aujourd'hui, d'une part à une baisse de production des hydrocarbures due à l'épuisement des énergies fossiles, et d'autre part à une consommation nationale d'énergie qui explose, elle est passée de plus de 30 millions de tonnes équivalent pétrole (tep) en 2010 à 60 millions de tep en 2019. Cette équation énergétique nationale ne peut être durable, elle diffère complètement de l'équation énergétique internationale, et risque de devenir carrément irréductible dans un proche avenir si l'on ne réagit pas. L'urgence de la situation impose à notre pays de tourner la page de l'ère des carburants fossiles.

Dans cette optique, cette donne doit changer. Il est impératif pour l'Algérie d'aller vers un mode et/ou modèle de consommation et de production d'énergie durable. Le débat sur la transition énergétique nationale initié par le gouvernement exige des décisions claires afin d'amorcer cette dynamique de transition des énergies alternatives, notamment les énergies renouvelables. De nombreux acteurs économiques, politiques et société civile ont compris l'importance du sujet et sont prêts à participer au changement de paradigme énergétique envisagé. Ainsi, après l'échec du programme ambitieux de février 2011, puis actualisé en 2015, et subi des modifications en 2020, le programme ambitionne comme objectif une production de 4 GW d'ici 2024 et 15 GW d'ici 2035¹. On peut donc parler d'une volonté politique palpable et d'une détermination à concrétiser la transition énergétique à travers un plan d'action d'énergies renouvelables de l'ordre de 40% à l'horizon 2035. Cette démarche est inévitable et se pose comme une nécessité absolue!

1. source ministère de l'énergie

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie pour faire face aux défis majeurs de la sécurisation d'approvisionnement en énergie électrique, s'oriente le plus naturellement vers le développement de « **centrale solaire thermodynamique** ». Elle considère cette énergie comme une opportunité et un levier pour la croissance économique et l'employabilité. Le solaire se présente indéniablement aujourd'hui vu son caractère inépuisable comme la solution universelle la plus indiquée favorisant un développement durable respectueux de l'environnement à travers une transition énergétique à bas carbone et éventuellement réduire à moyen et long termes la dépendance énergétique de l'Algérie vis-à-vis des énergies fossiles, qui représentent comme on l'a déjà cité 98% du mix énergétique national.

3.2 Le gisement solaire

Le soleil, bien que distant de 150 millions de kilomètres de la Terre, est la plus grande source d'énergie dont elle dispose. Elle est inépuisable à l'échelle des temps humains. La radiation énergétique qui touche la terre représente 15000 fois la consommation d'électricité mondiale. Dans ce paragraphe, on donnera quelques rappels sur les origines de ce rayonnement.

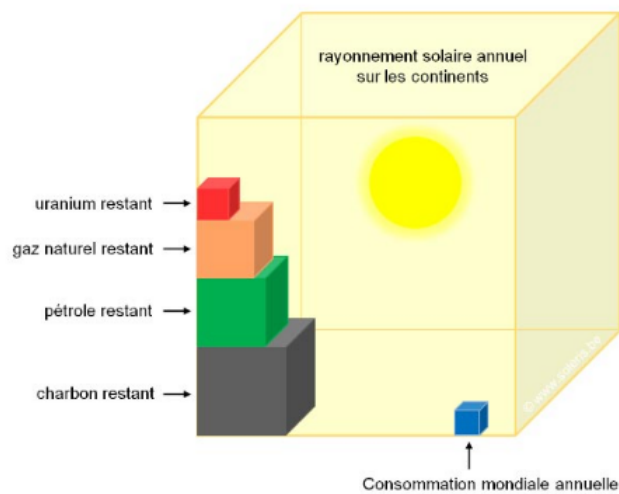


FIGURE 3.1 – Comparaison du rayonnement solaire par rapport aux fossiles (© *e^t énergie*)

3.2.1 Le rayonnement solaire : origine et définition

+

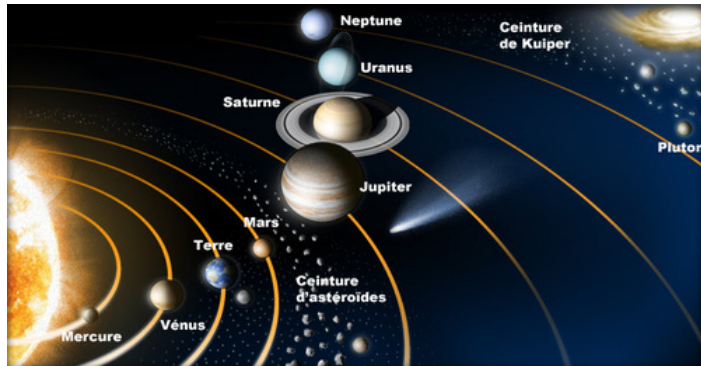


FIGURE 3.2 – Le système solaire

La puissance instantanée du rayonnement solaire : cette puissance énergétique dégagée par le soleil se calcule selon la loi empirique de Stéphan-Boltzman qui stipule que, l'énergie émise par un corps noir par unité de temps et unité de surface est proportionnelle à la puissance quatrième de sa température.

$$P_d = S \times \sigma \times T^4$$

S : Aire de l'astre.

σ : constante de Stefan-Boltzmann $\simeq 5,67 \times 10^{-8} \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-4}$

Application au soleil :

Surface du soleil : $6,1 \times 10^{18} \text{ m}^2$

Température à la surface : 5770 K

Puissance dégagée par le soleil : $P_d = 3,86 \times 10^{26} \text{ W}$

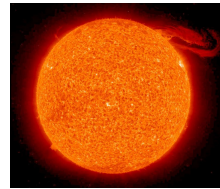


FIGURE 3.3 – Astre du soleil

L'énergie du rayonnement solaire : elle correspond à la quantité d'énergie reçue sur une surface donnée pendant une durée déterminée, elle est exprimée en kWh/m². Elle se projette sur une sphère de rayon égal à la distance Terre/Soleil, soit 15.10^{10} m .

Rayonnement reçu au niveau de la Terre : l'intensité par m² du rayonnement au niveau de la terre est donnée par le rapport entre P_d , la puissance dissipée par le soleil / l'aire S_{T-S} de surface de la sphère de rayon Terre-soleil, soit :

$$\frac{P_d}{S_{TS}} = \frac{3,86 \times 10^{26}}{4\pi(15 \times 10^{10})^2} = \mathbf{1370 \text{ W/m}^2}$$

Pour calculer la puissance totale reçue par la surface de la terre P_{tot-T} , on considère que le rayonnement solaire intercepté par la terre est approximativement le même que celui intercepté par un disque de même rayon que celui de la terre et qui ferait face au rayonnement, soit $6,371 \times 10^6 m$:

$$P_{tot-T} = 1366 \times \pi \times (6,371 \times 10^6)^2 = 17,4 \times 10^{16} W \ll P_d = 3,86 \times 10^{26}$$

Ainsi, la proportion de la puissance solaire atteignant la Terre avant de traverser l'atmosphère est de l'ordre d'une demi-milliardième de la puissance totale rayonnée par le Soleil.

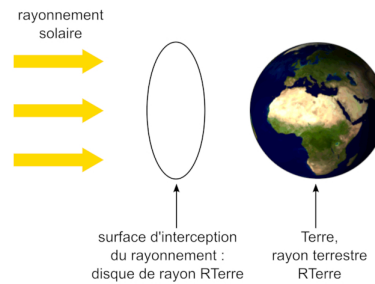
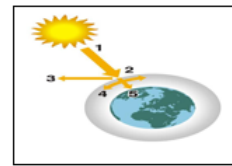
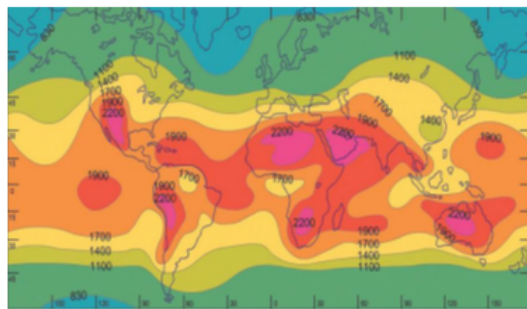


FIGURE 3.4 – Rayonnement solaire reçu par la terre
(© *Assistance scolaire personnalisée*)



1. Puissance émise par le soleil : $63\,500 \text{ kW/m}^2$.
2. Constante solaire : $1\,370 \text{ W/m}^2$.
3. Rayonnement réfléchi.
4. Rayonnement absorbé et diffusé.
5. Rayonnement solaire à la surface de la Terre (moyenne : $1\,000 \text{ W/m}^2$).

FIGURE 3.5 – Irradiance disponible sur la surface de la Terre (© *Wikipedia*).

3.2.2 La variabilité de la densité du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire dépend fortement de plusieurs facteurs : la position du soleil durant la période de l'année, de l'heure de la journée, de sa latitude, des conditions météo. Pour bien utiliser ce flux solaire, il est indispensable de comprendre et de tenir compte de ces influences.

Le mouvement annuel Terre-Soleil : Le mouvement de la Terre autour du Soleil et l'inclinaison de la Terre d'un angle δ (déclinaison du soleil) entre l'axe Nord-Sud et la direction perpendiculaire au plan de l'orbite terrestre autour du Soleil. Il est responsable des changements saisonniers et varie de $-23^\circ 27'$ à $+23^\circ 27'$ selon les variations. L'hiver, le soleil est bas par rapport à l'horizon, et l'été, le soleil est haut.

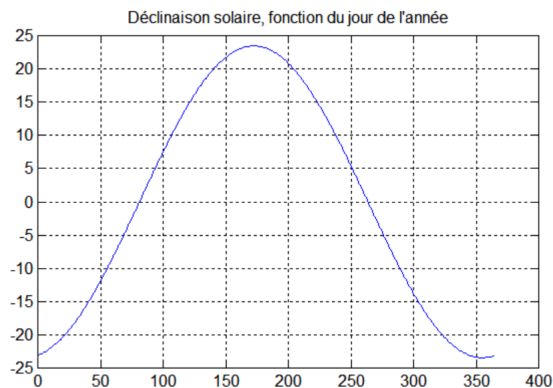


FIGURE 3.6 – Déclinaison du soleil en fonction du jour de l'année

On caractérise ce mouvement par quatre positions particulières ($\odot e^+$ énergie) :

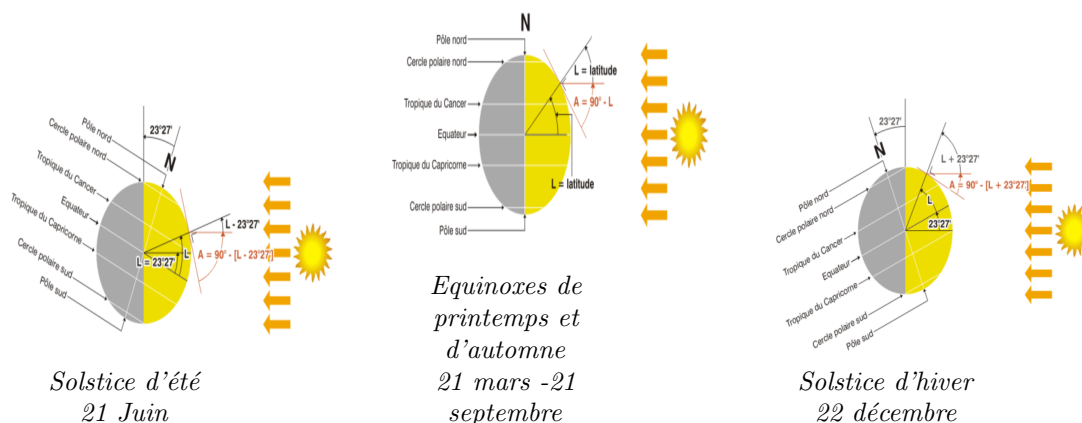


FIGURE 3.7 – Mouvement Terre-Soleil

Respectivement, les rayons solaires sont perpendiculaires au tropique du cancer (latitude $23^{\circ}27'N$), c'est la journée la plus longue en hémisphère nord ; perpendiculaires à l'équateur (latitude 0°), les jours et les nuits sont de durée égale ; perpendiculaires au tropique du capricorne (latitude $23^{\circ}27'S$), c'est la nuit la plus longue en hémisphère nord.

Le mouvement journalier Terre-Soleil : le soleil se déplace au fil des saisons et aussi au fil de la journée. Cette information du positionnement du Soleil dans le ciel pendant la journée est cruciale dans le choix et le traitement d'un site. Pour la déterminer il existe deux coordonnées de suivi du soleil : l'axe en **azimut** a (l'angle que fait le plan vertical du soleil avec le plan méridien du lieu) et l'axe en **hauteur** h (l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal). À un instant donné, ces deux dimensions déterminent la position

du Soleil dans le ciel. Ils sont données par les relations suivantes [5] :

$$\begin{aligned}\sin h &= \sin \delta \times \sin \varphi + \cos \delta \times \cos \varphi \times \cos \omega \\ \sin a &= \sin \omega \times \cos \delta / \cos h\end{aligned}$$

Où : φ , δ et ω sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison du soleil et l'angle horaire.

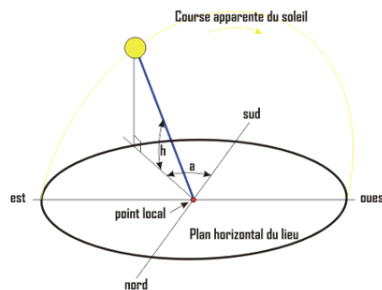


FIGURE 3.8 – Course apparente du soleil

Il est bien entendu clair que la quantité d'énergie reçue sur une surface dépendra de son orientation (azimut), de son inclinaison (hauteur), ainsi que des effets d'ombrage et au trouble atmosphérique. Pour qu'elle soit optimale le long de l'année, le récepteur solaire (miroir, panneau photovoltaïque) doit être orienté plein sud (hémisphère nord), selon une inclinaison quotidienne qui tient compte de la latitude du site ce qui permet aux capteurs d'être perpendiculaires aux rayons solaires, sans oublier que la quantité d'irradiation est proportionnelle à la hauteur solaire.

3.2.3 Rayonnement solaire et atmosphère terrestre :

Lors de son trajet depuis le soleil le sol terrestre, le rayonnement solaire subit des interactions avec les molécules gazeuses et les particules (aérosols, gouttelettes d'eau, poussières) présentes dans l'atmosphère. Ces interactions vont provoquer un blocage et/ou une déviation du rayonnement, diminuant ainsi la densité énergétique du rayonnement solaire. Deux phénomènes essentiels se produisent : l'absorption par l'ozone et la diffusion atmosphériques (vapeur d'eau, molécules de l'air, réflexion du sol...). On identifie ce fait par le trouble de Link.

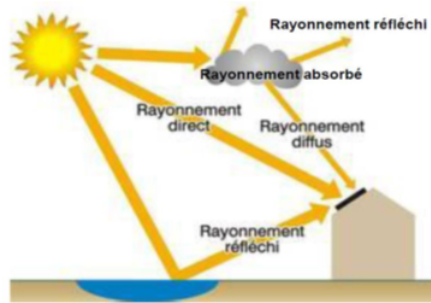


FIGURE 3.9 – Effet de l’atmosphère sur le rayonnement (© e+énergie)

Trouble de Link : Il sert à caractériser le trouble atmosphérique (dû à la vapeur d’eau, la brume, aux fumées, aux poussières. . .) d’un ciel sans nuage ou peu nuageux. Ce facteur est le rapport entre l’extinction du rayonnement direct traversant une atmosphère de référence constituée uniquement d’air pur et sec sous la même incidence. Il est intéressant pour le calcul de la puissance énergétique dans une bande de rayonnement donnée. On peut le calculer d’une façon empirique, il varie de 1 à 5. Un autre terme est également important afin de quantifier le spectre solaire, c’est le coefficient Masse d’air.

Masse d’air ou Air Mass (AM) : Plus le soleil est bas sur l’horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d’atmosphère et plus son rayonnement est modifié. Cette dépendance de la radiation par rapport à la hauteur angulaire du Soleil est exprimée par Masse d’Air.

On appelle « Masse d’Air », la quantité d’atmosphère terrestre traversée par le rayonnement directe pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer. Ce terme permet de quantifier le spectre solaire en un lieu donné après que son rayonnement a traversé l’atmosphère.

Plus AM est grand et plus l’atténuation est forte ; mais ceci dépend également du trouble atmosphérique (brume, vapeur. . .). Le coefficient $AM1.5$ est celui généralement retenu (inclinaison 48.2° , distance 100 km). Dans l’Atlas Solaire de l’Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante [6] :

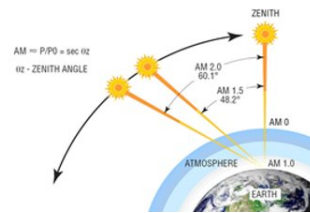


FIGURE 3.10 – Valeur AM (© LaserFocus)

$$AM = [\sin h + 9,40 \times 10^{-4} \times (\sin h + 0,0678) - 1,253]$$

3.2.4 Irradiation au sol

C'est l'énergie reçue par le sol pendant une certaine durée, on distingue plusieurs composantes qui sont principalement :

Le rayonnement direct : C'est le rayonnement qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications. Il est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère, ses rayons sont parallèles entre eux.

Le rayonnement diffus : C'est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols, ...). Il n'a pas de direction privilégiée. Sa structure selon les conditions météorologiques.

Albédo terrestre : une partie de la puissance solaire incidente est réfléchiée par l'atmosphère et par la surface de la Terre et est donc renvoyée dans l'espace (Au moins 35% du rayonnement solaire intercepté par la Terre et son atmosphère sont réfléchis vers l'espace). Cette quantité est appelée le flux d'albédo : on le définit comme le pouvoir réfléchissant d'une surface. Il s'agit de la proportion d'énergie lumineuse réfléchiée par la Terre par rapport à l'énergie lumineuse incidente. Il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés. La réflectance d'un toit, d'une rue, d'un champ, d'une paroi, etc. . . doit être déterminée et précisée dans chaque cas particulier. Sa valeur va d'une échelle graduée de 0 à 1, correspondant respectivement à une surface très absorbante très noire qui transforme toute la lumière reçue en chaleur, et 1 pour une surface qui diffuse dans toutes les directions et sans absorption de tout le rayonnement visible qu'il reçoit très réfléchissante comme un miroir parfait. On donne ci-dessous quelques valeurs de l'albédo du sol habituellement retenue pour différentes surfaces ² :

- 0 Aucune réflexion (surface horizontale).
- 0,05 - 0,10 : Forêt.
- 0,15 - 0,25 : Terre sèche, champ cultivé.
- 0,20 - 0,30 : Désert, mer, sable, ciment.
- 0,50 - 0,60 : Neige ancienne.
- 0,50 - 0,80 : Eau, soleil horizontal.
- 0,80 - 0,85 : Neige fraîche, soleil haut.
- 1 Aucune absorption (miroir parfait)

La figure ci-dessous nous illustre le pouvoir réfléchissant de divers types de surface.

2. source planète viable

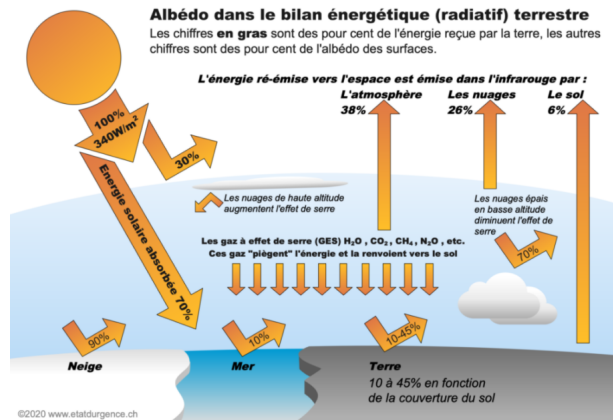


FIGURE 3.11 – Exemple de pouvoir réfléchissant (© *étatd'urgence*)

Le rayonnement global : C'est la somme des rayonnements direct, diffus et rayonnement réfléchi (albédo)

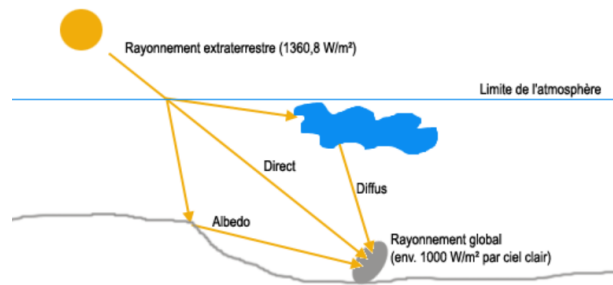


FIGURE 3.12 – Composantes du rayonnement global : direct, diffus et albédo (© *solarpedia*)

3.2.5 Les masques solaires et ombrages

Les masques solaires sont les ombres portées par les obstacles environnants (arbres, montagnes, bâtiments, etc.) sur un capteur solaire (panneau photovoltaïque, miroir à concentration, capteur thermique...). Ces obstacles gênent grandement l'utilisation des gains solaires, il est donc très important de prêter attention et d'en mesurer l'incidence lors de la conception d'un projet. Ces problèmes d'écran portant ombre à certains moments de la journée sont en général difficiles à apprécier, mais sont solubles cas par cas par des considérations géométriques simples. Pour ce faire, il faut identifier et repérer la présence d'obstacles limitant l'ensoleillement ; ensuite mesurer l'angle azimut et la hauteur

angulaire de chaque obstacle et les reporter dans un diagramme cylindrique ou stéréographique ou, éventuellement, dans un logiciel de dimensionnement. On repérera ainsi facilement les périodes où l'ensoleillement est disponible et on pourra calculer les facteurs de réduction des gains solaires.

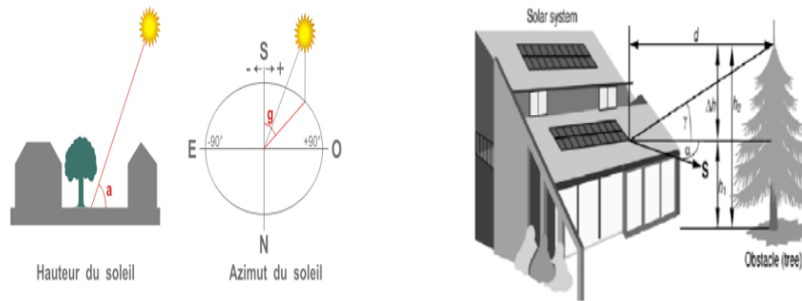


FIGURE 3.13 – Définition de l'angle d'azimut et hauteur de l'obstacle Obstacle (© *e+énergie*)

3.2.6 Appareils de mesure du rayonnement solaire

La connaissance du gisement solaire (durée d'ensoleillement, rayonnement solaire total, diffus et réfléchi, présence d'obstacle, ...) est nécessaire pour la conception, le dimensionnement, la réalisation, ainsi que dans l'évaluation des performances de tout système fonctionnant à l'énergie solaire. Plusieurs instruments de mesure et autres outils de calcul sont disponibles pour déterminer les paramètres du rayonnement solaire.

Instruments de mesure : Le principe classique des mesures d'éclaircements est l'effet thermoélectrique (mesure de l'augmentation de la température par thermocouples électriques après réception du rayonnement solaire). Il en existe différents modèles, la sélection dépend de leur coût, du niveau d'exactitude souhaité et de leur complexité. On évoquera brièvement le :

- **Pyranomètre** : Des mesures du rayonnement solaire total et diffus (si l'élément de détection est masqué du rayonnement direct) sont faites au moyen de cet instrument.



*Mesure
d'irradiation
globale*



*Mesure
d'irradiation
diffuse*



*Mesure
d'irradiation
albedo*

FIGURE 3.14 – Les différents types de Pyranomètre

- **Pyrhéliomètre** : C'est un instrument destiné à mesurer l'irradiation directe, il est essentiel aux données requises pour prévoir la performance des capteurs solaires à concentration.



FIGURE 3.15 – Pyrhéliomètre

- **Héliographe** : Cet instrument permet de mesurer la durée de l'ensoleillement, il enregistre la durée pendant laquelle le rayonnement solaire est d'une intensité suffisante pour produire des ombres distinctes.



FIGURE 3.16 – L'héliographe (© Futura – Sciences)

- **Indicateur de trajectoire du soleil** : Outil pour déterminer la trajectoire du soleil à différentes saisons et latitudes. Il aide facilement à constater quel objet se trouve à quelle heure dans le trajectoire du soleil, et éviter ainsi tout désagrément dû à l'ombre.



FIGURE 3.17 – Indicateur de trajectoire du soleil (©WeinsmannetSchanz)

- **Boussoles avec clinomètre** : Ces instruments sont principalement utilisés pour la mesure de hauteur, des directions ou des angles.



FIGURE 3.18 – Boussoles avec clinomètre (©sunto)

- **Solarimètre** : Il permet de mesurer, en watt par mètre carré, l'intensité du rayonnement solaire reçue en un point (Idéal pour déterminer le positionnement idéal d'un panneau solaire).



FIGURE 3.19 – Un Solarimètre

Outils de calcul : Ces outils sont disponibles sur le net, auprès des fournisseurs, ou dans des logiciels spécifiques.

Il existe plusieurs bases de données sur la :
 Météorologiques mondiales : **MeteoNorm**, **MeteoSat**, **PVGis**, **MeteoSun**, **NASA...**; Irradiation solaire dans le monde : Application du **CDER** (irradiation de 79 sites en Algérie), **IES** (pour les rapports diffus/global, trouble de Link...) en différents lieux de 60 pays, **SRRI**, **WRDC** (selon inclinaison et orientation), **SUNAngles** (calcul de la position du Soleil)...

3.3 Le gisement solaire en Algérie :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire important. Elle est probablement le pays disposant de capacité les plus appropriées, en disponibilité et puissance, au développement et à l'exploitation de ce potentiel d'énergie solaire sous diverses formes. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) : l'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1m^2 soit près de $3\text{ KWh}/\text{m}^2$ au nord et dépasse $5,6\text{ KWh}/\text{m}^2$ au Grand Sud. L'irradiation journalière oscille entre 3.000 à $6.000\text{ Wh}/\text{m}^2$, soit l'équivalent de 10 fois la consommation mondiale, comme le montre la carte ci-dessous pour une valeur moyenne annuelle l'irradiation globale et directe. Elle présente les différents niveaux énergétiques qui donnent ainsi un découpage du pays en régions isoénergétiques pour la période de 2002 à 2011³.

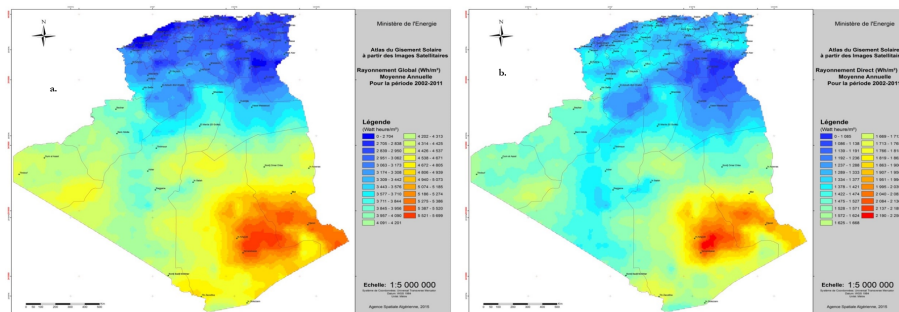


FIGURE 3.20 – Carte de l'Irradiation Annuelle Moyenne Globale (a) et Directe (b) (© *Ministère algérien de l'énergie*)

Eu égard à ces statistiques particulièrement favorable au développement de l'énergie solaire, le gouvernement algérien table sur une production d'électricité de 7.200 MW en thermo solaire (programme énergétique pour 2030), de quoi économiser au maximum le gaz naturel en grande partie destiné à l'exportation. Il est impératif de souligner qu'au cours des années 2011-2019, la production d'électricité à partir du gaz naturel sous forme de turbines à gaz a pratiquement doublé, alors qu'elle n'a pas dépassée 400 MW durant la même période!

3. source ministère de l'énergie

3.4 Centrale solaire thermodynamique (à concentration)

Une centrale solaire thermodynamique à concentration exploite le flux solaire (photons) qu'elle capte? réoriente et concentre au moyen de miroirs sur une cible (le foyer). Ce système thermique concentré permet de chauffer des fluides caloporteurs à des températures de l'ordre de 250 à 1 000°C. Il devient alors envisageable de les utiliser dans des processus industriels de production d'électricité.

3.4.1 Le principe de fonctionnement

Les centrales solaires thermodynamiques utilisent une grande quantité de miroirs qui font converger les rayons solaires vers un fluide caloporteur. Pour ce faire, les miroirs réfléchissants doivent suivre le mouvement du soleil afin de capter et de concentrer les rayonnements tout au long du cycle solaire quotidien. Ce principe de la concentration de l'irradiation solaire est connu depuis l'Antiquité, comme quand on était enfant, on allumait du feu avec une loupe. Ou comme cette légende des miroirs d'Archimède, qui pour défendre la ville de Syracuse a mis au point des miroirs géants pour réfléchir et concentrer les rayons du soleil dans les voiles des navires et ainsi les enflammer.

En effet, la loupe ou le miroir joue le rôle d'une lentille convergente. Lorsque les rayons du soleil traversent cette lentille, ils se rassemblent tous en un point, qui est alors surchauffé avec la concentration des rayons lumineux, et peut produire ainsi une combustion. Dans le cas de la centrale solaire, ce sont donc ces centaines de miroirs qui captent le rayonnement solaire en un point (appelé foyer où circule un fluide caloporteur) de façon à générer des températures très élevées (de 400 à 1 000 °C). Et, comme dans une centrale thermique classique (*cf.* paragraphe 2.6.1), la chaleur est ensuite convertie en électricité suivant les étapes suivantes :

- La chaleur obtenue transforme de l'eau en vapeur d'eau dans une chaudière.
- La vapeur sous pression fait tourner une turbine qui entraîne un alternateur.
- L'alternateur produit un courant électrique alternatif.

Toutes les unités construites à ce jour comportent une hybridation au gaz naturel d'au moins 12 à 15%.

D'autres utilisations directes ou indirectes de ce fluide chaud sont possibles comme : le dessalement de l'eau de mer, le refroidissement ou encore la génération d'hydrogène. Il peut également s'adapter à une production à la demande par un espace de stockage thermique de plusieurs heures dans des sels fondus à injecter dans un cycle vapeur classique à resurchauffer.

3.4.2 Les types de centrales solaires thermodynamiques

Il existe quatre grands types de centrales solaires thermodynamiques :

Centrales à miroirs cylindro-paraboliques (linéaire) : c'est la technologie la plus mature et la plus répandue aujourd'hui. Ce type de centrale se caractérise par plusieurs alignements de miroirs incurvés (cylindro-parabolique)

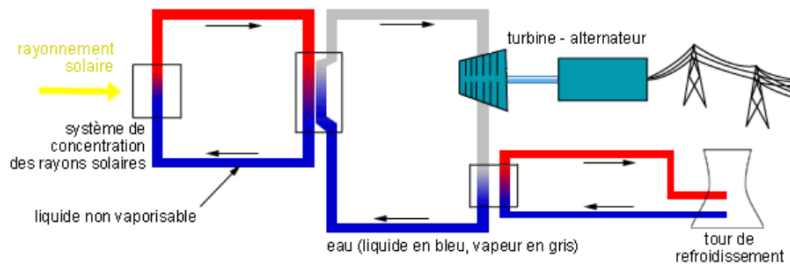


FIGURE 3.21 – Principe de fonctionnement d'une centrale thermodynamique (©lamap.org)

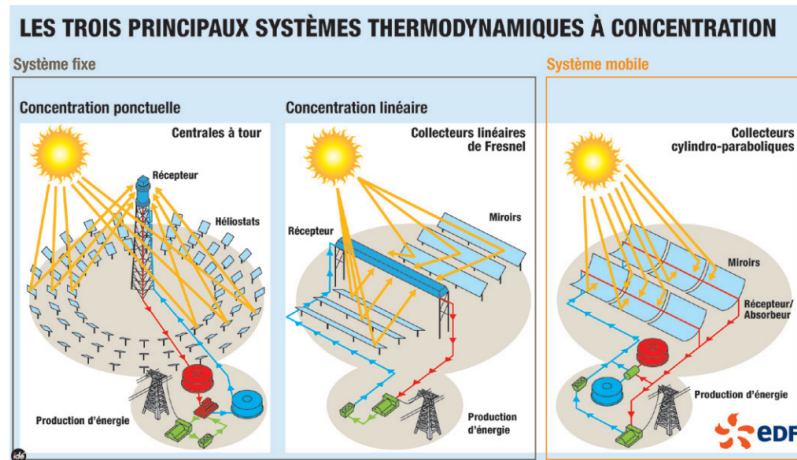


FIGURE 3.22 – Les différents types de centrale thermodynamique (©EDF)

de 100 à 800 m² qui concentrent les rayons du soleil sur un ou plusieurs tube(s) absorbeur(s) installé(s) le long de l'axe focal des miroirs. Le tube récepteur est de couleur noire pour capter un maximum de rayonnement.

Ce système est mobile, l'ensemble miroir cylindro-parabolique/récepteur suit le mouvement du Soleil tout au long de la journée afin d'optimiser la densité énergétique reçue. Ce tube récepteur contient un fluide caloporteur, généralement une huile de synthèse, chauffé lors du passage dans les tubes, circule à travers une série d'échangeurs de chaleur pour produire de la vapeur surchauffée à la température de 390°C sous une pression de 100 bars. Ce fluide est ensuite centralisé et transporté jusqu'au bloc de génération électrique. L'Espagne abrite une des structures les plus puissantes d'Europe, la centrale Andasol d'une puissance de 150 MW ; les États-Unis suivent avec la centrale « Nevada Solar One », de puissance 64 MW⁴.

4. source connaissance des énergies

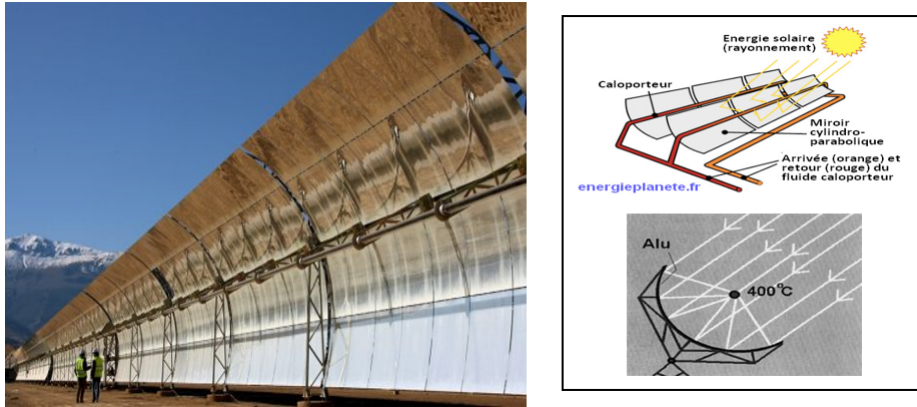


FIGURE 3.23 – Mirrors cylindro-paraboliques d'Andasol Espagne (© *connaissancedesénergies*)

Centrales solaires à miroirs de Fresnel : Ce système reste plus simple et peu coûteux. Plutôt que de courber les miroirs, les collecteurs sont des miroirs en bandes parallèles, disposés à un même niveau horizontal, près du sol. Son principe est similaire à celui de la filière cylindro-parabolique, mais elle utilise des miroirs plans dits « réflecteurs compacts linéaires, ou miroirs de Fresnel », très légèrement incurvés moins chers que les réflecteurs paraboliques. Ils sont agencés de façon à pivoter suivant la course du soleil, et peuvent ainsi diriger les rayons en les concentrant vers un tube absorbeur horizontal, lui-même surmonté d'un miroir secondaire cintré. Dans ce tube circule un fluide caloporteur (sels fondus en général⁵) qui, suite à la concentration des rayons solaires, est portée à une pression de 100 bars et chauffé à 500°C. Cette énergie est ensuite transférée à un circuit d'eau, produisant ainsi la vapeur nécessaire au fonctionnement de la turbine génératrice d'électricité.

Dans cette technique seuls les miroirs bougent, la structure et le tube absorbant sont tous deux stationnaires, ce qui simplifie tant l'installation que la maintenance. La focalisation est toutefois dégradée puisque la parabole n'est pas parfaite, elle possède les plus faibles performances optiques et le plus faible rendement solaire-électrique annuel net (10%) mais son empreinte au sol est de 1,5 ha/MW, soit moins de 60% par rapport aux centrales à collecteurs cylindro-paraboliques⁶. À l'avantage de ce type de centrale à miroirs de Fresnel, on citera également : le potentiel d'applications d'hybridation avec des centrales conventionnelles ; la capacité intéressante pour la production de chaleur industrielle et la possibilité d'automatisation du lavage des miroirs.

5. mélange de sels de nitrates de sodium et potassium... qui fond à 220°C et à une bonne capacité thermique massique (1,5 J/K.kg)

6. source EDF

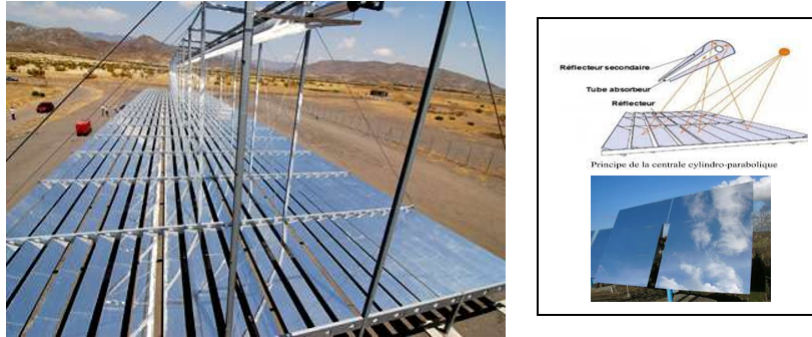


FIGURE 3.24 – Centrale solaire à miroirs de Fresnel Almería (© *Ecosources*)

Les centrales à tour : Au cœur de ce dispositif, une haute tour entourée par des centaines de miroirs, appelés « héliostats », disposés concentriquement au sol. Ce sont des miroirs orientables télécommandés pour suivre la trajectoire du soleil et concentrer le rayonnement vers le récepteur situé au sommet de la tour, et où circule le fluide caloporteur. Selon le principe commun à tous les systèmes de centrales thermiques (*cf.*Paragraphe2.6.1), le fluide transfère son énergie à un circuit d'eau qui crée la vapeur à 150 bars et 550°C, permettant d'actionner la turbine située également au sommet de la tour.

Par rapport à un système cylindro-parabolique, la tour solaire offre l'avantage de ne pas avoir à faire circuler de fluide dans l'ensemble du champ de miroirs : les pertes thermiques sont donc significativement réduites. Par ailleurs, le niveau de concentration de l'irradiation peut être bien supérieur et l'efficacité du cycle thermodynamique s'en trouve augmentée. Ce gain technique se traduit également par un gain économique. C'est la technologie la plus souple d'utilisation, on aspire à une baisse de coûts importante pour sa réalisation, comparativement aux autres systèmes cités.

Son rendement maximal (à tour à cycle de Rankine) est de l'ordre de 22%, pour un rendement annuel net d'environ 16%. L'empreinte au sol sans stockage est de 4 ha/MW⁷. La centrale à tour procède selon deux technologies : la production directe de vapeur, à coûts moindres, et l'utilisation de sels fondus pouvant être utilisés comme fluide caloporteur et milieu de stockage thermique qui est trois fois plus efficace qu'avec la filière cylindro-parabolique. De nombreux projets existent pour la production de plusieurs dizaines de MW, notamment en Afrique du Sud et en Espagne.

7. source EDF

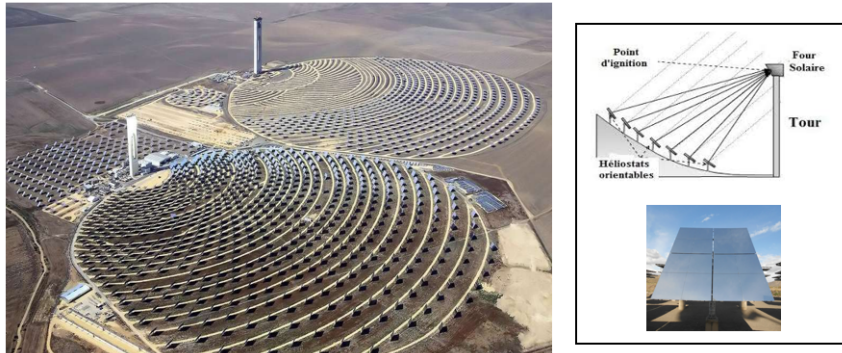


FIGURE 3.25 – Centrale solaire à tour en Andalousie (©Koza, Wikimediacommons)

Les concentrateurs paraboliques ‘Dish-Stirling’ : En fait, il s’agit d’un assemblage de plusieurs unités autonomes. Chaque unité est constituée d’un miroir parabolique orientable qui concentre le rayonnement solaire sur un foyer situé en son point focal. Une fois chauffé dans un circuit fermé (la puissance thermique est de 500 à 600 °C), le gaz qu’il contient actionne un piston qui récupère l’énergie mécanique produite. Un bloc générateur d’électricité, installé en ce point, transforme l’énergie mécanique en énergie électrique par actionnement d’un moteur dit « Dish-Stirling ». Le module parabolique peut s’utiliser seul ou combiné avec d’autres pour une puissance électrique accrue.

Cette technologie n’est pas adaptée à une production industrielle de masse du fait de son rapport coût élevé/rendement (le rendement global est de 30%) et de l’impossible de stocker l’énergie produite, la conversion étant immédiate ; d’où le retard de son développement. Cependant, c’est la seule technologie thermodynamique qui puisse être mise en œuvre dans des sites isolés de petite taille.

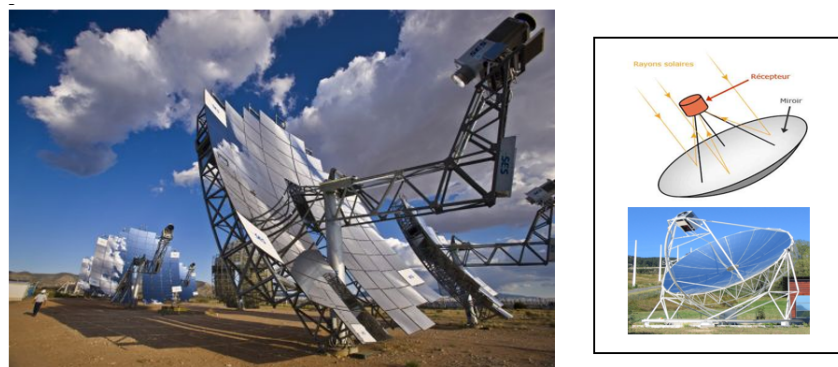


FIGURE 3.26 – Paraboles solaires Dish-Stirling à Albuquerque (Nouveau-Mexique) (©photoetecocourses)

3.4.3 Perspectives

Les centrales solaires ont un faible rendement, environ 15%, en comparaison des autres centrales thermiques, 38 et 55% pour le gaz et environ 33% pour le nucléaire. Du fait de ce faible rendement, on installe ces centrales dans des zones dites favorables, c'est-à-dire des zones de climat sec où l'irradiation directe est importante, supérieur à 1800 kWh/m² et durée d'ensoleillement à plus 3000 heures/an. Ce qui présage, selon les analystes de GlobalData, de perspectives très prometteuses pour le développement de cette technologie dans notre pays. Notamment par les améliorations techniques des capacités de stockage apportées récemment à cette technologie, ce qui lui procure une baisse des coûts de production et une compétitivité accrue.

D'une durée de vie estimée entre 25 et 40 ans, l'électricité produite grâce à l'énergie solaire thermodynamique devrait être compétitive économiquement face aux énergies fossiles d'ici 10 à 15 ans. Le projet solaire Noor à Ouarzazate (Maroc) où s'érige un grand complexe solaire thermodynamique (capacité de 580 MW) semble confirmer ce résultat : des experts marocains évoquent un prix proche de 15 centimes d'euro par kWh pour cette centrale⁸. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIEA), le solaire thermodynamique va continuer à progresser pour atteindre jusqu'à 11% de la production mondiale d'électricité d'ici une trentaine d'années.

Certains procédés de la concentration, principalement les technologies Fresnel, de tour à sels fondus et de tour à vapeur surchauffée, bénéficient déjà d'un retour d'expérience important. Le fluide chauffé ayant une certaine inertie thermique, il est possible, en le stockant dans des réservoirs, de prolonger la production d'électricité au-delà de la période d'ensoleillement : il est possible ainsi de générer du courant de 3 à 8 heures après le coucher du soleil. De plus, la cogénération, c'est-à-dire l'utilisation de la chaleur résiduelle après génération électrique pour produire par exemple de l'eau dessalée ou du froid, augmente sensiblement la compétitivité des installations solaires thermodynamiques. De ce fait, d'importants projets sont en cours de réalisation dans le monde en 2018 (Chine (200MW), États-Unis (14GW), Moyen-Orient (25GW), Maroc (2GW), Chili (100MW)).

En revanche le solaire thermodynamique a l'inconvénient d'être plus complexe que le photovoltaïque et de nécessiter une expertise technique plus pointue. Les investissements sont aussi plus élevés. L'utilisation de sels fondus, qui promet un bel avenir de la filière, présente néanmoins des risques d'exploitation avec la nécessité de maintenir, dans des kilomètres de tubes, la température au-dessus du point de fusion des sels. Trouver des solutions de stockage fiables et innovantes devient cependant essentiel pour développer les concentrateurs solaires afin de produire une énergie renouvelable propre, en minimisant le rejet de déchets ou de gaz à effet de serre.

8. source usine nouvelle 2015

3.4.4 Les avantages et inconvénients

AVANTAGE	INCONVÉNIENT
Ressource renouvelable inépuisable.	Dépendance aux conditions climatiques, et Intermittence jour/nuit.
Non polluante.	Exigence d'emplacement à forts taux d'ensoleillement.
Energie propre, pas d'effet de serre.	Prix non compétitif, à ce jour.
Empreinte au sol.	Durée d'exploitation, plus le miroir est vieillissant, moins il est productif.
Possibilité de cogénération (utilisation pour dessalement eau de mer).	Nécessité de grandes quantités d'eau pour le nettoyage des miroirs.
Production de surplus de chaleur.	Recyclage des miroirs, ils ne sont, à ce jour, pas recyclables.
Pilotable avec la possibilité de différer la production de l'électricité.	Le coût des installations.
Rendement	Risque d'exploitation du fluide caloporteur (dégradation de l'huile, fusion des sels).
	Nécessite un terrain assez plat et rectangulaire.

TABLE 3.1 – Tableau récapitulatif des avantages et inconvénients des Centrales solaires thermodynamique

Chapitre 4

CAPTEUR PLAN THERMIQUE

4.1 Introduction

L'eau chaude disponible en permanence apporte un certain niveau de confort, mais même si sa consommation ne représente pas la plus grande part du budget de notre maison, sa facture (gaz ou électricité) peut parfois atteindre des montants que l'on préférerait dépenser ailleurs. Pourtant, on a tous fait l'expérience de trouver notre récipient posé au soleil dans la cour, ou notre eau du robinet plus chaude en été. Alors, pourquoi ne pas utiliser ce principe pour chauffer notre eau sanitaire ? Transformer l'énergie solaire en eau chaude, c'est aujourd'hui la meilleure façon d'avoir son eau chaude avec une utilisation propre des ressources naturelles : eau chaude écologique, sans combustion ni émission de gaz à effet de serre. Pour notre pays, utiliser l'énergie solaire permet de préserver les combustibles fossiles et de réserver leur emploi à des usages plus spécifiques que la simple production d'eau chaude.

Alors que les systèmes solaires thermodynamique produisent une température de l'ordre de 500°C, le capteur plan thermique (communément appelé chauffe-eau solaire) n'atteint guère la centaine de degrés. Comme toutes surfaces éclairées par les rayonnements solaires, son principe réside sur la transformation, aussi efficacement que possible, du rayonnement solaire en chaleur par l'absorption d'une partie de cette radiation (par conduction et convection), et son exploitation pour produire de l'eau chaude sanitaire (et non pas de l'électricité comme le capteur solaire thermodynamique). Les capteurs solaires peuvent être des simples capteurs plans non vitrés, des coffres ou de type vitré ou des systèmes complexes des miroirs. Ils sont considérés comme une solution d'avenir dans la lutte contre le réchauffement climatique.

4.2 Rappels sur les éléments d'échanges thermiques

Avec contact ou à distance, tout corps échange de l'énergie sous forme thermique. C'est le cas de l'énergie par rayonnement qui nous vient du soleil. On a décrit en paragraphe 3.2 la loi de Stéphane Boltzmann qui permet de quantifier la densité du rayonnement thermique reçu par un capteur thermodynamique. C'est également le même procédé de captage d'énergie par la paroi vitrée du capteur plan thermique. Dans un capteur plan, ce transfert thermique est combiné avec deux autres modes de transfert : la conduction et la convection.

4.2.1 Transfert de chaleur par conduction

La **conduction** est un transfert par contact d'échange d'énergie (chaleur) dans un milieu solide, sans déplacement significatif de matière, provoqué par un gradient de température. C'est en fait l'agitation thermique qui se transmet de proche en proche des régions chaudes vers les régions froides [7]. En tout point d'un milieu s'applique une équation dite « équation de chaleur » qui traduit le mécanisme local du transfert, elle lie la température T , le temps t , les coordonnées d'espace (x,y,z) et la diffusivité thermique du matériau ; l'équation est la suivante [8] :

$$\frac{\partial^2(T)}{\partial x^2} = \frac{1}{\alpha} \times \frac{\partial(T)}{\partial t}$$

4.2.2 Transfert de chaleur par convection

La **convection** est également un mode de transfert thermique qui s'effectue dans les milieux fluides. Elle implique un déplacement collectif de fluide : la matière fluide chaude, en se déplaçant, cède de l'énergie aux parties plus froides. Le plus souvent dans les échanges thermiques entre une paroi et un fluide en mouvement [8]. Suivant la nature du mécanisme qui provoque le mouvement du fluide on distingue deux types de convection :

La convection naturelle, le mouvement du fluide (libre) est dû à l'action d'un gradient de température qui existe dans le milieu et d'un champ de forces massiques. Elle dépend des caractéristiques du fluide, de la longueur de la paroi et l'écart de la température. Comme exemple, on citera le chauffage par convecteur (radiateur) électrique [8].

La convection forcée, dans ce cas la circulation du fluide n'est plus libre, elle est provoquée par une circulation artificielle (pompe, ventilateur, turbine). C'est-à-dire qu'il y a projection des molécules du fluide sur le dispositif chauffant, le mouvement provoque le transfert de chaleur. Par exemple, le radiateur à convection forcée (l'air de la pièce est chauffée par convection forcée), le courant d'air soufflé par un ventilateur dans un sèche-cheveux.

4.3 Les différents types de capteur plan

L'énergie interceptée par le capteur solaire, installé sur un toit et orienté plein sud, est convertie en chaleur grâce à un absorbeur (corps à propriétés d'absorption très élevées et émissivité très basse) placée dans une boîte fermée par une vitre. L'absorbeur transfère la chaleur à un fluide caloporteur (généralement de l'eau) circulant dans le circuit primaire, et est acheminé, selon le mode d'utilisation, vers un réservoir de stockage (ballon d'eau chaude). Si nécessaire, on raccorde au ballon une source d'énergie d'appoint pour porter l'eau à la température souhaitée. Ainsi, selon la conception du panneau (plan ou à tubes), la nature de circulation du fluide, le type d'installation, on distingue plusieurs familles de capteurs, dont deux groupes principaux : les capteurs plans à fluide et les capteurs à tubes "sous vide" [9].

4.3.1 Les capteurs plans

Les capteurs plans opaques : Ils sont constitués d'un ensemble de tuyaux opaques de couleur foncée, dans lesquels circulent directement le fluide caloporteur. Ces tuyaux sont entourés d'une gaine absorbante qui permet la captation de l'énergie thermique du rayonnement solaire. Ce sont les capteurs les plus simples du marché, avec un coût de réalisation très réduit. Par contre, ils possèdent un faible rendement, car ils ne possèdent ni isolation ni couvercle transparent. Ils sont destinés à des applications estivales à basse température (chauffage de piscines extérieures ...).

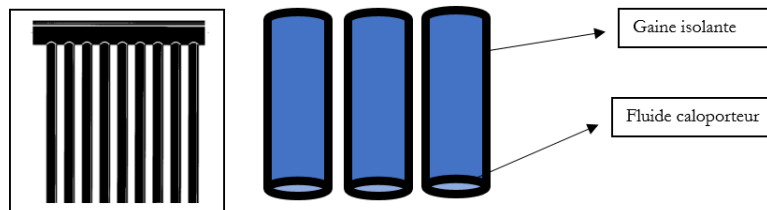


FIGURE 4.1 – Schéma de tubes opaques pour capteur opaque



FIGURE 4.2 – capteur plan opaque non vitré (©Chauffagesolaires)

Les capteurs plans vitrés : Dans un caisson rigide (en bois ou en métal), sous un couvercle transparent, en général du verre trempé, on place une plaque et des tubes métalliques noirs (absorbeur) en forme de serpentin dans lequel circule le fluide caloporteur. Le vitrage bloque le rayonnement infrarouge (effet de serre) et isole la lame d'air au-dessus de l'absorbeur (échangeur où se réalise la conversion de l'énergie solaire en chaleur). Il faut faire attention à réduire au maximum la déperdition de chaleur, pour cela on dispose un isolant sur les faces latérales et arrière du capteur. Pour plus de détails, on distingue donc :

- **L'absorbeur** est en cuivre, acier ou aluminium, de couleur sombre, le plus souvent noir, sans épaisseur visible, avec un revêtement spécial traité chimiquement pour avoir un coefficient d'absorption proche de 0.95 et émissivité inférieure à 0.15). C'est l'un des éléments les plus importants, son rendement dépend de l'inclinaison du capteur par rapport au soleil. Il faut donc l'orienter de façon à ce qu'il reçoive un rayonnement solaire optimal.

- **Le fluide caloporteur**, il transmet la chaleur emmagasinée par l'absorbeur au ballon d'eau chaude. Il doit avoir pour caractéristique : stabilité chimique à forte température; être anticorrosives et non-toxique, posséder une chaleur spécifique et une conductivité thermique élevées. L'eau donne un bon compromis par rapport à ces critères.

- **L'isolant** doit avoir une bonne tenue aux hautes températures en cas d'arrêt de circulation du fluide en période estivale. Les matières isolantes sont caractérisées par le coefficient de conductivité " σ ", plus il est faible meilleur est l'isolant. Ainsi, on utilise soit la laine de roche (σ de 0,032-0,040 W/mK) et de verre (σ de 0,030-0,040 W/mK), des mousses de polyuréthane (σ de 0,022-0,030 W/mK) ou encore de la résine de mélamine.

- **Le vitrage**, du verre en simple ou double vitrage (parfois on utilise du plastique). Ce verre doit avoir une bonne isolation thermique tout en gardant le rayonnement infrarouge au maximum, être résistant aux chocs et aux contraintes mécaniques et aux chocs thermiques; il limite le refroidissement par rayonnement et isole l'absorbeur de l'environnement extérieur (diminution des pertes thermiques par convection). Ainsi, les rayons du soleil chauffent ainsi le liquide caloporteur, qu'on évacue, par le biais d'un circulateur ou pompe de circulation, vers un ballon d'eau chaude.

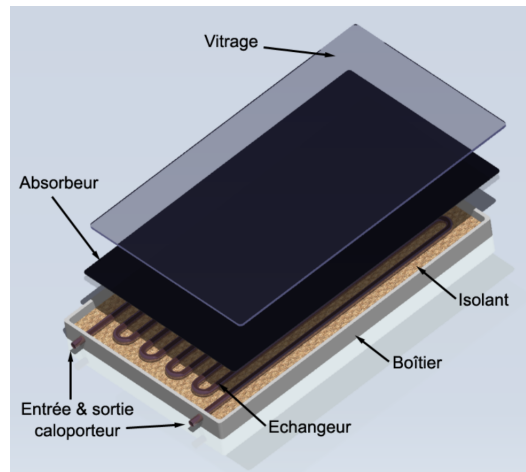


FIGURE 4.3 – Schéma d'un capteur plan vitré (© Solarpedia)

Ce type de capteurs est celui que l'on rencontre le plus souvent : ils fonctionnent avec un bon rendement (surtout l'été) et sont peu coûteux. La figure ci-dessous schématise son mode de fonctionnement.

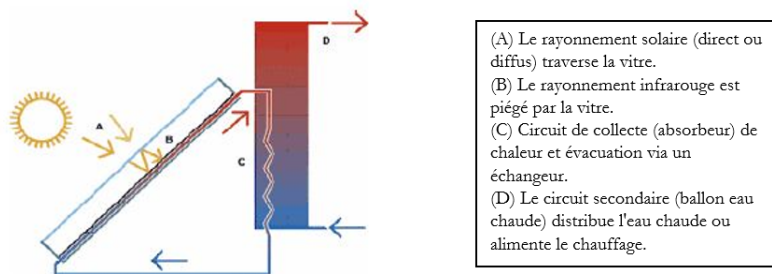


FIGURE 4.4 – Schéma du principe de fonctionnement (© EnergieDouce)

On doit évidemment orienter le capteur plan de façon à absorber un maximum d'énergie solaire, soit une orientation plein sud, tout en tenant compte de la déclinaison. Par exemple pour Mostaganem à une latitude de 36° , on doit enlever l'inclinaison $23^\circ 5'$ de l'axe de la Terre, soit $36^\circ - 23^\circ 5' = 12^\circ 5'$ au solstice d'hiver, et la rajouter pour la rajouter le solstice d'été, soit $23^\circ 5' + 36^\circ = 59^\circ 5'$. Et, afin d'éviter tout masque solaire, il convient de placer les capteurs le plus haut possible sur une maison ou sur un bâtiment. Sa température de fonctionnement est généralement comprise entre 30°C et 80°C .



FIGURE 4.5 – capteur plan vitré intégré à la toiture (© Solarpedia)

4.3.2 Capteurs à tube sous vide

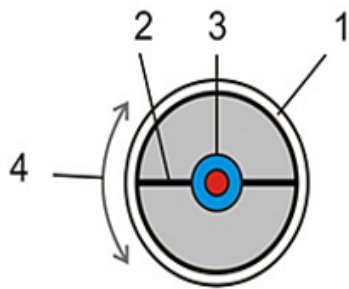
Comme l'indique le nom, ils sont composés de plusieurs rangées de tubes sous vide ($<10^{-3}$ Pa), transparents (généralement en verre) et permettent ainsi de limiter au maximum les déperditions de chaleur. Ils sont de forme cylindrique, d'une longueur d'environ 2 m et d'un diamètre approximatif de 5 à 15 cm, dans lesquels sont placés les absorbeurs avec un circuit hydraulique, qui capte l'énergie solaire et la transfère au fluide caloporteur. Ces derniers reçoivent un traitement sélectif pour empêcher le rayonnement et sont reliés en série à un collecteur.

Afin de réduire les pertes par convection et par conduction, l'isolation de ce type de capteurs est assurée par le vide. Ils offrent ainsi de bonnes performances à haute température (supérieure à 70°C), ce qui les destinent à des applications de production d'eau chaude à haute température pour l'industrie (gain de température plus de 100°C). Le principe de fonctionnement de tels capteurs reste identique à celui relaté pour les capteurs plans vitrés. Il faut juste mentionner que ces tubes sont munis d'un témoin (getter) en baryum afin de visualiser toutes pertes du vide [L'intensité du vide est d'une importance décisive pour l'interruption du mécanisme de transfert de chaleur]. Il en existe deux grandes familles selon que l'absorbeur se trouve directement sur le verre ou sur une ailette en cuivre¹ :

4.3.2.1 Les tubes sous vide avec absorbeurs sur ailette en cuivre :

Ce type d'absorbeur sur cuivre possède une meilleure sélectivité que celui déposé sur le verre (et donc procure un rendement optique plus élevé au capteur). L'avantage principal est que l'absorbeur peut être orienté différemment par rapport à son support.

1. source e+énergie, capteur plan solaire



1. Un tube en verre sous vide d'air, dans lequel se trouvent tous les composants suivants :
 2. L'absorbant posé sur un support en cuivre ;
 3. Les tubes en cuivre d'évacuation de chaleur, disposés soit juxtaposés, soit concentriques ;
 4. Le système de raccordement permet la rotation des tubes et l'orientation des ailettes.

FIGURE 4.6 – Composition des tubes sous vide avec ailette absorbante (©e+énergie)

Bien que le principe soit simple, la fabrication de ces capteurs reste délicate à cause des liaisons verre/métal nécessaires. On en recense plusieurs types de familles selon la spécificité du fluide caloporteur et son mode de circulation :

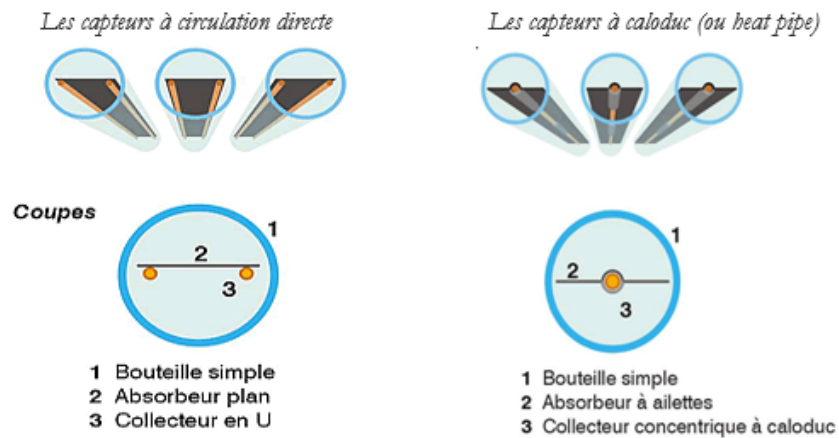


FIGURE 4.7 – Types des tubes sous vide avec ailette absorbante (©e+énergie)

4.3.2.2 Le capteur à tubes sous vide à circulation

Il a été développé afin d'améliorer les performances d'un capteur plan. Sauf que l'ensemble est suffisamment étroit pour être glissé à l'intérieur d'un tube en verre, et que l'ailette sert de support à un tube en U, fermé hermétiquement, dans lequel circule le fluide caloporteur. Le principe est simple, mais la fabrication est difficile à cause des liaisons verre/métal nécessaires pour la circulation du fluide caloporteur.

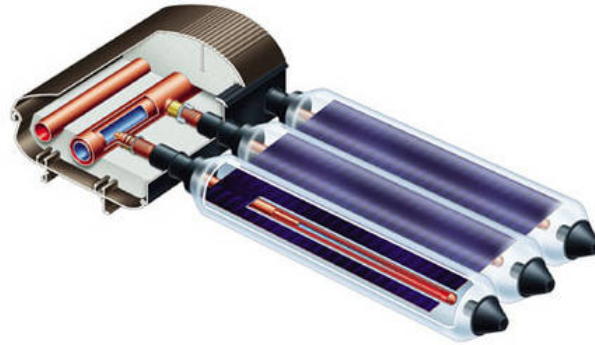


FIGURE 4.8 – Schéma de fonctionnement d'un capteur à tubes sous vide à circulation directe (©EnergieDouce)

4.3.2.3 Le caloduc

Lui, est un échangeur qui utilise les mécanismes de changement d'état liquide-gaz d'un fluide placé dans un tube fermé. La différence avec le capteur à circulation directe est que l'échange de chaleur a lieu suivant un mécanisme naturel d'évaporation et de condensation d'un fluide ; le principe est simple : en captant la chaleur absorbée par l'ailette, le fluide s'évapore. Il s'élève alors jusqu'en partie haute et cède sa chaleur en se condensant par contact avec le fluide caloporteur de l'installation qui circule en partie haute. De nouveau à l'état liquide, il retourne alors par gravité en bas du tube, installé avec une inclinaison minimale. Il permet de transmettre la chaleur captée hors du tube pour chauffer un fluide dans le collecteur.

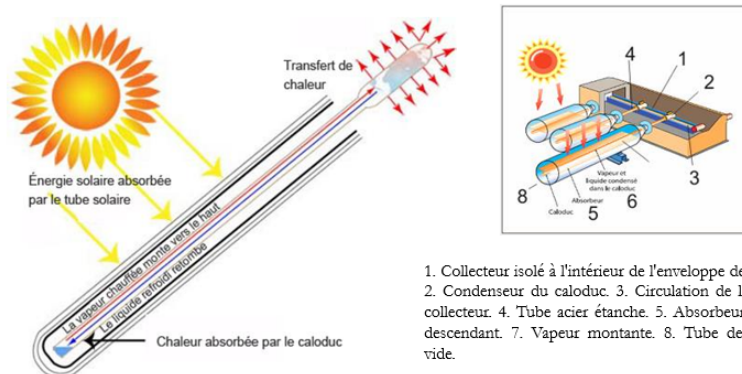


FIGURE 4.9 – Schéma de fonctionnement d'un capteur à tubes sous vide à caloduc et sa liaison avec le collecteur (©EnergieDouce)

4.3.2.4 Les tubes sous vide avec absorbeurs sur support en verre (tube Sydney) :

C'est le principe du Thermos (enveloppe pour garder une boisson chaude). Le vide se fait donc entre la double paroi reliée de manière étanche de manière à emprisonner le vide dans la bouteille de verre. Sa surface externe est laissée transparente. La face interne soumise à la pression atmosphérique est traitée de manière à être sélective, et sert d'absorbeur. Des tuyaux sont reliés à ce dernier afin d'évacuer la chaleur hors de l'enveloppe sous vide par la circulation d'un fluide en contact avec l'absorbeur.

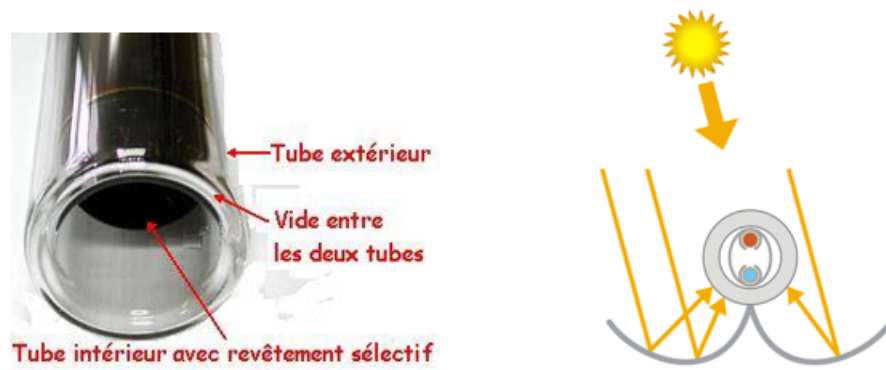


FIGURE 4.10 – Composition des tubes sous vide avec absorbeur sur support en verre et son principe de fonctionnement (©EnergieDouce+Energie)

Actuellement, de nombreux fabricants de chauffe-eau utilisent cette technique, elle est considérée comme "Hi-Tech" du capteur plan. Elle ne nécessite pas de soudures verre/métal, ce qui facilite la fabrication. Les capteurs sous vide s'échauffent plus rapidement et permettent de mieux tirer parti des petites périodes d'ensoleillement. Les déperditions sont nettement réduites par rapport à celles d'un capteur plan vitré, le rendement est nettement supérieur (on peut atteindre des températures de l'ordre de 150°C). En revanche, ces capteurs sont particulièrement fragiles.

4.4 Les différents typologies d'installation

Il existe sur le marché différents types de chauffe-eau solaires adaptés aux besoins², on retrouve :

4.4.1 Le chauffe-eau solaire pour les maisons individuelles (CES)

Ce système est composé de panneaux solaires thermiques et d'un ballon de stockage d'eau. C'est le modèle le plus utilisé dans les maisons individuelles. Dans le cas de notre région, il peut couvrir jusqu'à 80% de la production d'eau chaude d'un logement. En hiver, où le niveau d'ensoleillement n'est pas suffisant, il est couplé à un système d'appoint.

4.4.1.1 Le chauffe-eau monobloc

Il est constitué d'un ballon horizontal de contenance variable relié aux capteurs solaires (vitré ou sous-vide). Il s'agit du système le plus simple : le capteur thermique et le ballon forme un seul ensemble, montés sur le même châssis. Ce type de chauffe-eau peut être installé sur un toit ou sur un support situé au sol, à l'extérieur de l'habitation.

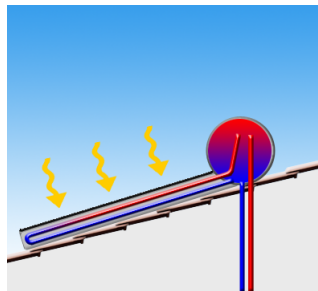


FIGURE 4.11 – Schéma de fonctionnement d'un chauffe-eau mono-bloc (© Solarpedia)

Dans ce système le fluide caloporteur fonctionne en **boucle fermée** (ou indirecte), c'est-à-dire que l'eau qui chauffe dans le capteur et celui qui arrive aux robinets pour la consommation sont distincts : l'eau de consommation est indirectement chauffée à travers un échangeur par le fluide caloporteur du circuit solaire. Il existe également un autre système de circulation, plus simple et rapide pour chauffer l'eau, dit en **boucle ouverte** (circuit direct). Dans ce cas, l'eau qui circule dans les capteurs est la même que celle qui est consommée aux points d'utilisation (sans échangeur thermique dans le ballon). Cette disposition n'est intéressante qu'en pays chaud, notamment à cause des problèmes liés au gel.

2. source e+énergie, capteur plan solaire

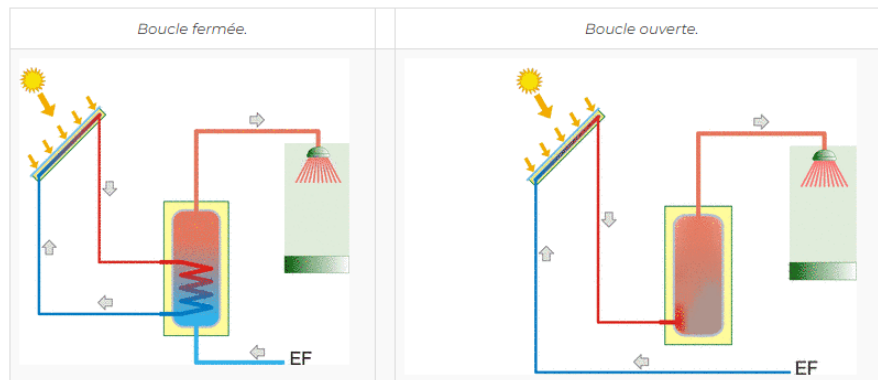


FIGURE 4.12 – Schéma de fonctionnement en boucle fermée et ouverte (© e+énergie)

4.4.1.2 Le chauffe-eau à thermosiphon

Il reprend le même principe que le chauffe-eau monobloc à la différence que le ballon est séparé des capteurs thermiques. On peut alors installer le ballon à l'intérieur de la maison, tant qu'il reste situé au-dessus des capteurs thermiques (à une distance de minimum 50 cm). Le fluide de la boucle circule par convection naturelle (le fluide réchauffé s'élève). Ce type de capteur s'adapte très bien à notre pays.

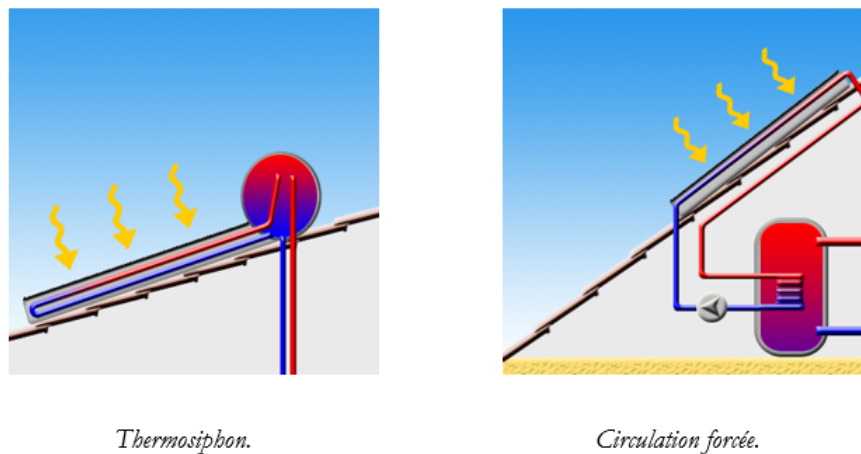


FIGURE 4.13 – Schéma de fonctionnement en Thermosiphon et circulation forcée (© Solarpedia)

4.4.1.3 Le chauffe-eau à circulation forcée

Une pompe (circulateur) provoque la circulation du fluide (on parle de circulation forcée). Un régulateur capte la température du fluide à la sortie et actionne automatiquement la pompe. Cette solution ne craint pas le gel, elle s'adapte à des pays froids. On distingue dans cette catégorie plusieurs principes suivant le débit du circulateur :

- Les installations dites “**high flow**”, production d'une grande quantité de fluide avec un débit de +/- 40 à 60 litres/h.m²);
- Les installations dites “**low flow**”, dans ce cas le débit est faible +/- 15 à 20 litres/h.m²), on favorise une température haute pour un volume d'eau réduit (cas des installations directes).
- Les installations dites “**mix flow**”, le débit est variable et est ajusté en continu par la régulation de la température dans une tranche fixée par l'utilisateur. Ce système est de plus en plus utilisé et permet d'éviter des enclenchements-arrêts fréquents de la pompe.

Par rapport à ce système de fonctionnement en circulation forcée, le chauffe-eau solaire en thermosiphon reste plus simple à installer : pas de pompe, ni régulateur ni vase d'expansion; il simplifie donc la maintenance et améliore nettement la durée de vie du système solaire. Par contre, le CES à circulation forcée peut, contrairement au thermosiphon, s'employer dans les utilisations collectives ou industrielles, et ne nécessite pas d'être au-dessous du ballon de stockage.

4.4.1.4 Le chauffe-eau sous pression ou à vidange

Dans ce type de système, le fluide caloporteur est constamment maintenu à une pression de 1 bar à l'arrêt et de 6 bars en fonctionnement³. Les systèmes à boucle fermée et à circulation forcée fonctionnent généralement sous pression. Souvent, on leur rajoute une option d'auto-vidange. Ainsi, cela permet de prolonger la durée de vie du système et d'alléger sa réalisation puisqu'ils ne nécessitent ni manomètre, ni vase d'expansion, ni purgeur, ni clapet anti-retour.

3. source e⁺ énergie

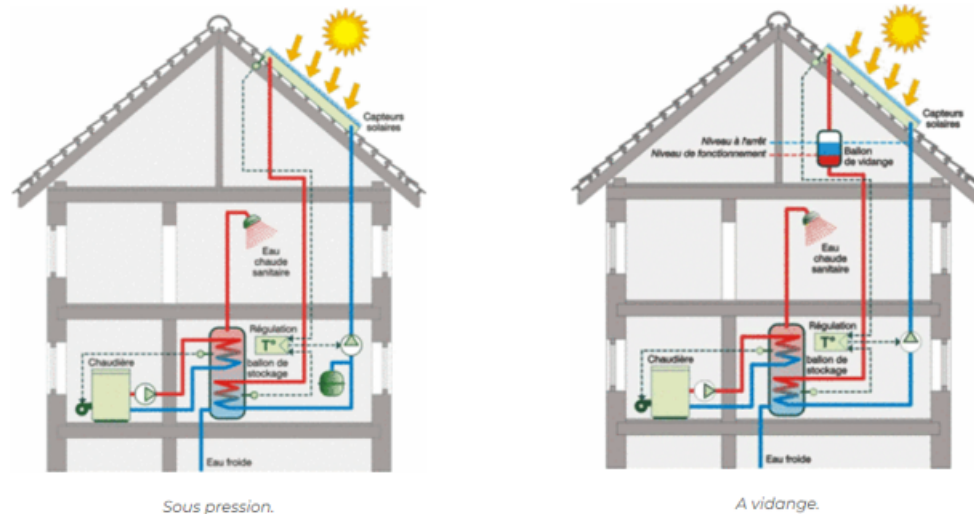


FIGURE 4.14 – Schéma de fonctionnement du chauffe-eau sous pression et à auto-vidange (©e+énergie)

4.4.2 Le chauffe-eau combiné (SSC)

En plus de produire de l'eau chaude sanitaire (CSI), ce système a la particularité qu'il peut être relié à plusieurs circuits, ce qui permet, en plus de couvrir les besoins en eau chaude, d'alimenter les radiateurs à eau pour le chauffage de l'habitation et/ou le parquet chauffant. Le chauffe-eau combiné est toujours basé sur l'énergie solaire, à qui on associe soit une autre source d'énergie secondaire renouvelable ou conventionnelle. Elle prend le relais en cas de besoin, un régulateur associé entraîne son déclenchement, mais donne toujours la priorité à l'énergie thermique solaire reçue par le capteur. Il existe deux grands types de SSC :

4.4.2.1 Le double système de stockage

Il fonctionne avec deux chauffe-eaux : l'un pour l'eau chaude et l'autre pour le chauffage.

4.4.2.2 Le système de stockage combiné

Il repose sur un seul chauffe-eau pour l'eau chaude et le chauffage, avec stockage direct ou indirect, c'est-à-dire que la chaleur est stockée dans un ballon (cumulus) avant d'être diffusée (hydro accumulation). Le système de chauffage de locaux est assez complexe et n'est pas encore très développé, pour cause d'ensoleillement réduit en période de grand besoin de chauffage (hiver).

Il existe trois manières de chauffer une habitation :

- Le chauffage par circulation de l'eau chaude à l'intérieur radiateurs conventionnels, qui stockent la chaleur et la diffuse ;
- Le chauffage par plancher chauffant, dans ce cas un circuit intégré dans le plancher remplace les radiateurs ;
- Le système capteur à air, l'air remplace l'eau comme fluide caloporteur. Un système de ventilation aspire l'air extérieur à travers des capteurs thermiques et diffuse l'air chaud dans le logement.

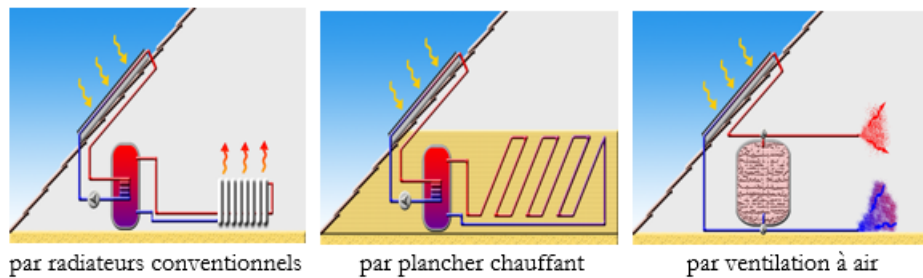


FIGURE 4.15 – Illustration de manière de chauffage d'une habitation (©Solarpedia)

4.4.3 Le système solaire hybride

Cette solution « deux en une » combine l'énergie solaire thermique pour la production d'eau chaude et le photovoltaïque pour la production d'électricité. Ce système ambivalent permet d'utiliser intégralement l'énergie collectée, et ainsi parvenir à une certaine indépendance énergétique.

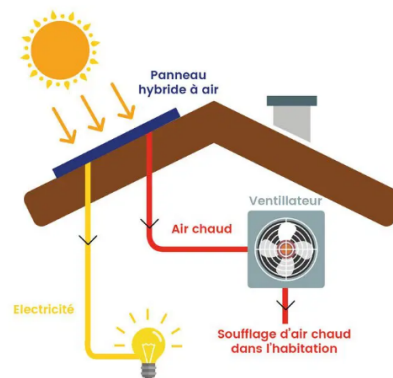


FIGURE 4.16 – Schéma d'un système hybride (©nsunwetrust)

4.4.4 Fiabilité des capteurs

Tout au long de sa durée de vie, un capteur solaire sera soumis à des contraintes climatiques et d'usures d'emploi. Il est donc nécessaire de tester et de mesurer la fiabilité et la durabilité de certains paramètres comme :

Résistance en haute température : afin de déterminer quel niveau d'ensoleillement élevés peut supporter le capteur sans tomber en panne (casse de la vitre, dégradation des matériaux d'isolation...);

Résistance au gel : En cas d'utilisation en milieu où la température peut baisser au-dessous du zéro, il est essentiel de procéder à des tests d'évaluation à la résistance au gel ;

Résistance aux chocs thermiques : L'objectif est d'évaluer la capacité de résistance à un choc thermique (remise en service lors d'une journée chaude et ensoleillée);

Bonne tenue de l'étanchéité : il faut s'assurer que l'eau de pluie ne pénètre pas dans le collecteur, suite à la corrosion du cadre du capteur ou perte de l'isolation ;

Résistance à la charge : évaluer si le vitrage et le cadre du capteur sont en mesure de résister à une charge de pression (effet du vent, neige...);

Résistance aux impacts : il faut connaître la tolérance pour laquelle un capteur peut résister aux effets des impacts lourds (grêle, jet de pierre...)

Pour tous ces types d'essai, il existe des normes internationales qui précisent les conditions réelles les plus défavorables pour évaluer les performances thermiques. Le tableau ci-dessous reporte la nomenclature des normes d'essai algérienne répondant aux normes et aux standards internationaux en vigueur⁴.

4. source bulletin CEDER 029-06

NA EN 12975-1 : 2009	Installations solaires thermiques et leurs composants -Capteurs solaires- Exigences générales
NA EN 12975-2 : 2010	Installations solaires thermiques et leurs composants -Capteurs solaires- Méthode d'essai
NA EN 12976-1 : 2010	Installations solaires thermiques et leurs composants -Installations préfabriquées en usine- Exigences générales
NA EN 12976-2 : 2010	Installations solaires thermiques et leurs composants -Installations préfabriquées en usine- Méthode d'essai
NA EN 12977-3 : 2010	Installations solaires thermiques et leurs composants -Installations assemblées à façon- Caractérisation des performances des dispositifs de stockage pour des installations de chauffage solaire
NA ISO 9808 : 2011	Chauffe-eau solaires - Matériaux en élastomères pour absorbeurs, raccords et tuyaux - Méthode d'évaluation
NA EN 13203-3 : 2011	Appareils domestiques produisant de l'eau chaude sanitaire utilisant les combustibles gazeux couplés à un capteur solaire - Appareils de débit calorifique inférieur ou égal à 70kW et de capacité de stockage inférieure ou égale à 500 litres - Évaluation de la consommation énergétique
NA EN 15316-4-3 : 2011	Systèmes de chauffage des bâtiments - Méthode de calcul des exigences énergétiques et des rendements des systèmes - Systèmes de génération de chaleur, systèmes solaires thermiques
NA EN 12977-1 : 2013	Installations solaires thermiques et leurs composants -Installations assemblées à façon- Exigences générales pour chauffe-eau solaires et installations solaires combinées

TABLE 4.1 – La nomenclature des normes d'essai algérienne

4.5 Les accessoires périphériques des capteurs

4.5.1 Les conduites de circuit

Ce sont des tuyaux en cuivre ou en acier simple. Ceux du circuit primaire doivent être bien isolés afin de limiter les pertes de chaleur entre les collecteurs et le ballon de stockage.

4.5.2 Une pompe (circulateur)

Son rôle est d'assurer la circulation du fluide caloporteur dans la boucle.

4.5.3 Le clapet anti-retour

Il a pour fonction d'empêcher une inversion du circuit primaire en cas d'arrêt de la pompe.

4.5.4 Le vase d'expansion

Si un phénomène d'ébullition survient, le vase d'expansion permet d'absorber le volume d'éruption du fluide caloporteur, et cela sans hausse excessive de la pression.

4.5.5 La soupape de sécurité

En cas d'ensoleillement abondant (été) et/ou de consommation réduite peut apparaître un risque de surchauffe dans les capteurs. Ce qui impose d'associer un manomètre afin de limiter la pression maximale dans le circuit primaire (pressions d'ouverture de 4 à 6 Bars).

4.5.6 Les robinets de vidange

Ils sont placés au point le plus bas du circuit afin de pouvoir effectuer la vidange complète de l'installation.

4.5.7 Les purgeurs

Contrairement aux robinets de vidange, ils doivent être disposés aux points les plus élevés de l'installation, et permettent ainsi à l'air de s'échapper des tuyauteries.

4.5.8 Le Régulateur

En dehors du cas des systèmes à thermosiphon, une régulation minimale est nécessaire afin de réguler le processus d'échange de chaleur entre le capteur et le réservoir de stockage. Suivant la différence de température mesurée par la sonde située dans le capteur thermique et une autre sur le retour à la sortie du ballon de stockage, le régulateur commande en conséquence la pompe qui met en mouvement le fluide caloporteur.

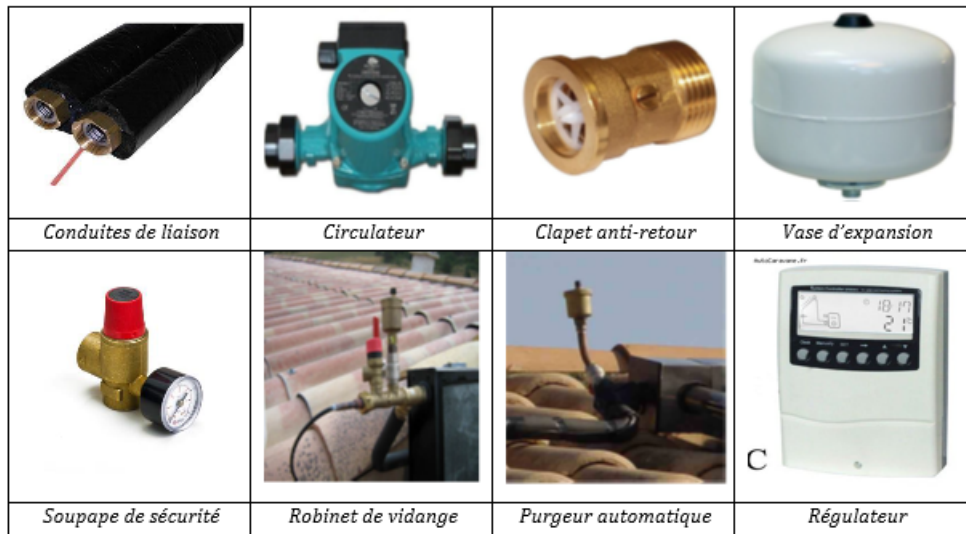


FIGURE 4.17 – Les différents composants d'un chauffe-eau solaire

4.6 Bilan énergétique d'un capteur solaire plan

4.6.1 Rendement du capteur

Le bilan énergétique d'un capteur plan est défini par l'énergie solaire absorbée par le capteur Q_a , une partie de celle-ci est récupérée par le fluide caloporteur, c'est l'énergie utile Q_u (énergie directement utilisée ou bien transférée vers un système de stockage). Une partie de cette énergie est perdue sous forme d'énergie thermique (principalement par convection et rayonnement) Q_t , et enfin les pertes dues à l'inertie thermique de l'installation Q_i (période de mise en température du système). Ainsi le bilan thermique global s'écrit [10] :

$$Q_a = Q_u + Q_t + Q_i$$

Afin de simplifier le calcul du bilan thermique, un certain nombre d'hypothèses ont été considérées[11]

1. La surface du capteur est uniformément éclairée ;
2. Le ciel est considéré comme un corps noir à la température T_{ciel} ;
3. Chacun des éléments du capteur soit à une température homogène ;
4. Régime permanent ;
5. Capteur à inertie thermique négligeable ;
6. La température de l'air est homogène, donc pertes thermiques vers l'avant et l'arrière se font vers la même température ambiante ;
7. L'effet de dépôt de la poussière et les masques sur le capteur sont négligeables,
8. Ecoulement de chaleur unidimensionnelle.

L'hypothèse 4 et 5 font le flux stocké dans le capteur est négligeable, soit : $Q_i = 0$, on a donc :

$$Q_a = Q_u + Q_t$$

En supposant que les conditions sont constantes sur une période de temps, le rendement d'un capteur plan est défini par le rapport entre le flux utile récupéré, sur l'éclairement solaire global incident sur le capteur tel que [12] :

$$\eta = \frac{Q_u}{G_i}$$

Sachant que, l'énergie solaire absorbée par l'absorbeur est $Q_a = \tau_c \times \alpha_p \times G_i$, on a donc :

$$Q_u = Q_a - Q_t = (\tau_c \times \alpha_p \times G_i) - Q_t$$

avec : G_i : L'éclairement global incident sur le capteur.
 τ_c : Facteur de transmission de la couverture transparente,
 α_p : Facteur d'absorption de la plaque absorbante.

Afin de déterminer l'énergie perdue sous forme d'énergie thermique Q_t , une étude sur les performances d'un capteur solaire, en 2016, faite au CDER [13], divise cette perte en trois modes de transfert de chaleur : les coefficients de pertes vers l'avant U_{av} , les pertes vers l'arrière U_{ar} et les pertes latérales U_{lat} . Les calculs de chaque catégorie donnent :

$$U_{av} = \frac{1}{R_1 + R_2} \quad \text{avec} \quad R_1 = \frac{1}{h_{c,c-a} + h_{r,c-ciel}} \quad \text{et} \quad R_2 = \frac{1}{h_{c,p-c} + h_{r,p-c}}$$

Où : $h_{c,c-a}$ et $h_{r,c-ciel}$, désignent respectivement le coefficient d'échange par convection entre la vitre et l'ambiant, par rayonnement entre la vitre et le ciel, et $h_{c,p-c}$ et $h_{r,p-c}$, désignent le coefficient de transfert de chaleur par convection entre la vitre et l'absorbeur et par rayonnement entre la vitre et l'absorbeur.

$$U_{ar} = \frac{\lambda_{is}}{e_{is}}$$

où : λ_{is} et e_{is} sont la conductivité thermique et l'épaisseur d'isolation à l'arrière.

$$U_{lat} = \frac{\lambda_{islat}}{e_{islat}} \times \frac{A_{lat}}{A_c}$$

où : e_{islat} est l'épaisseur de l'isolant sur ses faces latérales et A_{lat} et A_c sont respectivement, la surface des faces latérales du capteur et surface du capteur.

En sommant les coefficients de pertes avant, latérales et arrière on obtient le coefficient de pertes globales U_t : $U_t = U_{av} + U_{ar} + U_{lat}$

On peut écrire alors la densité du flux de chaleur total perdu comme ceci :

$$Q_t = U_t \times (T_{pm} - T_{am})$$

T_{pm} : température de l'absorbeur,
 T_{am} : température ambiante.

Ainsi, l'expression du rendement instantané du capteur en fonction de la température moyenne de la plaque absorbante sera :

$$\eta = \tau_c \times \alpha_p \times G_i - U_t \times (T_{pm} - T_{am})$$

Les capteurs vont se différencier entre eux par la qualité de l'absorbeur α_p , du verre solaire τ_c et par celle de l'isolation du capteur U_t . L'ensemble de ces trois propriétés conféreront au capteur des plages de températures privilégiées.

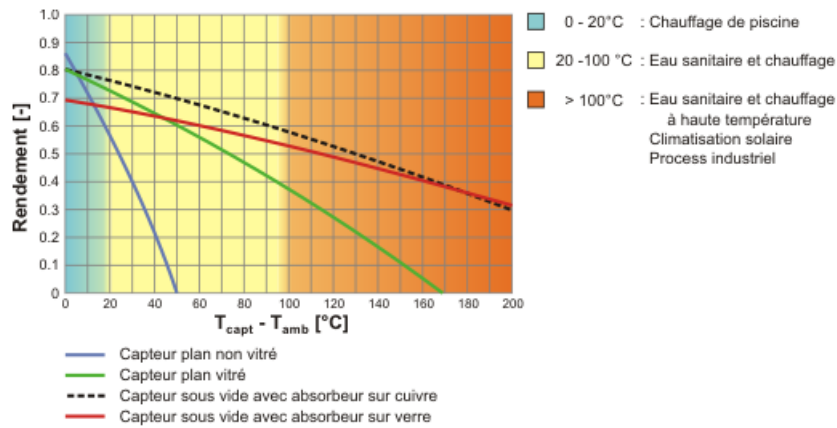


FIGURE 4.18 – La variation du rendement en fonction des températures ambiante et captée (©e+énergie)

Par ce type de graphe, selon les plages de température de fonctionnement, on sera en mesure de choisir le type de capteurs le mieux adapté à notre utilisation. On choisira donc préférablement le capteur qui offre le meilleur rendement pour le régime de température de travail correspondant à l'application voulue. Ainsi, pour une plage à basse température (chauffage de piscine), un simple capteur non vitré suffira. Par contre, pour des régimes à haute température (climatisation solaire, eau chaude industriel), on privilégiera les capteurs sous vide. On remarquera que le capteur plan vitré (régime de température moyen) répondra parfaitement aux applications domestiques (eau chaude sanitaire et chauffage par radiateur).

4.7 Avantages et inconvénients des capteurs plans solaires

AVANTAGE	INCONVENIENT
Fabrication simplifiée, ni caisse ni vitrage ^{1,2} .	Très dépendant de la température de l'air ¹ .
Performant l'été ^{1,2} .	Sensibilité au vent froid (absence de vitrage) ¹ .
Facile à installer et à intégrer ^{1,2,3} .	Besoin de surface plus importante ¹ .
Longue durée de vie ^{1,2,3} .	Variation du rendement selon les saisons ^{1,2,3} .
Hautement écologique ^{1,2,3} (pas de rejet de CO ₂).	Esthétique du bâtiment (placé sur un toit) ^{1,2,3} .
Économies d'énergie ^{1,2,3} .	Investissement d'un ballon de stockage ^{2,3} .
Retour sur investissement en 10 ans ^{1,2} .	Intermittence jour/nuit, temps couvert ^{1,2} ...
Entretien minimal ^{1,2} .	Nécessité d'une énergie d'appoint ^{1,2,3} .
Possibilité de cumul avec un panneau PV ^{2,3} .	Nécessite un emplacement au sol, ou au toit ^{1,2,3} .
Préserver réserves des combustibles fossiles ^{1,2,3} .	Sensible à la grêle et au gel ^{1,2,3}
Réduction de surface de 25% ³ ,	Coût important ³
Faible inertie ³ ,	Ils ne produisent pas d'électricité ^{1,2,3}
Autolimitation de température ³ ,	
Pivote sur son axe pour une orientation plein sud ³	
Peu de prise au vent ³	
Rendement plus performant ³ .	
Possibilité production eau chaude et chauffage ^{2,3} .	
Fonctionnement optimisé ³ même dans le cas d'une courte durée d'ensoleillement.	

Capteur plan opaque¹ , Capteur plan vitré² , Capteur sous vide³

TABLE 4.2 – Tableau récapitulatif des avantages et des inconvénients des capteurs solaires

4.8 Outils de calcul

Parmi les nombreux logiciels des estimations de performances des différents systèmes, on citera :

- CombiSun : Estimation des performances de de différents systèmes combinés sous différents climats et charges.
- GetSolar et TSOL : Simulation d'installations solaires thermiques.
- LOGICLIP, POLYSun : Dimensionnement des installations d'eau chaude.
- SIMSOL : Simulation d'installations solaires collectives.
- SIMAPRO, EQUER, GaBi et TEAM : Analyse de cycle de vie, de coût et d'environnement.
- CoDyBa, HOT3000, SUNCHART : Simulation des performances énergétiques des bâtiments.

Chapitre 5

CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

5.1 Introduction

L'énergie transportée par le rayonnement solaire peut être exploitée par différentes technologies selon l'usage final recherché. Ainsi, précédemment, nous avons exploré quelques techniques solaires thermiques exploitant l'énergie calorifique que ce rayonnement crée dans des matériaux l'ayant absorbé. Dans ce chapitre, nous nous intéresserons aux procédés solaires dites photovoltaïques, celles qui transforment ce rayonnement directement en électricité.

Dans ce cas, une partie du rayonnement solaire est captée au moyen d'une cellule photoconductrice. Cette dernière est le composant électronique de base qui, exposé aux photons de la lumière, produit de l'électricité par le mouvement des électrons au sein de la cellule. L'électricité ainsi produite peut-être consommée sur place ou alimenter un réseau de distribution. En Algérie, les applications étaient limitées aux applications rurales pour l'alimentation des sites isolés en électricité (ex. pompes à eau, bornes d'éclairage, balises radios...), mais depuis le lancement de la deuxième phase du programme de développement des énergies renouvelables, en juillet 2017, le solaire photovoltaïque ne cesse de se développer. Ainsi, on recense 23 centrales photovoltaïques reliées au réseau, d'une puissance globale de 344,1 MW¹. La figure suivante représente l'emplacement en hauts plateaux et grand sud, et la puissance installée de ses centrales.

1. source : Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida - www.sktm.dz

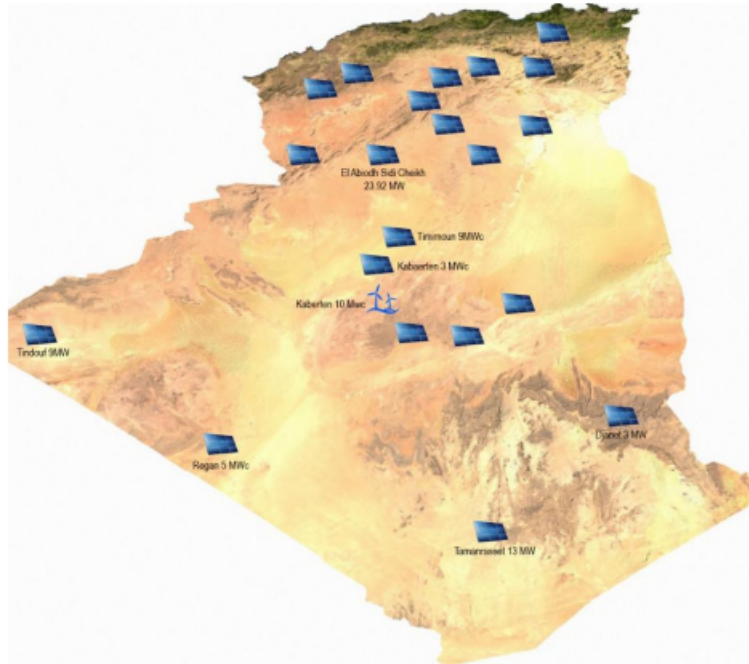


FIGURE 5.1 – Installation des centrales PV en Algérie [14]

5.2 La cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs capable de produire un courant électrique lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière (énergie des photons), grâce au processus d'absorption et d'excitation des électrons de ces matériaux par la lumière, un phénomène physique appelé : **effet photovoltaïque**.

Le terme « **photovoltaïque** » est composé du mot de grec ancien « phos » (lumière, clarté) et du nom de famille du physicien « Volta ». Ce mécanisme a été découvert au XIX^e siècle par E. Becquerel, il désigne la capacité que possèdent certains matériaux, appelés les semi-conducteurs, qui convertissent directement les différentes composantes de la lumière en électricité. Son développement se fera attendre jusqu'aux années 1960 pour que les cellules trouvent de réelles applications par le développement des satellites spatiaux. Il faut attendre la fin des années 1980 pour que le des cellules se fasse connaître du grand public et commencent à arriver sur les toits des maisons.

5.2.1 Principe de fonctionnement

La cellule photovoltaïque fonctionne grâce au choc des "grains de lumière" (ou des minuscules ondes électromagnétiques) appelés les photons issus de la lumière solaire sur un matériau semi-conducteur, généralement le silicium, disposé en cellules ou en couche mince. Lors du choc, le photon est absorbé par le matériau et passe une partie de son énergie par collision à un électron libre ou un électron de valence. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur (état stable) passe alors vers un niveau d'énergie supérieur par un transfert d'énergie correspondant aux différentes longueurs d'onde du spectre solaire et s'exprime par $E = h \cdot f$ (h : constante de Planck, fréquence du photon). Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie au gap du semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction et laisse, derrière lui, au niveau inférieur un trou.

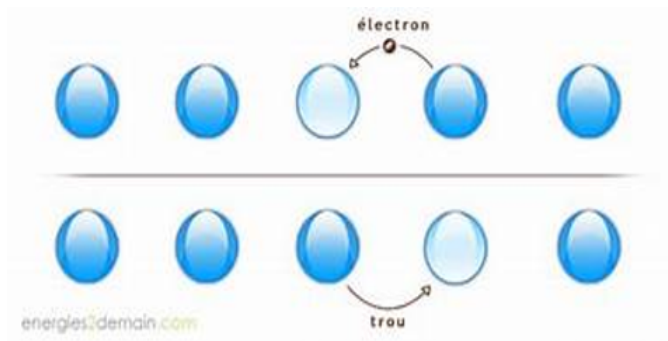


FIGURE 5.2 – Création paire électron-trou (©Energiedemain)

Ce déséquilibre électrique au sein de la matière se traduit par l'apparition des paires électron- trou libres. Les électrons et les trous sont des charges de signes opposés ($-q$; $+q$). Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. Mais il est aussi possible de récupérer cette énergie sous forme électrique. Soumise à un champ électrique par un branchement sur un circuit extérieur, la paire électron-trou va se séparer et l'électron excité va se mettre en mouvement au sein du conducteur métallique et crée ainsi une tension électrique continue, comme schématisé ci-dessous.

5.2.2 La jonction PN

On vient de voir qu'une cellule photovoltaïque est fabriquée de manière à ce que cet électron libre ne puisse se recombiner facilement avec un atome à charge positive. Pour ce, il faut établir un champ électrique permanent dans la cellule, de telle manière que les mouvements des électrons aillent tous dans le même sens, afin de récupérer un courant électrique [15] Pour que ce phénomène advient, on

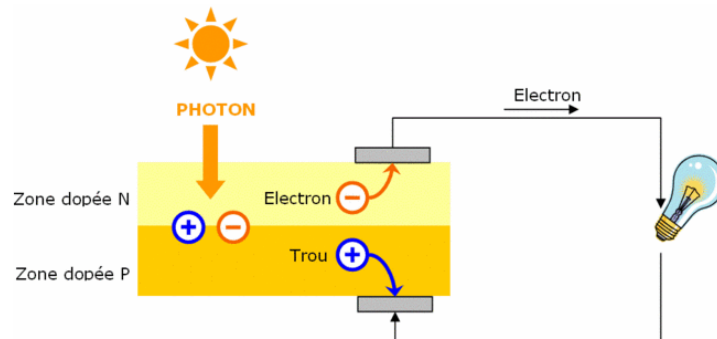


FIGURE 5.3 – Principe de la cellule photovoltaïque (©EnergieFacteur4)

associe deux semi-conducteur (en général du Silicium, caractérisé par la présence de 4 électrons sur sa couche périphérique) où l'on introduit une petite quantité de différents types d'impuretés, on parle de dopage de semi-conducteur. Cela consiste à introduire des impuretés dans un cristal intrinsèque pour modifier ces propriétés électriques. Le dopage s'effectue suivant 3 méthodes :

La diffusion : On injecte dans un four à température uniforme des gaz avec une solution dopante pour le silicium. Avec la chaleur, le dopant a une énergie suffisante pour entrer dans la plaquette de silicium. La filière photovoltaïque utilise majoritairement cette méthode.

La croissance épitaxiale : Les atomes du dopant sont déposés à une T° 1200 °C sur le silicium sous la forme d'une plaquette. On a ainsi un dépôt en surface, et non pas une insertion.

Le bombardement ionique : Une source appelé faisceau ionique énergétique produit des ions, qui sont ensuite accélérés, et orientés pour se positionner sur la plaquette à température ambiante, son inconvénient est qu'elle peut provoquer des dommages au silicium.

On rappelle qu'un semi-conducteur est un matériau intermédiaire entre celle où les électrons sont libres de circuler (métaux conducteurs) et celle des isolants électriques. Dans un isolant, les électrons de la matière sont liés aux atomes et ne peuvent pas se déplacer. Alors que dans un semi-conducteur, les électrons contenus dans la matière peuvent circuler si on leur apporte une énergie pour les libérer de leurs atomes. Ce champ électrique permanent dans la cellule nous le retrouvons lorsque l'on effectue deux dopages différents de part et d'autre de cette dernière. La face de la cellule exposée au soleil est dopée avec des impuretés d'atomes : exemple atome de Phosphore avec 5 électrons périphériques, soit un de plus que le Silicium. Les électrons étant excédentaires : on parle de dopage de type (N) pour couche négative (N). L'autre face est dopée avec des atomes de Bore : atome à 3 électrons périphériques, donc un déficit d'un électron : on parle de dopage de type (P) comme couche positive.

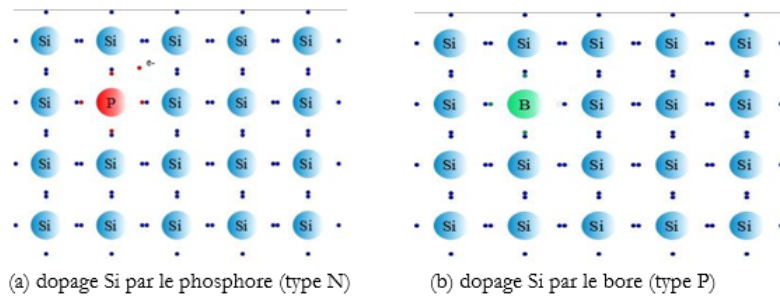


FIGURE 5.4 – Dopage de semi-conducteurs au silicium (type N et P)

Les électrons et les trous se concentrent alors au niveau de l'interface entre les deux tranches. Cela a pour effet de créer un champ électrique créant une barrière de potentiel au niveau de la zone centrale, dite zone de charge d'espace. Cette zone devient un isolant qu'on appelle jonction NP. Le champ électrique ainsi créé a tendance à repousser les électrons vers la zone N et les trous vers la zone P.

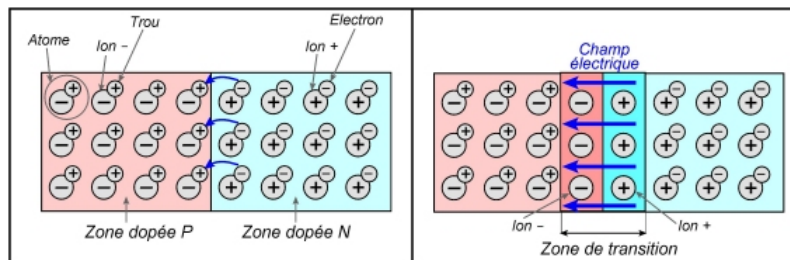


FIGURE 5.5 – La zone de charge espace - jonction PN (©Maxicours)

Lorsque les deux faces sont reliés par un conducteur, un courant se crée. Ainsi, quand la lumière pénètre dans un semi-conducteur, ces photons apportent une énergie permettant aux électrons du silicium de se déplacer, ceux-ci vont migrer vers la zone N grâce au champ électrique, tandis que les « trous » vont vers la zone P. Il se crée donc une différence de potentiel entre les couches N et P de la cellule. Lorsqu'on relie les deux couches par une résistance, le courant circule. Les électrons sont récupérés par une grille conductrice sur le dessus (cathode) et d'un métal conducteur sur le dessous (anode), avant d'aller dans le circuit extérieur sous forme d'énergie électrique [16]

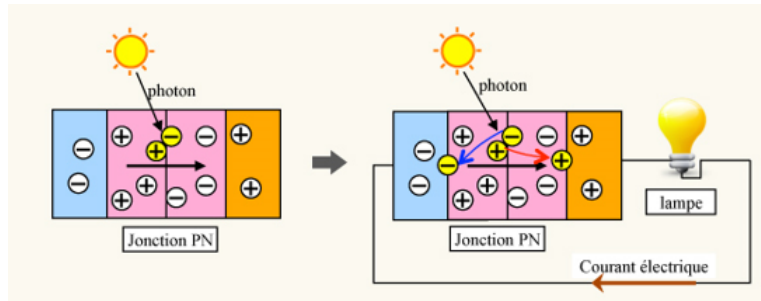


FIGURE 5.6 – La zone de charge espace - jonction PN (©Prof.com)

Une couche antireflet est ajoutée au-dessus de la fine couche conductrice permettant une pénétration maximale des rayons solaires et d'éviter que trop de photons se perdent en étant réfléchis par la surface.

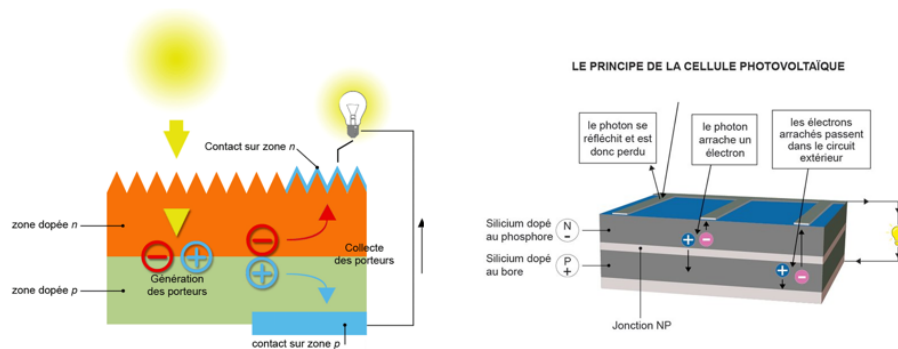


FIGURE 5.7 – Anatomie et principe de fonctionnement d'une cellule PV (©futura – sciences.com)

5.2.3 Le panneau photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques ne produisent qu'une très faible puissance électrique, précisément de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt (0.6 V). Elles ne sont d'ordinaire pas vendues séparément à l'utilisateur, mais sont parfois utilisées seules pour certaines utilisations à besoins faibles en puissance : éclairage de jardin, calculatrice, montre, pile pour gadgets etc... Pour répondre à des besoins plus importants, les cellules sont assemblées pour former un module solaire (ou panneau PV). La connexion en série de plusieurs cellules augmentent la tension : 36 ou 72 cellules (ce nombre varie suivant les fabricants) pour des applications en 12 V ou 24V. Le courant de sortie, et donc la puissance, sera fonction de la mise en parallèle des cellules, tout en en conservant la tension. Ce qui permet de créer de l'électricité et d'alimenter

différents appareils ou installations électriques, et de multiplier les usages, par exemple :

- Une habitation, lorsque l'installation est domestique ;
- Le réseau public d'électricité ;
- Les satellites envoyés dans l'espace ;
- Les véhicules, avions et bateaux solaires.

5.3 Technologie des cellules photovoltaïques

Selon le semi-conducteur utilisé pour élaborer une cellule solaire, la puissance obtenue peut aller du simple au double. De nombreux matériaux peuvent être employés, comme le Tellure de Cadmium, le Sélénium, l'Arséniure de Galium mais ce sont des éléments rares. Le matériau le plus utilisé est le Silicium, présent en quantité à la surface de la Terre.

5.3.1 Le Silicium : qu'est-ce que c'est ?

Le Silicium est un élément chimique (métalloïde de symbole Si) qui n'existe pas à l'état pur dans la nature. On l'obtient par réduction à partir de la silice (dioxyde de silicium SiO_2), composé très abondant dans la croûte terrestre, 25% de la masse de la croûte terrestre. La silice se présente sous la forme d'un minéral dur, on la trouve dans la nature dans :

- Les roches sédimentaires détritiques (sables, grès, quartz),
- Les roches métamorphiques,
- Les roches magmatiques.

Quatorze carrières de sable de silice sont en exploitation en Algérie pour la production de silicium. Les réserves géologiques connues sont de plus de 150 Mt de roches siliceuses pures (teneur en silice élevée $> 97\%$ SiO_2) et plus de 100 Mt de roches siliceuses industrielles à plus de 90% de SiO_2 , exploités surtout pour la production du verre².

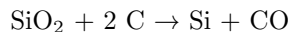


FIGURE 5.8 – Types de gisement de silicium dans la nature

2. Source : Le sable siliceux en Algérie, site Université de Constantine

5.3.2 Extraction du Silicium

Le silicium utilisé pour les cellules photovoltaïques doit être d'une grande pureté. Au départ, il est extrait de l'oxyde par des procédés métallurgiques, selon la réaction :



Cette réaction se réalise dans un four à arc pour faire fondre la silice à 3 000 °C. La puissance du four peut aller jusqu'à 30 MW, afin d'enclencher les réactions chimiques. En réalité, cette réaction de réduction résulte d'un grand nombre de réactions chimiques intermédiaires³. Après cette opération, le silicium liquide obtenu, de pureté de 99%, est utilisé en métallurgie (alliages d'aluminium, silicones...).

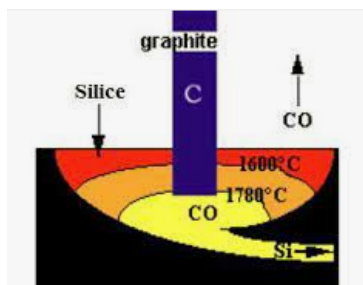


FIGURE 5.9 – Four d'extraction de la Silice (©halou.com)

Il faut le purifier encore de plusieurs ordres de grandeur afin d'obtenir un silicium adéquat pour les applications photovoltaïques (pureté à 99,999 9%).

N.B : Pour des applications électroniques (puces électroniques), on poussera son niveau de pureté à 99,999 999 99%.

Une fois l'étape de purification terminée, vient celle de cristallisation du silicium liquide. Le produit issue est un lingot de silicium à l'état solide. Il existe deux grandes méthodes de cristallisation :

La première permet d'obtenir du silicium polycristallin (composé de plusieurs cristaux).

La deuxième permet d'obtenir du silicium monocristallin (composé d'un seul cristal).

3. Hallousolaire.com

5.3.3 Les différents types de cellules photovoltaïques

Les différentes techniques utilisées de nos jours, ont permis de mettre au point divers types de cellules au silicium. On note que les technologies à base de silicium constituent plus de 90% du marché photovoltaïque⁴. On distingue trois grandes familles de cellules :

5.3.3.1 Les cellules monocristallines :

C'est la filière historique du photovoltaïque, ce sont les photopiles de la première génération. La fabrication de plaquettes de silicium monocristallin nécessite un grand nombre d'étapes et de précautions sont nécessaires. Il faut d'abord réaliser un cristal sous forme de lingot d'une seule pièce, obtenu par refroidissement du bloc de silicium fondu. Une fois solidifié, il est découpé en rondelles de tranches fines afin de former la cellule photovoltaïque. Dans ce qui suit, on décrira une des méthodes pour fabriquer du silicium monocristallin, méthode dite de Czochralski : elle a un bon rendement (de 16 à 24%) mais la méthode de production est laborieuse et coûteuse.

La charge de silicium purifié, mise dans un creuset de quartz, est fondue. Lorsque la surface est à la température limite de solidification, on y plonge un germe monocristallin. Le silicium se solidifie sur ce germe selon la même orientation cristallographique. À partir de ce dernier, on effectue un tirage graduel vers le haut, avec un mouvement de rotation, tout en contrôlant minutieusement la température du creuset de charge fondue, de l'enceinte, la vitesse du tirage, gradient de température, etc⁵...

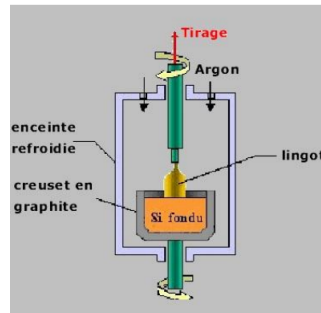


FIGURE 5.10 – Creuset d'extraction du silicium monocristallin (©halou.com)

Un cristal sous forme de lingot de silicium monocristallin, de couleur uniforme grise, est ainsi obtenu. Il est de forme circulaire et de tailles différentes suivant la vitesse de tirage (d'un diamètre généralement compris entre 25 et 450 mm. Pour obtenir des plaquettes de même diamètre un polissage cylindrique est nécessaire [17]

4. mondial Photovoltaics Reports, Fraunhofer ISE, novembre 2016

5. Cours microélectronique, université de Rennes

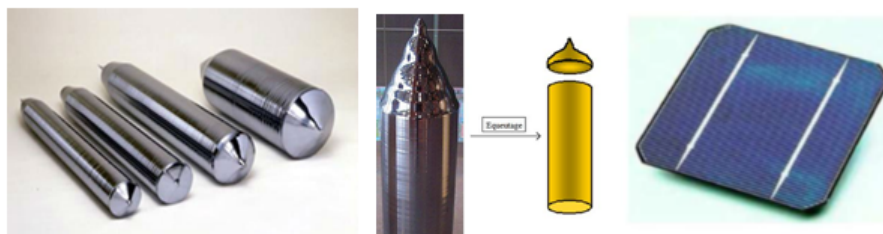


FIGURE 5.11 – Du lingot et équeutage du silicium monocristallin à la cellule PV (©halou.com)

L'évolution de la maîtrise des procédés et des équipements associés fait qu'actuellement on atteint un diamètre de 300 mm pour la fabrication des processeurs. La production du silicium monocristallin demande cependant une plus grande dépense énergétique, même si cette évolution a augmenté le rendement de fabrication et la diminution des coûts de production. Par ce procédé, les extrémités du lingot sont mal cristallisées et comportent de nombreuses impuretés. L'équeutage, illustré en figure 5.11, consiste à éliminer ces extrémités, qui seront refondus pour le départ d'un nouveau cycle de production.

5.3.3.2 Les cellules polycristallines :

La technique de fabrication de ce type de cellule photovoltaïque est plus simple et peu énergivore que la version en silicium monocristallin : Son coût est donc moindre, mais le rendement est plus faible. Pour obtenir ce type de cellules, on fait fondre le silicium dans un creuset en graphite carré et allongé, appelé lingotière. On procède ensuite à un refroidissement lent, de l'ordre de quelques dizaines d'heures.

On obtient au final des lingots cubiques sous forme de plusieurs cristaux. Des avancées technologiques permettent aujourd'hui de produire des cellules à couches minces (de l'ordre de quelques m d'épaisseur), ce qui économise la matière de silicium. La cellule est d'aspect bleuté, non uniforme, et parsemé de motifs laissés par les cristaux. Cette particularité nous permet de reconnaître facilement cette cellule photovoltaïque. On la trouve souvent dans les installations domestiques, agricoles ou industrielles [17]



FIGURE 5.12 – Formes de lingots de silicium polycristallin (©*halou.com*)

Cette forme carrée est recherchée afin d'optimiser l'espace lorsque les plaquettes ainsi obtenues seront placées en série sur un module photovoltaïque. Des avancées technologiques permettent aujourd'hui de produire des cellules polycristallines à couches minces afin d'économiser le silicium. Ces cellules ont une épaisseur de l'ordre de quelques micromètres d'épaisseur et un rendement entre 14 et 18%.

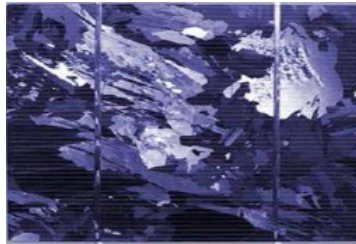


FIGURE 5.13 – Cellule photovoltaïque polycristalline à effet de mosaïque bleutée.

5.3.3.3 Cellule à Silicium amorphe (a-Si) :

Cette cellule solaire, d'aspect brun-rougeâtre à bleu-violet (figure 5.14), est obtenue par dépôts successifs de couches dopées et non dopées de silicium purifié en phase gazeuse ; par vaporisation en couches minces d'épaisseur de 0,5 à 2 m sur un substrat (verre face avant, polymère ou métal face arrière). Contrairement aux procédés précédents, il est moins gourmand en matériau que le silicium cristallin (mono ou poly), et agit à des températures basses. Seulement, le fait de ne pas disposer d'atomes dans une structure en maille cristalline, atomes de formes irrégulières, ce qui lui confère de plus faibles rendements (de 6 à 8%). Son utilisation est recherchée où très peu d'électricité est nécessaire (montres, calculatrices, luminaires de secours) [17]

Ainsi, non seulement la quantité de silicium requise est faible, la cellule amorphe a l'avantage de s'intégrer sur tout type de support, flexible ou rigide, et peut



FIGURE 5.14 – Cellule photovoltaïque amorphe (couleur brun-rougeâtre à bleu-violet).

capter les rayons solaires même par temps nuageux, même si elle a tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière. Autre point positif est que le découpage des blocs de silicium n'est pas nécessaire, et peut être utilisée sur des modules courbes ou souples (Figure 5.15).



FIGURE 5.15 – Rouleaux de cellules amorphes (© *solarpedia.netm*)

5.3.4 Obtention des wafers photovoltaïques

On vient de voir que le silicium peut exister à température ambiante sous différentes structures, dont les deux extrêmes sont respectivement l'état cristallin (monocristallin ou multicristallin) et l'état amorphe. Ce dernier, contrairement au silicium à l'état cristallin, se présente sous forme de rouleau qu'il suffit de découper pour réaliser un panneau. Par contre, les deux autres sont en forme de lingots cylindriques (silicium monocristallin) ou parallélépipédiques (silicium polycristallin), qu'il faut découper en fines tranches rondes pour le monocristallin ou carrées pour le polycristallin. Ce débitage des lingots se fait par un

procédé de sciage à fils multiples, ce qui permet d'obtenir une multitude de wafers (signifie "galette") au cours d'une seule passe. L'amélioration des techniques au cours de ces dernières années a permis de réduire l'épaisseur des wafers de 300 μ m à 200 μ m ; ce qui minimise considérablement la perte de découpe et donc d'économiser du matériau. L'étape du sciage représente un élément déterminant dans le coût de la production des cellules.

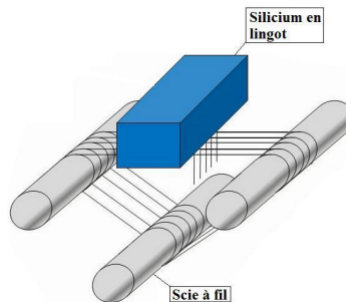


FIGURE 5.16 – Scie à fil pour découpe des lingots de silicium (© *sti2d.patgue.com*)

Après la découpe, une fine couche de silicium y est parfois déposée par épitaxie en le trempant dans un bain de vapeur de silicium. Ce traitement améliore la pureté de la couche supérieure du wafer pour enrichir en éléments dopants (de type P ou N) et un polissage pour en éliminer la moindre aspérité. Pour en améliorer la pureté de la couche supérieure du wafer, une fine couche de silicium y est parfois déposée après la découpe, par épitaxie en le trempant dans un bain de vapeur de silicium. Ensuite, les wafers sont métallisés : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois cette dernière étape finie, les wafers deviennent des cellules photovoltaïques.

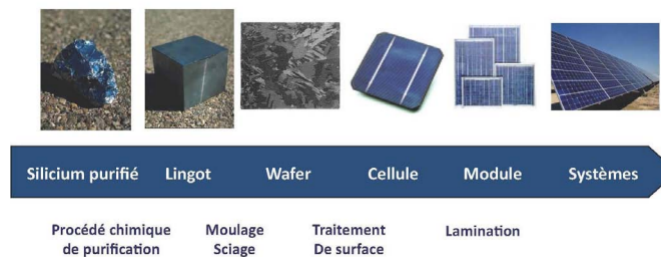


FIGURE 5.17 – Etapes de fabrication de la cellule PV (© *sti2d.patgue.com*)

5.4 Autres technologies prometteuses

Pour être de plus en plus compétitif et afin d'adapter sa production pour répondre aux besoins tant énergétiques qu'environnementales, l'industrie du photovoltaïque se tourne aujourd'hui vers le développement de techniques qui utiliseront à terme beaucoup moins de matière ou à chercher des matériaux moins onéreux. Les principaux axes de recherche et d'innovation future s'orientent vers le solaire à concentration, le dépôt sur ruban, les panneaux à couche fine et les matériaux organiques.

5.4.1 Le solaire photovoltaïque concentré (CPV)

Cette technologie pénétré de plus en plus le marché actuel. On intègre des lentilles de Fresnel ou des miroirs paraboliques afin de concentrer les rayons du soleil sur une petite cellule solaire photovoltaïque multi-jonction qu'on place au plan focal du dispositif. En effet, la cellule mono-jonction en silicium a le défaut structurel de posséder un spectre d'absorption ne couvrant pas tout le spectre du rayonnement solaire reçu par la surface terrestre. On substitue donc à cette cellule, un empilement de trois jonctions p-n successives associant des semi-conducteurs différents (de la famille III et IV) à spectre d'absorption beaucoup plus large.

Grâce à cette technologie de concentration, à puissance égale, elle permet d'utiliser 1 000 fois moins de matériel photovoltaïque que dans les panneaux photovoltaïques à insolation directe. Le rendement expérimental maximal obtenu avec cette technologie est pour le moment de 46%, au moins deux fois supérieur à celui d'un panneau à silicium⁶. On rappelle que le rendement théorique maximum de la conversion photon-électron est de l'ordre de 85%⁷. Un prototype, moins onéreux, développé par Insolight® affiche un rendement de conversion de 36,4%. Pour cela, la startup a réalisé en plastique transparent plat une très fine structure optique qui focalise les rayons vers de minuscules surfaces de ces cellules.



FIGURE 5.18 – Prototype de panneau solaire à concentration (© Insolight)

6. New world record for solar cell efficiency at 46% , Fraunhofer ISE

7. Electricité solaire photovoltaïque, CNRS

Seulement, d'un point de vue économique, il n'en est pas de même. Il est en effet nécessaire d'intégrer les coûts supplémentaires attachés aux optiques de concentration, aux trackers d'orientation et à la fabrication de cellules photovoltaïques multicouches. Le refroidissement de la structure ne nécessite aucun fluide, il se fait par convection naturelle, donc pas de conséquence sur le coût.

5.4.2 La cellule photovoltaïque à couche mince

Une filière dite de deuxième génération. Elle regroupe trois grands types : tellure de cadmium (CdTe), cellule CIGS et la cellule présentée précédemment en silicium amorphe (a-Si). Comme dans les cellules de première génération issues du silicium, elles utilisent le principe de la jonction PN. La différence réside sur leurs structures ; elles forment une jonction complexe constituée de matériaux de nature différentes, comme :

- **Tellure de cadmium (CdTe)** : Ce matériau absorbe très bien la lumière et peut être déposé en couches minces par des méthodes chimiques ou par un dépôt sous vide. Il est employé en une seule couche scellée entre deux plaques de verre. Cependant son rendement reste encore assez faible et la toxicité du cadmium pose un problème une fois la cellule en fin de vie.

- **Cellule CIGS (matériau semi-conducteur fait d'un alliage de Cuivre, d'Indium, de Sélénium et de Gallium)** : L'alliage CIGS entre essentiellement dans la fabrication d'une cellule solaire utilisée sous forme d'une couche mince polycristalline (de 1 à 2.5 μm). Les couches CIGS peuvent être réalisées : par co-évaporation par appel à la technologie du vide, du cuivre, du gallium et de l'indium en surpression de sélénium ; ou par étalement des nanoparticules des matériaux cités sur un substrat (rigide : verre de silicate ; flexible : plastique, feuille métallique) par frittage (procédé de fabrication de pièces consistant à chauffer une poudre sans la mener jusqu'à la fusion afin que les grains se soudent entre eux et forment une cohésion du matériau de la cellule). La cellule CIGS offre une efficacité de conversion énergétique la plus élevée des cellules en couche mince (très bon coefficient d'absorption). Autre avantage, sa conception avec des matières premières nécessaires autres que le silicium, moins toxiques et plus faciles à se procurer (même si le silicium soit très abondant sur terre).

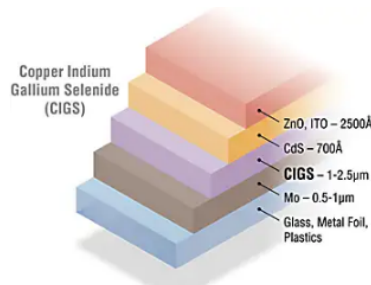


FIGURE 5.19 – Prototype de panneau solaire à concentration (© *Insolight*)

5.4.3 Les cellules solaires organiques OPV (polymères, moléculaires, hybrides)

L'effet photovoltaïque dans les matériaux organiques a été observé depuis plus de 30 ans. Ce type de cellules dites de troisième génération, visent à remplacer les matériaux minéraux par des semi-conducteurs de synthèse (ex. plastique). Elles sont élaborées à partir de fines couches organiques qui sont déposées dans une solution liquide placée entre deux électrodes. Ces cellules présentent de réelles perspectives d'avenir : En effet, contrairement au silicium dont la production nécessite de très hautes températures, leurs fabrications impliquent un faible coût financier et énergétique et un faible impact environnemental. De plus, elles présentent de bonnes propriétés d'absorption, légères, facile à déposer sur des substrats flexibles (films en plastiques, textiles etc.). Le faible coût de la fabrication et la non-toxicité des matériaux renouvelables utilisés en font une solution d'avenir très intéressante.

Si aujourd'hui les rendements obtenus avec les cellules organiques (5%) sont loin de concurrencer les cellules solaires. Une des difficultés importantes qui limite le rendement des cellules solaires organiques réside dans les propriétés des matériaux actifs actuellement utilisés : L'étude réside sur la conduction électronique dans le cas des matériaux organiques. Cette prospection nécessite au préalable la possibilité de création ou d'injection de porteurs de charges libres. Au niveau moléculaire, cela implique une ionisation facile, soit par éjection des électrons des plus hauts niveaux électroniques occupés de la molécule HOMO (Highest Occupied Molecular Orbitals), soit par capture d'électrons dans les plus bas niveaux électroniques inoccupés LUMO (Lowest Unoccupied Molecular Orbitals)⁸.

L'accélération des recherches et des innovations sur les combinaisons de molécules pourrait rapidement rendre cette filière viable et permettre un rendement optimal. Elles se regroupent sous le nom de cellules à colorants, cellules à polymères ou encore cellules à pérovskites.

5.4.4 La cellule photovoltaïque tandem

Une solution préconisée pour augmenter l'efficacité d'une cellule photovoltaïque consiste à coupler une cellule solaire en silicium avec un autre semi-conducteur ayant une bande interdite plus grande (ex. couche amorphe et une autre de silicium cristallin - mono ou poly). Cela constitue une cellule PV dite tandem : tandem monolithique à deux contacts 2TT (les sous-cellules supérieure et inférieure sont connectées électriquement et optiquement), et tandem à quatre contacts 4TT (les deux sous-cellules sont électriquement indépendantes). Son rendement est intéressant, mais sa fabrication est et chère à produire.

8. A.J. Attias, Techniques de L'ingénieur, dossier E1862

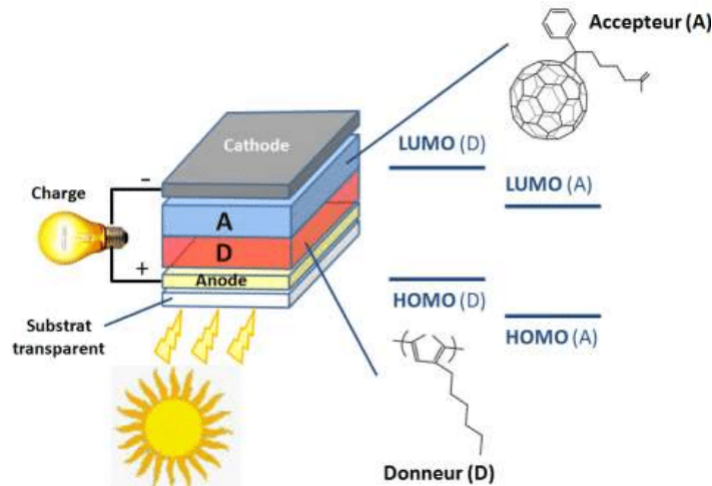


FIGURE 5.20 – Structure d’une cellule PV Organique (© *ResearchGate.net*)

5.4.5 La cellule photovoltaïque multi-jonction

Une cellule photovoltaïque n’absorbe pas l’ensemble du rayonnement émis par le soleil, elle n’est sensible qu’à une partie du spectre électromagnétique. Tout comme l’œil humain, chaque type de semi-conducteur est caractérisé par une longueur d’onde maximale au-delà de laquelle il est incapable de convertir le photon en énergie électrique. Le schéma suivant représente les courbes de réponse spectrale d’une cellule au silicium amorphe et silicium cristallin, et celle de l’œil humain.

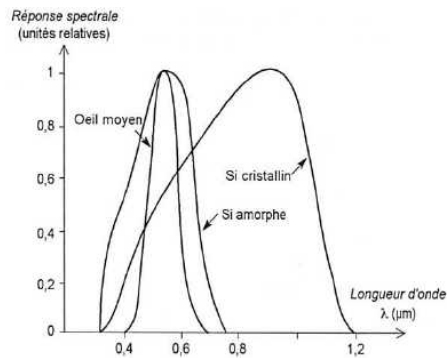


FIGURE 5.21 – Réponse spectrale œil humain, silicium amorphe et cristallin

Par contre, la cellule photovoltaïque multi-jonction est composée de différentes couches empilées de matériaux semi-conducteurs de gaps différents (ex. GaAs, Ge et GaInP₂) qui convertissent ainsi plusieurs longueurs d’ondes. La première

fut mise au point par la société japonaise Sharp[©] en novembre 2011. Elle est utilisée essentiellement dans le milieu spatial, et actuellement dans le solaire photovoltaïque concentré (*cf. paragraphe ci-dessus*). D'où l'intérêt de choisir des matériaux avec des longueurs aussi proches les unes des autres que possible ; cet empilement de jonctions permet d'atteindre une efficacité de conversion nettement plus importante que celle en silicium monocristallin, elle offre un rendement optimal d'environ 40%.

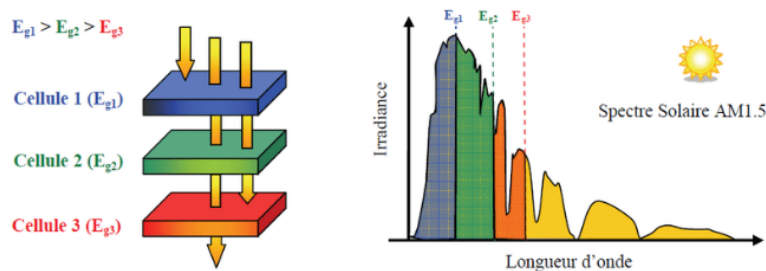


FIGURE 5.22 – Principe de la cellule multi-jonction ([©]ResearchGate.net)

5.4.6 La cellule CZTS

Les techniciens de divers laboratoires technologiques n'arrêtent pas de rechercher de nouveaux matériaux semi-conducteurs afin de créer les cellules PV de demain. Il s'agit d'un projet en cours d'élaboration, une technologie qui mélange du Cuivre, du Zinc, de l'Étain et du Soufre (ce qui forme le sigle CZTS), même si le rendement reste moyen (7.6% en laboratoire). Ce sont des matériaux non toxiques et disponibles en grande quantité sur la surface de la Terre. Ces cellules sont composées de pellicules fines, moins de 5 μ m d'épaisseur, qui absorbent l'énergie solaire sur un support rigide comme le verre, flexible comme le plastique, ou d'autres surfaces incurvées, transparentes.

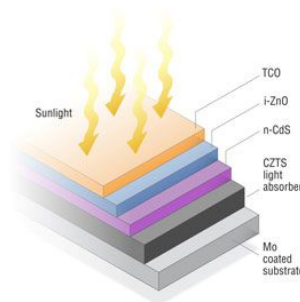


FIGURE 5.23 – Les différentes couches d'une cellule CZTS – NREL ([©]Solarpedia)

5.4.7 Les cellules à matériaux ‘boîtes quantiques’ (*quantum dot*)

Les différentes techniques du photovoltaïque (cf. figure 23) n’ont pas encore atteint leur plein potentiel. Une nouvelle piste de recherche que les CSTZ est à explorer, celle de l’usage de matériaux composés de ‘boîtes quantiques’ (BQs). Cette perspective promet d’atteindre des rendements de 65% dans le futur⁹.

Il s’agit d’une nanostructure de semi-conducteurs, se comportant comme un puits de potentiel, minimum local d’énergie potentielle qui confine les électrons dans un espace restreint (de l’ordre de la longueur d’onde des électrons), ce qui la rend capable d’absorber de la lumière. Le chercheur M. Lusk de la *National Science Foundation* (NSF) estime que : ‘nous pouvons désormais concevoir des matériaux nano structurés qui génèrent plus d’un exciton à partir d’un seul photon de lumière’, ce qui met à profit une grande partie de l’énergie qui serait autrement considérée comme de la chaleur.

Les dispositifs à multi-jonctions d’Arséniure de gallium (GaAs) sont les cellules les plus efficaces. Ils possèdent un très haut rendement, mais reste très onéreux du fait des éléments utilisés. Il est utilisé dans le domaine spatial ou sur des systèmes à concentration¹⁰. Il est certain que ces résultats contribueront efficacement à l’élaboration de cellules de demain. Il reste toutefois du chemin à parcourir avant une éventuelle exploitation commerciale.

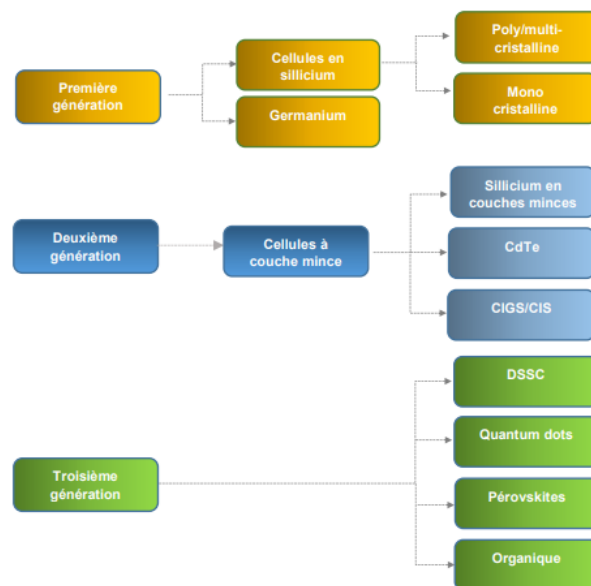


FIGURE 5.24 – Classification des principales technologies des cellules PV[14]

9. R. Parker, ‘Quantum Dots May Boost Photovoltaic Efficiency To 65%’, futurepundit.com, 24 mai 2005

10. greencarcongress.com, consulté le 30 novembre 2017

La figure qui suit montre l'évolution des rendements en perpétuel progrès des différents types de cellules photovoltaïques de 1975 à 2020.

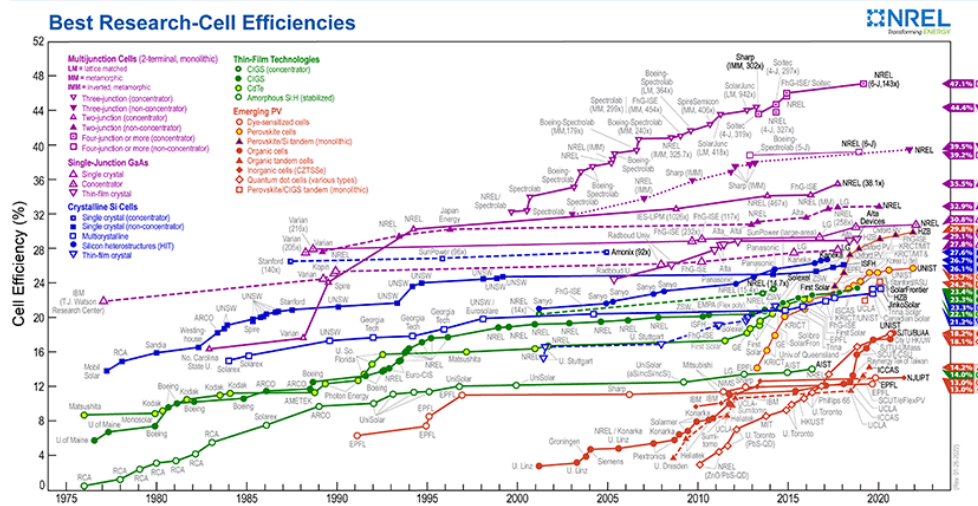


FIGURE 5.25 – L'évolution temporelle de la capacité des cellules PV (© Nat. Renewable Energy Laboratory)

5.5 Tableaux récapitulatifs des avantages et inconvénients

Types de cellules PV	Rendement maximal	Avantages	Inconvénients
Silicium amorphe	8% [Annuaire de la recherche et de l'industrie photovoltaïques françaises]	- Une utilisation sous forme souple ou rigide, sur une surface importante. - Fonctionne même avec une faible luminosité. - Peu sensible à l'échauffement	- Un rendement faible par rapport au monocristallin. - Une technologie peu développée et inopérante pour une production importante d'électricité.
Silicium polycristallin	18% [Annuaire de la recherche et de l'industrie photovoltaïques françaises]	- Meilleur rapport rendement/prix du marché. - Forme carrée (meilleur agencement dans le module). - nombre de fabricants élevé.	- Un procédé de fabrication coûteux. - Nécessite une luminosité optimale. - Sensible à l'échauffement, baisse de rendement à 60°C. - Rendement faible sous un faible éclaircissement.
Silicium monocristallin	15 à 18% 25% (lab.) [Annuaire de la recherche et de l'industrie photovoltaïques françaises]	- Un excellent rendement. - Un aspect uniforme souvent jugé plus esthétique que le polycristallin. - nombre de fabricants élevé.	- Un procédé de fabrication délicat, donc très coûteux. - Nécessite une luminosité optimale (rendement faible sous un faible éclaircissement). - Sensible à l'échauffement, baisse de rendement à 60°C.
Cellule Tandem	26%	- Un rendement prometteur. - Une capacité à capter une large part du spectre lumineux.	- Une technologie qui demeure au stade expérimental. - Un procédé de fabrication complexe et très coûteux.
Cellule à concentration	45% (laboratoire)	- Peu sensible à la chaleur. - A puissance égale, 1 000 fois moins de matériel qu'une insolation directe.	- prix très élevé nécessite un dispositif de concentration (lentille de Fresnel) et de suivi du soleil (tracker)
Cellule Pérovskite	25% (commerce) 40% (laboratoire)	- Un rendement prometteur. - Un coût de fabrication abordable.	- Problème de stabilité et de résistance. - Utilisation de matériaux toxiques. - Stade expérimental.
Cellule CIGS	19%	- Matériaux non toxique. - Technologie résistante sur substrat flexible. - Bon rendement pour une cellule en couche mince	- Raréfaction de l'indium nécessaire à leur fabrication. - Un rapport prix/rendement défavorable que les cellules "épaisses".

Cellule CdTe	9 à 13% 17% (laboratoire)	- Peu coûteuse en rapport prix/rendement. - bonne performance en cas de faible luminosité. - moins sensible à la chaleur que le silicium.	- Utilisation de matériaux toxiques et rares (Cadmium). - Rendement moyen.
Cellule multijonction	32% 47% (laboratoire) <i>[Le journal du photovoltaïque, n°11, 2014]</i>	- Le meilleur rapport rendement/masse du marché. - Un record de rendement pour des cellules photovoltaïques en utilisation commerciale.	- Un coût de fabrication élevé. - Une technologie de pointe pour le moment réservée à l'industrie spatiale. - peu de ressources d'In sur terre.
Cellule boîte quantique	65% (laboratoire) 87% (théorique)	- Un rendement théorique très important. - Une technologie compatible avec différents types de semi-conducteurs.	- Une technologie qui demeure au stade théorique. - Pas d'application commerciale envisagée avant plusieurs décennies.
Cellule organique	25%	- Une technologie potentiellement peu coûteuse. - Des matériaux de fabrication légers et largement disponibles. - facilité de la fabrication.	- Une technologie qui demeure au stade expérimental. - Mauvaise résistance aux intempéries et à la chaleur. - durée de vie faible.
Cellule transparente (polymère organique)	7 à 9%	- Intégration presque parfaite (ex. téléphone smartphone). - Applications multiples. - Cellule solaire flexible.	- Transparence entre 70 et 90%. - Coût encore trop élevé. - rendement 2-3% à 90% transparence.
Cellule CZTS	12,6% (laboratoire) <i>[Le journal du photovoltaïque, n°11, 2014]</i>	- utilisation de matériaux courants. - matériaux non toxiques	- rendement moyen.

TABLE 5.1 – Comparaison des différentes technologies des cellules PV

5.6 Le panneau solaire photovoltaïque

Le panneau solaire en cadre d'aluminium, fabriqué en 1954 par les laboratoires Bell, est la forme la plus courante d'un système de conversion du rayonnement solaire en électricité. Au départ, utilisé essentiellement pour la conquête spatiale; on le retrouve actuellement dans de nombreuses utilisations : installé en toiture d'une maison, embarqué sur un véhicule, bateau ou même avion, ou disposé en grand nombre pour former une centrale solaire. Selon le guide pratique UTE C15-712, on définit le panneau photovoltaïque comme le plus petit ensemble de cellules solaires photovoltaïques interconnectées complètement protégé contre l'environnement. Avec l'évolution des techniques de recherche et de fabrication des cellules photovoltaïques, il ne cesse de s'améliorer (en durée de vie, en forme et en rendement) et de voir ses coûts de production du kWh baissé, ce qui en fait une énergie véritablement concurrentielle.

5.6.1 Composition du panneau solaire

Le panneau solaire est composé de plusieurs couches afin d'assurer l'isolation électrique et la protection contre les agressions extérieures des cellules photovoltaïques (fragiles et sensibles à l'environnement extérieur). La première étape de fabrication est l'encapsulation. Elle a pour but de regrouper les cellules en série ou en parallèle, selon son utilisation à des tensions et des courants pratiques. Et surtout de mettre en sandwich, entre deux plaques de verre (procédé bi-verre) ou une plaque de verre et un ensemble de couches minces de polymère (procédé mono-verre), l'ensemble des composants du panneau.

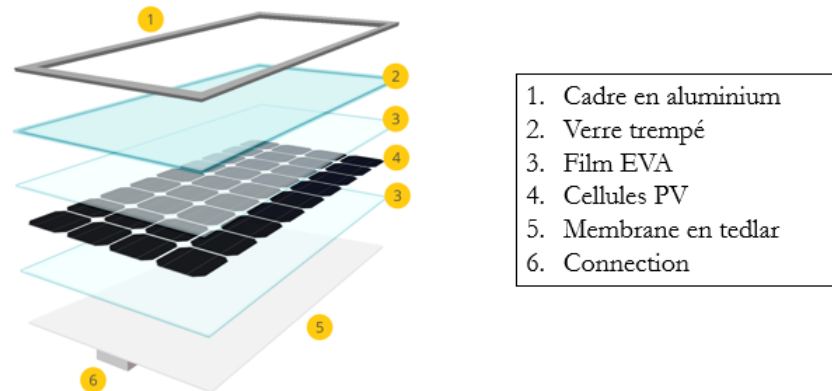


FIGURE 5.26 – Composition d'un panneau solaire (© *ecosources.org*)

5.6.1.1 Le cadre en aluminium

Par sa haute résistance à l'humidité ainsi qu'aux chocs mécaniques, il protège l'ensemble des constituants du panneau. Il permet également la manutention et la fixation du panneau. Il peut être anodisé, ce qui octroie aux matériaux une meilleure résistance à l'usure, à la corrosion et à la chaleur.

5.6.1.2 Le verre trempé

Il s'agit d'un verre trempé de 4 mm d'épaisseur pour protéger les cellules des chocs comme la grêle. Il est appelé "verre solaire", car il possède une faible teneur en fer et une bonne propagation optique ($\simeq 95\%$) dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm) : Sa face extérieure est traitée, elle est recouverte de nano pores qui piègent la lumière incidente et réduisent la réflexion en surface (\leq à 8%). Sa face intérieure est micro-structurée, ce qui augmente le rendement par éclairage diffus. Le verre peut recevoir également un traitement anti-reflet pour augmenter l'absorption des rayons lumineux. Il est entouré d'une jointure d'étanchéité en caoutchouc pour éviter l'infiltration de l'eau de pluie.

5.6.1.3 Film EVA (pour *Ethylene, Vinyl, Acetate*)

C'est un polymère thermodurcissable, une feuille en résine souple, transparente, à grande propriété adhésive, diélectrique et thermique. Deux couches EVA enrobent la matrice cellulaire (assemblage des cellules solaires, les diodes by-pass et la grille conductrice) sans altérer l'effet photovoltaïque. Cette encapsulation est hermétique : elle empêche l'air et l'humidité d'atteindre la cellule photovoltaïque et doit résister le plus longtemps possible aux radiations solaires.

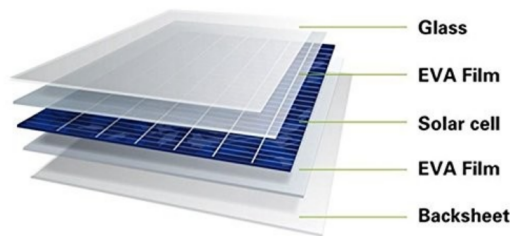


FIGURE 5.27 – Enrobage des cellules entre deux films EVA (©en.aliradar.com)

5.6.1.4 Les cellules photovoltaïques

Toutes les cellules composant le module photovoltaïque doivent être identiques. Elles sont appariées en fonction de leurs propriétés électriques. Ensuite, elles sont soudées deux à deux, par de fins rubans métalliques. La connexion se fait du contact en face avant (-) au contact en face arrière (+). Les rubans adhèrent par soudure à la cellule PV grâce à une lamelle de cuivre étamé (cuivre + étain).

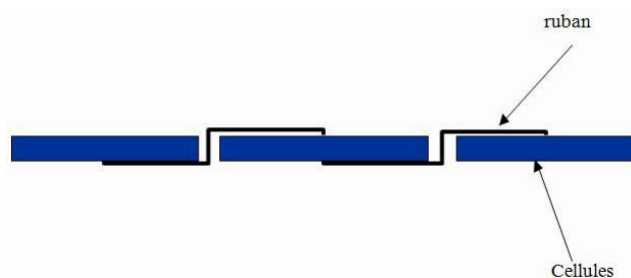


FIGURE 5.28 – Connexion des cellules PV (©*en.aliradar.com*)

Sur la face du dessous, on dépose un film polymère transparent (**mylar**), de constante diélectrique très élevée lui permettant d'être utilisé pour l'isolation électrique des connexions de la face arrière des cellules.

5.6.1.5 La membrane en tedlar

Cette membrane en PVF (polymère de la famille des fluorures de vinyle) a plusieurs propriétés chimiques, mécaniques et électriques. L'inertie du polymère, déposé en surface, permet de protéger le panneau des agressions extérieures : UV, atmosphère corrosive, variation température, abrasion ... Et offre une résistance à une large gamme de produits chimiques, solvants et agents de coloration.

5.6.1.6 La boîte de jonction

La boîte de jonction solaire tient une place essentielle dans un panneau solaire. Son utilité est simple, elle permet de connecter les cellules photovoltaïques au reste de l'installation électrique par des câbles de sorties qui conduisent le courant généré. Elle comprend une boîte de dérivation en plastique qui regroupe les fils électriques du panneau et protège contre une surintensité du courant.

5.6.2 Fabrication du panneau solaire

5.6.2.1 Etape de lamination

Le processus de lamination consiste à chauffer les modules et en même temps à les plaquer, sous vide (pour éviter la corrosion), pour qu'ils deviennent très fins. Ce processus se fait par une machine de plastification dite "le laminateur". Elle dispose d'une chambre supérieure et d'une chambre inférieure. La température et la pression de chacune de ces chambres sont contrôlées grâce à une pompe à vide et des résistances chauffantes.

Le premier cycle de la lamination débute par l'introduction de l'ensemble constitué de cellules et des matériaux encapsulants (verre, EVA, cellules, mylar, tedlar, aluminium), dans la chambre inférieure du laminateur à T° maintenue constante à 100 °C.

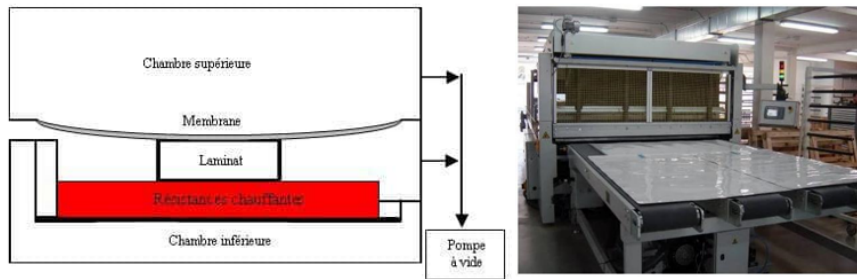


FIGURE 5.29 – Schéma de la lamination et laminateur (© futura – sciences.com)

Ensuite, on procède au pompage de l'air se trouvant à l'intérieur de la chambre inférieure durant 5 minutes sous une pression de 0.1 mmHG (soit quasiment sous vide). Tandis que la chambre supérieure sera mise sous pression atmosphérique en 1 minute de temps.

Le second cycle est celui de la polymérisation : elle s'effectue à 156 °C pendant 15 minutes. Il s'agit d'une réaction de polymérisation de l'EVA ; les matériaux encapsulants se lient fortement jusqu'à obtention d'un ensemble compact. Après refroidissement, à 100 °C, la chambre inférieure est mise sous pression atmosphérique alors que celle du haut revient à 0.1 mmHg [18].

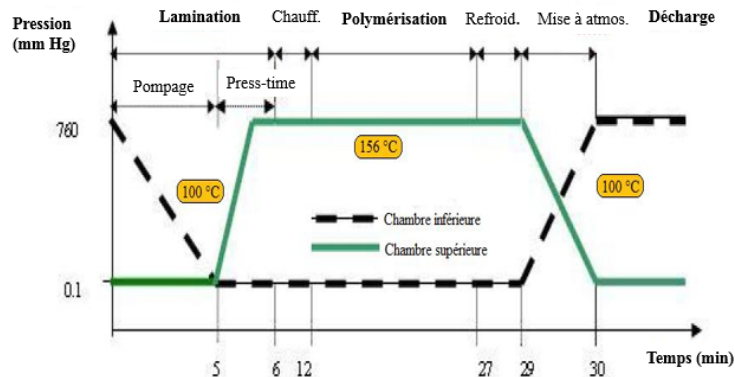


FIGURE 5.30 – Cycle de lamination et polymérisation (© futura – sciences.com)

5.6.3 La connectique photovoltaïque

La connectique regroupe toutes les techniques liées aux connexions physiques des liaisons électriques. Sur la face arrière des modules se trouvent un boîtier duquel s'échappent deux câbles unipolaires. Le branchement en série de deux

modules s'effectue simplement en branchant le pôle positif de l'un sur le pôle négatif de l'autre. Aujourd'hui, la très grande majorité des fabricants de modules intègrent avec leur produit des connecteurs mâles et femelles à l'extrémité afin de faciliter le câblage. On montre en figure 29 la position en arrière du panneau du boîtier de connexion et quelques types de connecteurs des fabricants MC® (multi contact) et Tyco®.

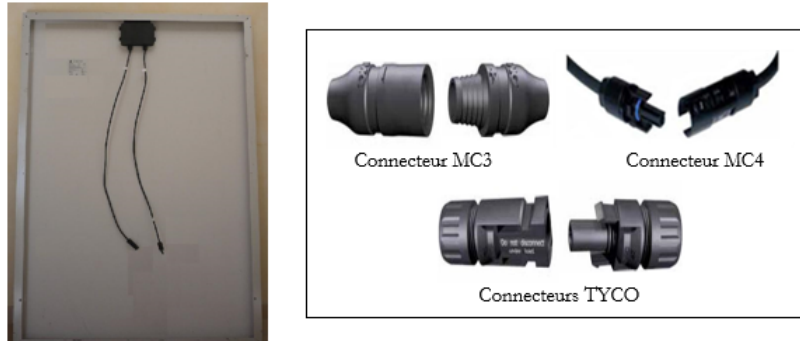


FIGURE 5.31 – Boîtier de connexion et types de connecteurs

Connecteur MC3 : permet de connecter rapidement et sûrement des modules.

Connecteur MC4 : nouvelle évolution des connecteurs MC3, il dispose d'une fonction de verrouillage dit "Snap-In" qui facilite le branchement. Les connecteurs mâles et femelles restent ancrés l'un dans l'autre et ne peuvent être déconnectés qu'en actionnant un processus de déverrouillage mécanique.

Connecteurs TYCO : connecteur de conception d'une autre société que MC.

5.6.4 Les normes réglementaires des modules PV

Dans le monde, la conception et la mise en œuvre des installations photovoltaïques sont encadrées par des normes réglementaires d'application obligatoire. En général, elles sont régies par la Commission Électrotechnique Internationale (CEI) ou IEC en anglais (*International Electrotechnical Commission*) : une organisation internationale de normalisation chargée des domaines de l'électricité et de l'électronique (similaire à l'Organisation internationale de normalisation ISO). On citera :

- La norme CEI 61727 établit les modalités de raccordement de panneaux au réseau d'électricité et à l'installation électrique intérieure ;
- La norme IEC 61730 détaille la qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules. Elle aborde les exigences d'essai et de construction en matière d'accidents corporels, départ de feu et toutes préventions électriques, mécaniques et environnementales.
- La norme CEI 61215 : dédiée aux modules de type silicium cristallin, elle

certifie une garantie de qualité en matière de stabilité mécanique et de respect des paramètres électriques du module.

- La norme CEI 61646 : dédiée aux modules de type couche mince.

En ce qui concerne les modules photovoltaïques, plusieurs normes, décrites au tableau ci-dessous, s'appliquent en Algérie :

CODE	DESCRIPTION
NA 16562	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV). - Partie 1 : Exigences pour la construction
NA 16565	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV). - Partie 2 : Exigences pour les essais
NA 10454	Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation
NA 10451	Dispositifs photovoltaïques - Mesure des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques

TABLE 5.2 – Normes algériennes sur les dispositifs PV

5.7 Installation des modules photovoltaïque

Nous gardons à l'esprit que pour optimiser au mieux le rendement de production d'énergie d'une installation solaire, il est très important d'orienter le module, durant toute l'année, suivant l'axe d'exposition et de manière d'avoir une inclinaison perpendiculaire aux rayons du soleil. Une exigence généralement impossible à obtenir car la position du soleil varie en fonction de l'heure de la journée et aussi en fonction des saisons (**cf. chapitre3, paragraphe3.2**). Ainsi, les modules sont fixés sur une structure, en aluminium ou acier galvanisé, conçu à servir de support structurel et de protection nécessaires, d'une part ; et d'autre part, selon le type du système PV, à adapter l'orientation et l'inclinaison. En hémisphère nord, l'orientation plein sud est la meilleure possible pour produire le maximum d'électricité.

5.7.1 Structure de panneau fixe ou sur système mobile

Les structures des modules solaires peuvent être fixés au sol ou sur des systèmes mobiles de poursuite du soleil, appelés "*trackers*". Le montage à inclinaison fixe maintient le panneau PV à une orientation et un angle d'inclinaison fixe : ils sont simples à installer, nécessite moins d'entretien, et surtout moins coûteux. L'inconvénient est qu'on peut opter pour une orientation et un angle fixe, bien précis, qui ne sera presque jamais optimal (l'énergie ne pourra être exploitée au maximum que pendant une brève période). Il semble qu'une inclinaison des

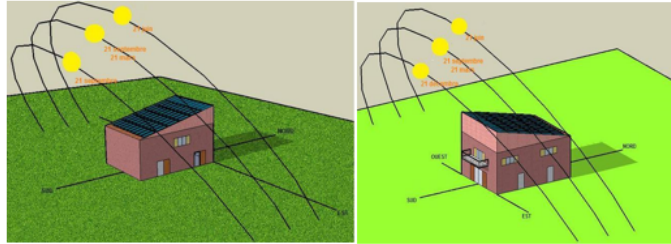


FIGURE 5.32 – Orientation panneau photovoltaïque
(©photovoltaïqueguiden.fr)

modules à 30° permet de produire, globalement sur une année, le maximum de kWh électrique. Des calculs d'optimisation montrent que l'inclinaison optimale sur une année en Algérie est de 32° (voir 30° au sud).

Quant aux supports qui suivent la course du soleil, ils se positionnent automatiquement au long de la journée, s'adaptant constamment afin de maximiser l'exposition des panneaux et leur puissance. Ils peuvent augmenter le rendement énergétique jusqu'à 30%, mais reste assez onéreux et demande plus d'entretien. Par contre, on aura besoin de moins de panneaux. Il existe deux types de suiveurs, à axe simple ou double : les premiers ne changent que l'orientation ou l'angle d'inclinaison, par contre les seconds à double axe changent à la fois l'orientation et l'angle d'inclinaison, ainsi le rendement peut s'élever jusqu'à 37%. La figure ci-dessous illustre l'avantage d'installation de ces deux types de système [19]. Ce type de dispositif concerne généralement que les grandes centrales solaires, pas les installations photovoltaïques domestiques.

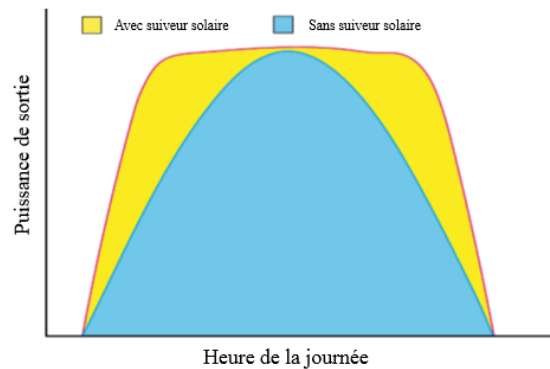


FIGURE 5.33 – Avantage des systèmes de suiveurs solaires

5.7.2 Différents types de systèmes photovoltaïques

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés à un réseau (avec ou sans stockage) :

5.7.2.1 Les systèmes autonomes

Le système PV autonome est complètement indépendant au réseau électrique, utilisé essentiellement en région isolé. Ils produisent leur propre électricité à partir de modules PV installés sur la toiture. On recense différentes possibilités de couplage entre le panneau et la charge : direct ou avec adaptateur d'impédance MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), à fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique (si surplus d'énergie) sous forme chimique ou mécanique [20]

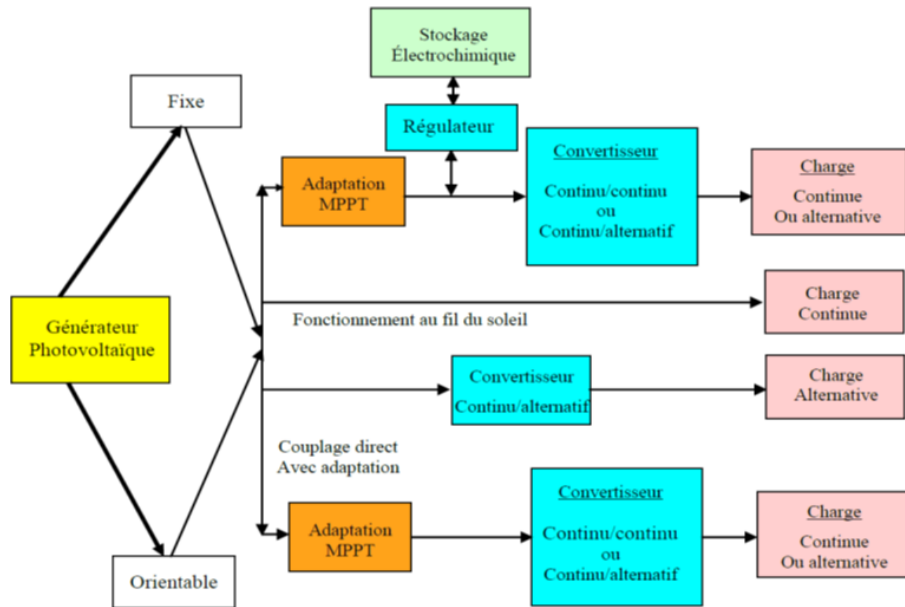


FIGURE 5.34 – Les différents couplage panneau PV-Charge

Le type au fil du soleil est le plus simple d'utilisation, la production électrique est directement proportionnelle à l'ensoleillement. Comme utilisation, on citera par exemple la pompe de pompage d'eau de puits, parcomètres...

5.7.2.2 Les systèmes hybrides

Ils associent une ou plusieurs sources d'énergie (renouvelable ou conventionnel). Cette association permet d'obtenir une production électrique continue par



FIGURE 5.35 – Pompage d’eau de puits par couplage direct au panneau PV

complémentarité des sources. La figure 34 schématise les différentes sources possibles (PV, éolien, concentrateur, réseau...) [21].

Les sources sont connectées en série avec un convertisseur (hacheur (cas PV) ou redresseur (cas source alternative) pour alimenter la charge via un système de surveillance et de contrôle par commande de mise en marche et arrêt des générateurs et du système de stockage. Dans la topologie de bus continu, un onduleur alimente la charge alternative et doit suivre la consigne fixée pour l’amplitude et la fréquence. Dans une seconde configuration tous les composants du système hybride sont reliés à la charge alternative.

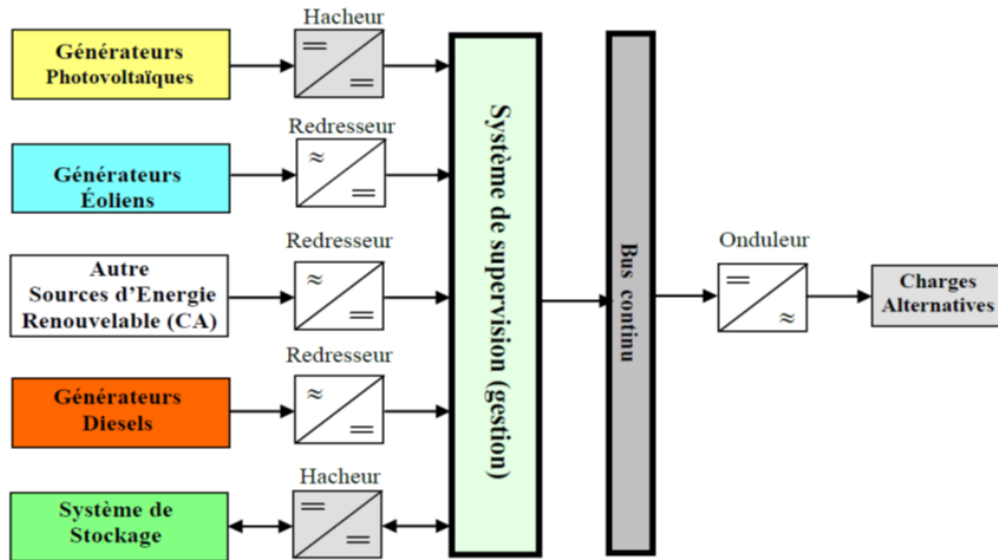


FIGURE 5.36 – Configuration du système hybride à bus continu.

5.7.2.3 Les systèmes connectés au réseau

Lorsque des lignes électriques permettent de se raccorder au réseau, il est possible d’injecter directement l’électricité produite par l’installation autonome. Il

produit sa propre électricité et achemine, sans stockage, son excédent d'énergie vers le réseau électrique, après transformation du courant continu en courant alternatif par un onduleur. Des efforts continus sont maintenus par des chercheurs pour apporter un nouveau paramètre de mutualisation d'échanges et de transformation du système autonome en un système photovoltaïque connecté. L'énergie est ainsi produite au plus près des lieux de consommation et ne nécessite pas de stockage en batterie, ce qui est économiquement plus rentable par rapport à d'autres systèmes du marché de distribution de l'électricité (voir figure 5.35) [22]. Il faut prévoir dans ce cas un système de comptage pour mesurer l'importation et l'exportation d'électricité.

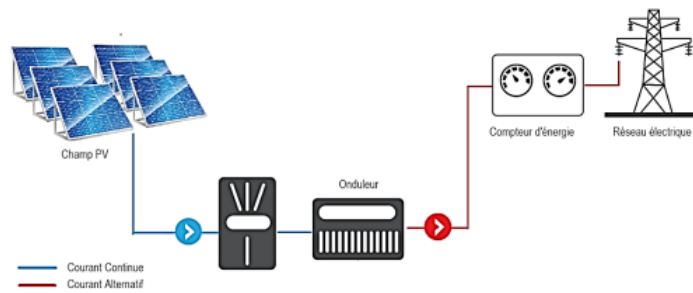


FIGURE 5.37 – Système PV connecté sans stockage au réseau [14]

Ce système sans stockage reste tributaire des problèmes liés aux sources photovoltaïques tels que l'intermittence, la mauvaise qualité et le contrôle de réseau électrique. Afin de surmonter cette difficulté, la solution adaptée est de combiner la connexion au réseau à un système de stockage. Cette solution offre la flexibilité de pouvoir stocker l'énergie produite et de l'utiliser pendant le pic de consommation de soir, sans avoir à l'injecter au réseau avec un prix plus bas.

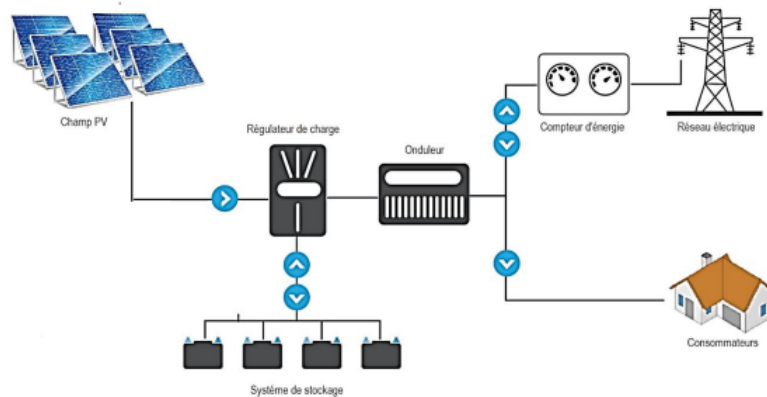


FIGURE 5.38 – Système PV connecté avec stockage au réseau [14]

N.B : L'ensemble des composants du système : générateur photovoltaïque, régulateur de charge, stockage, onduleur et système de gestion de connexion au réseau électrique doivent fonctionner de façon synchrone pour améliorer l'efficacité globale du système.

5.7.3 Rendement globale d'une installation PV

Comme tout système de conversion d'énergie, la performance d'une installation PV est caractérisée par son rendement. Ce ratio exprime la part d'énergie électrique restituée par l'installation, par rapport à la quantité d'énergie solaire reçue, soit :

$$\eta = (Puissance\ électrique\ fournie) / (Puissance\ solaire\ reçue)$$

L'ordre de grandeur du rendement d'une installation photovoltaïque est de 10% environ (en technologie cristalline), soit 90% de l'énergie solaire reçue est perdue (principalement sous forme de chaleur ou de réflexion lumineuse). Actuellement, ce faible taux est très majoritairement dû aux cellules photovoltaïques (rendement de 13% en technologie cristalline, cf. paragraphe 5). On retrouve ce taux sur les fiches techniques des modules (voir exemple ci-dessous), il est relevé pour un niveau d'éclairement de 000 W/m², T° = 25°C et un AM de 1.5).

Caractéristiques	
Dimensions (L x l x E)	1640 x 990 x 40 mm
Poids	19 kg
Câbles de sortie	Longueurs de câble symétriques de 1 m, Ø 4 mm ² , double couche isolante, sans halogénures, résistance au rayonnement UV
Boîtier de connexions	IP-65 avec diodes by-pass de protection
Cadre	Alliage d'aluminium anodisé type 6063 T6
Verre	Verre trempé à faible teneur en fer, haute conductivité, épaisseur de 3,2 mm
Cellules solaires	60 cellules monocristallines (156 x 156 mm)

Caractéristiques électriques					
Puissance maximale sous conditions STC (+3/0 %)	P _{mp} (Wc)	235	240	245	250
Rendement sous conditions STC	η (%)	14,5	14,8	15,1	15,4
Facteur de forme	FF	0,752	0,753	0,757	0,757
Tension au point de puissance maximale	V _{mp} (V)	29,5	29,6	29,6	29,7
Courant au point de puissance maximale	I _{mp} (A)	7,97	8,12	8,27	8,43
Tension de circuit ouvert	V _{oc} (V)	36,9	37,0	37,0	37,1
Courant de court-circuit	I _{sc} (A)	8,47	8,61	8,75	8,91
Tension maximale UL/IEC	V _{max} (V) UL/IEC	600 / 1000			
Coeff. température au point maximal de puissance	T _p P _{mp} (%/°C)	-0,41			
Coeff. température de tension de circuit ouvert	T _v V _{oc} (%/°C)	-0,356			
Coeff. température de courant de court-circuit	T _i I _{sc} (%/°C)	+0,062			
Temp. nominale de fonctionnement de la cellule	NOCT (°C)	49±2			

Valeurs selon les conditions de test standard (STC): rayonnement de 1 000 W/m², spectre AM de 1.5 et température de cellule de 25°C.

FIGURE 5.39 – Exemple fiche technique des modules

Il ne faut cependant pas négliger les pertes supplémentaires de toutes les parties constituantes d'une installation PV : onduleurs, connectiques, câbles, dispositifs de coupure et sectionnement, raccordement. Ces pertes font diminuer le rendement global d'une installation photovoltaïque, tel que qu'illustré sur la figure 5.37. Néanmoins, même si le rendement est faible, le PV reste une alternative intéressante pour la production d'une énergie indépendante, non polluante et gratuite :

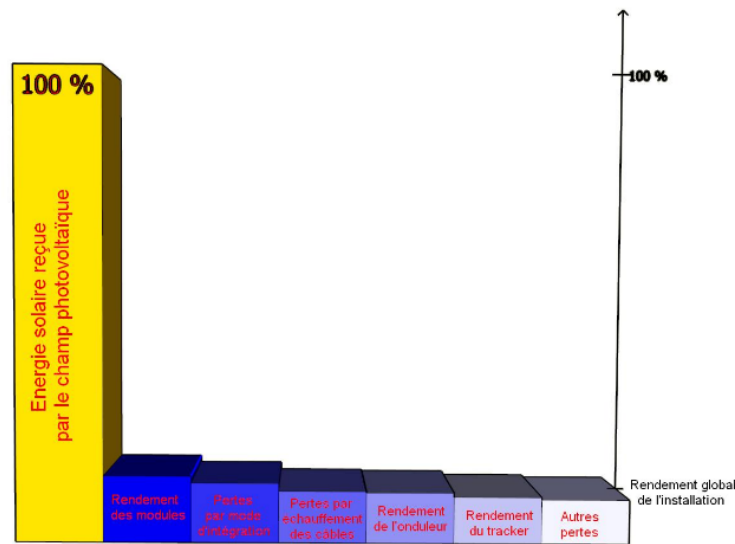


FIGURE 5.40 – Différentes pertes subies par une installation PV (©photovoltaïquguiden.fr)

5.7.3.1 Pertes par échauffement des câbles

L'électricité produite par les modules PV est transportée à la charge par l'intermédiaire de câble. Si la résistance d'un câble de cuivre est très faible, elle va quand même provoquer une chute de potentiel entre le départ du câble et la fin du câble (pertes en ligne), ce qui va induire des pertes de puissance. L'optimisation d'une installation conduit donc à réduire au maximum ces chutes de tension. En général, les textes réglementaires préconisent des chutes de tension maximum de 3%, idéalement 1%¹¹.

11. photovoltaïquguiden.fr

5.7.3.2 Pertes du régulateur (protection des batteries en charge et décharge)

Le régulateur a une fonction indispensable au sein d'une installation PV autonome. Comme ils sont constitués de composants électroniques (transistors, diodes, etc.), une partie de la puissance électrique les transitant est donc dissipée sous la forme de chaleur. La fonction de régulation s'effectue donc avec un certain rendement, entre 90% (technologie MLI) et 97% (technologie Toutourien). À cela, il faut rajouter les pertes par phénomènes électro-chimiques qui dégradent le rendement des batteries lors de leur utilisation. Selon la technologie employée, le ratio global (charge + décharge) varie de 80% (batterie acide-plomb) et 90% (batterie au lithium).

5.7.3.3 Pertes par absence du MPPT (point de fonctionnement en puissance maximale)

Si l'installation ne dispose pas de système de recherche de ce point, de ce fait, le système ne travaille pas de façon optimale, une perte de puissance de l'ordre de 10% à 20% est constaté par rapport aux installations munies de MPPT.

5.7.3.4 Rendement de l'onduleur

Un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance permettant de générer des tensions alternatives à partir d'une source continue, il s'agit donc d'un convertisseur CC/CA. Comme la plupart des appareils électriques fonctionnent à la tension alternative du réseau, ce dispositif est donc essentiel à toute installation de panneau PV produisant uniquement une tension continue. Mais, Cette conversion CC/CA se fait grâce à des composants électriques qui chauffent, ce qui engendre une perte d'une partie de la puissance d'entrée qui sera dissipée sous forme de chaleur. Le rapport entre la puissance de sortie (alternative) et la puissance d'entrée (continue) fixe le rendement de l'onduleur.

Les fabricants indiquent généralement un rendement de l'ordre de 95%. Il faut savoir que ce rendement dépend de la puissance qui y transite. Ils recommandent de brancher l'onduleur directement sur les batteries et de s'assurer qu'il se situe dans un local bien ventilé : sa plage de température de fonctionnement étant comprise entre -25°C et 60 °C.

5.7.3.5 Le ratio de performance PR

Un coefficient, nommé ratio de performance PR sert d'indicateur sur la performance de l'installation PV et permet ainsi de quantifier les pertes intrinsèques sur la production énergétique. Du point de vue électrique, ce coefficient, variable entre 0 et 1, est spécifique à chaque installation dans des conditions réelles d'exploitation : plus il est proche de 1, plus l'installation approche les performances idéales.

5.7.3.6 Le facteur de capacité

Le facteur de capacité (CF) est le rapport entre la production d'énergie annuelle du système PV (EPVac) et la quantité d'énergie que ce système pourrait générer si l'installation photovoltaïque est exploitée à pleine puissance nominale (7j/7 et 24h/24); il est calculé par l'équation suivante :

$$\frac{EPV_{ac}}{24h \times 365j \times puissance\ installée} = CF\%$$

5.7.4 Coût d'une installation PV

Avant de procéder au calcul du coût d'une installation en énergie solaire photovoltaïque, il faudra d'abord savoir le nombre de panneaux solaires nécessaire pour alimenter votre maison. Pour cela, il est important de connaître la consommation d'électricité en KW de votre logement et d'établir le besoin énergétique annuelle. Cette valeur est aisée à trouver, il suffit de faire une moyenne, de deux ou trois années précédentes, de la consommation électrique indiquée sur les factures Sonelgaz.

Cette moyenne permettra d'avoir l'équivalent de la consommation électrique. On a vu au début du paragraphe que l'inclinaison et l'orientation du panneau sont des variables importantes. C'est pourquoi il faudra corriger cette moyenne par le « facteur de correction d'ensoleillement » (données météo Algérie), et bien sûr par le rendement des panneaux solaires (affiché dans la fiche technique du constructeur).

Une fois le nombre de panneau acquis, il faudra ajouter les prix des autres éléments composants l'installation (batterie, régulateur de charge, onduleur, câble, armoire...). Prenons l'exemple d'une consommation d'une puissance de 3 KWc. Selon le site Youchoz¹², une plateforme Algérienne sur les travaux et les professionnels de la construction, il annonce pour l'ensemble de ce kit solaire autonome, un prix moyen de 1.000.000,00 DA (coût et main-d'œuvre).

Si on prend l'exemple d'une installation à Mostaganem avec comme hypothèses : 4.500 kWh/m² de radiation, rendement global de 10%, inclinaison fixe de 30°, 4 m² de surface des panneaux et un facteur de puissance = 100%, on peut estimer une production en rayonnement de 1600 kWh/kWc approximativement. Par an, l'installation produira donc :

$$1600 \times 3kWh = 4800kWh$$

Selon la durée de vie d'au moins 30 ans pour les panneaux et 10 ans pour l'onduleur (à prix moyen de 35.000,00 DA), en ajoutant les frais d'entretien (10% de l'investissement), on aura :

Production sur 30 ans : 4800 kWh \times 30 = 144.000,00kWh

Prix de revient: 1.000.000,00 + 3 \times 35.000,00 + 100.000,00 = 1.205.000,00DA

Coût du kWh solaire est donc de: 1.205.000,00/144.000,00 = 8,75DA/kWh

12. youchoz.com, consulté en 2022

Le prix moyen sur les 3 tranches tarifé par Sonelgaz est de 3,60 DA/kWh, il s'agit d'un prix subventionné; le prix réel de production dépasse les 16 DA/kWh¹³. On conclut donc que le solaire est compétitif par rapport au coût réel de production par le gaz.

Remarque : il est évident que ce calcul reste approximatif, pour plus de précisions il faut prendre en compte le calcul de l'investissement initial global, les coûts de maintenance annuel, des coûts sur la durée de vie de chaque composant et de l'amortissement total [23].

La figure ci-dessous illustre l'historique de la chute des prix du Watt photovoltaïque.

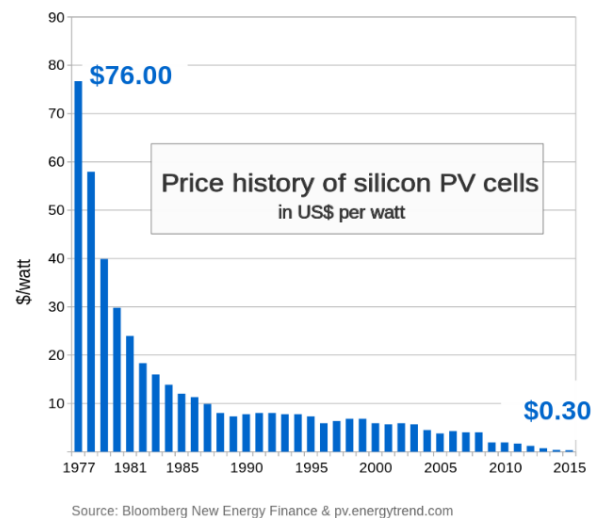


FIGURE 5.41 – Diagramme du prix du Watt PV (©BloombergNewEnergy)

5.8 Propriétés électriques des systèmes photovoltaïque

Pour dimensionner une installation PV, il est indispensable de comprendre le comportement électrique des cellules photovoltaïques (unité de base d'un système photovoltaïque), et par conséquent celui des panneaux PV. Sous un éclairage donné, les propriétés électriques de la cellule sont synthétisées par une courbe qu'on appelle caractéristique courant-tension. Ces deux grandeurs, courant et tension, dépendent à la fois des propriétés électriques de la cellule mais aussi de la charge électrique à ses bornes.

13. ministère de l'énergie

5.8.1 Caractéristique Courant-Tension d'un module PV

Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, alors le profil de la caractéristique courant-tension d'un module est le même que celui d'une cellule photovoltaïque. Ainsi, le module est caractérisé par une courbe courant-tension (I-V).

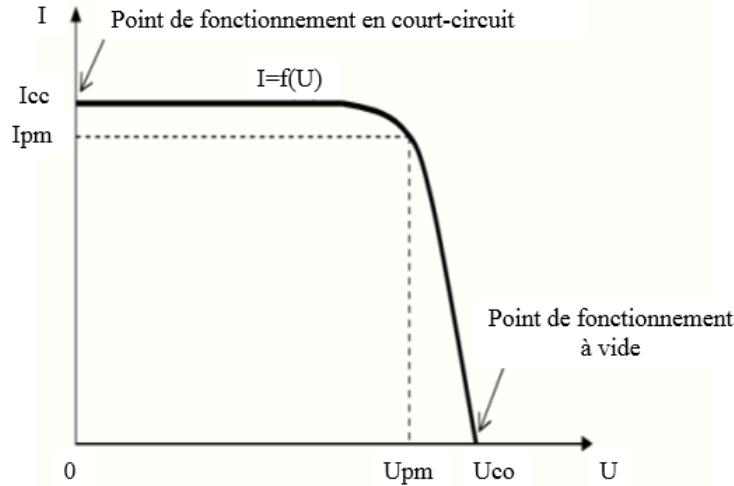


FIGURE 5.42 – Caractéristique courant-tension du panneau PV

Pour $U < U_d$ (tension de la jonction PN entre 0.5 et 0.8V), l'effet de la diode est négligeable, le photo-courant est proportionnel à l'éclairement, et ne dépend pratiquement pas de U , donc on peut le représenter comme source de courant : $I_p h = K.E$; Mais, dès que l'on dépasse la valeur de U_d , l'effet de la diode se manifeste, par conséquent il y a une dériviation du photo-courant.

Trois grandeurs physiques définissent cette courbe :

- La tension à vide (U_{co}) : C'est la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert (courant la traversant est alors nul).
- Le courant court-circuit (I_{cc}) : Il s'agit du courant qui traverse la cellule lorsque celle-ci est court-circuit (la tension à ses bornes est alors nulle).
- Le point optimal de puissance (MPP, en anglais : maximal power point) obtenu pour une tension et un courant optimaux U_{mpp} , I_{mpp} .

La valeur de ces 4 paramètres essentielles ci-dessus (U_{co} , I_{cc} , U_{mpp} et I_{mpp}) sont dépendants des propriétés du module, de l'éclairement, de la température et de la charge aux bornes. Ils apparaissent toujours dans la fiche technique du module photovoltaïque, car permettent de dimensionner toute l'installation (cf. *paragraphe 5.7.3*). Elles sont toujours données pour une température $T=25^\circ\text{C}$ et un éclairement $E=1000 \text{ W/m}^2$. On caractérise également le panneau PV par la courbe $P=f(U)$. Elle s'obtient simplement en multipliant U par I à partir de la caractéristique $I=f(U)$.

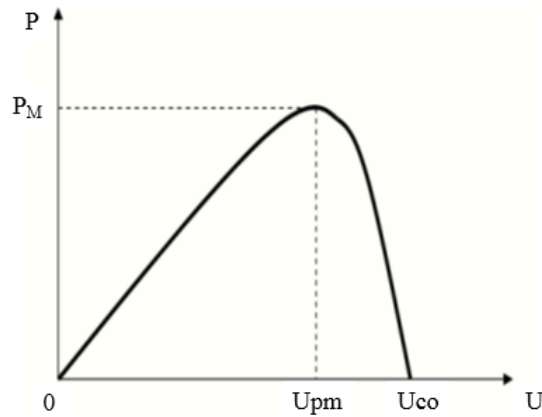


FIGURE 5.43 – Caractéristique puissance-tension du panneau PV

5.8.1.1 Modélisation de la cellule PV

La modélisation mathématique des phénomènes physique d'origine photovoltaïque est primordiale, c'est ce qui va permettre de comprendre non seulement le fonctionnement des cellules, mais aussi et surtout maîtriser les paramètres pour le développement et la performance d'analyse du système PV. C'est un outil de caractérisation afin d'optimiser le rendement de conversion et de prévoir les relations entre les différents composants du système en fonction des données météorologiques et de la demande énergétique. Ainsi, plusieurs modèles électriques ont été proposés dans la littérature pour simuler les cellules : la complexité des modèles dépend du nombre de paramètres à introduire pour mieux rendre compte de la description du comportement de la cellule PV [24]. En fait, ces modèles ne sont qu'une amélioration du modèle idéal (schéma 1, figure 5.44) qui contient une source de courant représentant la puissance solaire incidente en parallèle avec une diode qui représente la jonction PN. Les modèles les plus courants sont présentés dans le tableau suivant :

Modèle	Schéma	Nombre paramètres.	Précision
Idéal		3	Faible
Une diode		5	Bien
Bishop		8	Bien, avec la représentation en régime inverse
Dynamique à une diode		6	Bien, avec la représentation en régime dynamique
Deux diodes		7	Très Bien

FIGURE 5.44 – Différents modèles électriques de cellule photovoltaïque [25]

En raison de sa simplicité, le modèle à une diode est le modèle le plus répandu, il donne une bonne précision sur le comportement d'une cellule PV.

5.8.1.2 Modèle à une diode

Dans ce modèle (basé sur l'hypothèse selon laquelle sont absentes), le circuit équivalent d'une cellule est représenté par une source de courant I_{ph} (courant photonique) à un éclairage donné et une diode de jonction P-N. Afin de tenir compte des effets dissipatifs, deux résistances ont été introduites (les pertes par recombinaison des porteurs de charge dans la zone de déplétion ne sont pas comptées) [26] :

- La résistance série R_s est due à une série de résistances (résistivité du matériau semi-conducteur, les résistances de contact avant et arrière, la résistance de la grille collectrice...), elle modélise les pertes par effet joule.

- La résistance parallèle (ou shunt) R_p est due au courant de fuite au niveau de la jonction, elle représente les pertes internes.

Ce modèle est représenté par le circuit équivalent illustré par le schéma 2 de la figure 5.44. Ce circuit peut être utilisé pour une seule cellule, de même que pour un module constitué de plusieurs cellules ou pour un champ constitué de plusieurs modules. En employant la loi du Kirchhoff, la description mathématique qui présente le rapport entre le courant généré par la cellule I et la tension de sortie V aux bornes d'une résistance de charge, donne la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_0 \times \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{n} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right]$$

Avec : I_{ph} Photo-courant généré par la cellule ;
 I_0 Courant de saturation inverse de la diode ;
 $n = AkT/q$, (A , facteur d'idéalité de la jonction (dépendant du matériau entre $1 \leq n \leq 1.5$); q , Charge de l'électron ; k , Constante de Boltzmann ; T , Température des cellules).

5.8.1.3 Modèle à deux diodes

Le modèle à deux diodes apporte une amélioration et elle est bien plus précise, du fait qu'il prend en compte les pertes résistives et les mécanismes de recombinaison de charges dans la région de la zone de charge d'espace des semi-conducteurs composant le circuit [27]. Dans ce modèle une diode supplémentaire est mise en parallèle au circuit du modèle simple d'une diode (figures 5.5, 5.44). Cette seconde diode modélise la génération/recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. L'équation mathématique de ce modèle pose des difficultés à sa résolution, c'est pour cela qu'en général, il est préférable de se limiter au modèle simple d'une diode.

5.8.2 Influence des paramètres de la cellule sur la caractéristique $I(V)$

On a précisé précédemment que les paramètres caractérisant les propriétés du module (U_{co} , I_{cc} , U_{mpp} et I_{mpp}) sont dépendants de certains facteurs internes (matériau, résistance R_s et R_p) et externes (éclairage, température, charge aux bornes). Pour cela, il est utile d'étudier l'influence de chacune sur les performances des cellules solaires.

5.8.2.1 Influence des résistances série et parallèle

La figure 5.45 nous informe sur l'effet de ces deux résistances [28]

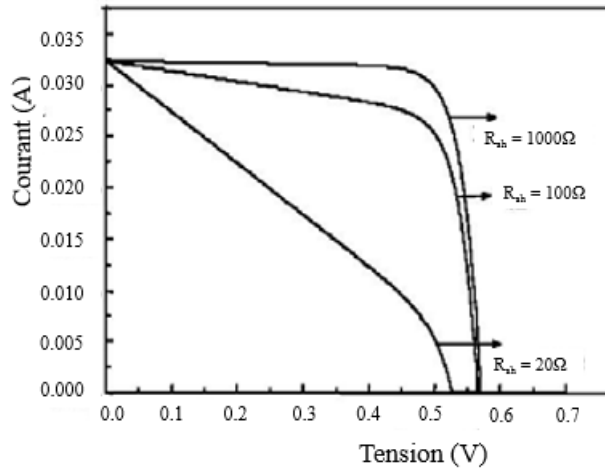


FIGURE 5.45 – Influence de la résistance série et parallèle sur la caractéristique courant-tension

On observe que la résistance série R_s influe légèrement sur la tension en circuit ouvert V_{co} . Sa valeur est de quelque dixième d'ohms, elle reflète une indication de la qualité de fabrication des cellules PV. À grande valeur, elle abaisse appréciablement la tension et le courant de sortie, ce qui va limiter le rendement de conversion. Son effet ne devient très visible que dans un panneau PV à plusieurs cellules connectées.

Quant à la résistance parallèle (ou shunt) R_p , son influence se traduit par une diminution nette du photo-courant. Son ordre de grandeur est de 10^2 à $10^4 \Omega$. Son effet reste moins visible dans un module PV, sauf si plusieurs sont connectés en parallèle.

Les valeurs de R_s et R_p sont souvent déterminés expérimentalement sous un éclairage et une température donnée. Diverses méthodes ont été développées et proposées par plusieurs auteurs [29]. À titre d'exemple, nous énoncerons deux méthodes expérimentales, une pour déterminer R_p , et l'autre R_s : Dans la zone V inférieure à la tension seuil, le courant reste pratiquement constant ($I=I_{cc}$), la cellule se comporte comme un générateur de courant. Dans ce cas-ci, le circuit équivalent électrique peut être assimilé à une source de courant. Par conséquent, la valeur de R_p peut être déterminée par la pente de la courbe au point I_{cc} , par application du théorème de Thévenin, on a :

$$R_p = \frac{V}{I_{cc}-I}$$

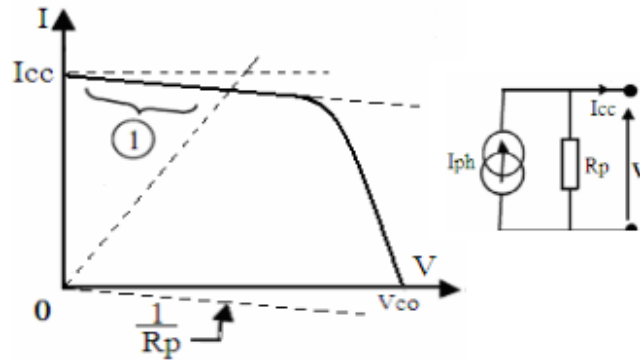


FIGURE 5.46 – Méthode expérimentale de détermination de R_p

Pour déterminer d'une manière acceptable R_s , on dispose deux caractéristiques tracées pour des intensités lumineuses différentes. On en choisit deux courants I_2 et I_1 sur les deux courbes correspondants aux tensions V_2 et V_1 . La différence des tensions $V=V_2-V_1$ est due à la résistance série, d'où $V=R_s(I_2-I_1)$:

$$R_s = \frac{V_2 - V_1}{I_2 - I_1}$$

Cette méthode a été suggérée par Wolf [30] et est représentée sur la figure 5.47.

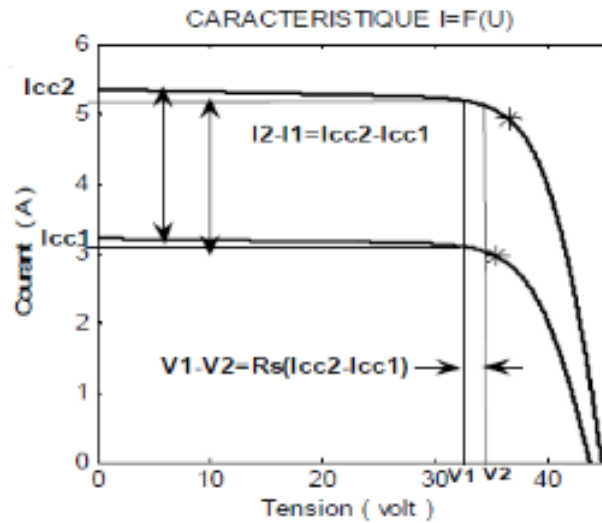


FIGURE 5.47 – Méthode expérimentale de mesure de R_s par variation de l'éclairement

5.8.2.2 Influence de la nature du matériau

On a vu que suivant la technologie développée, le rendement de la cellule diffère, donc on peut s'attendre à une influence du matériau sur la caractéristique, comme le montre la figure suivante :

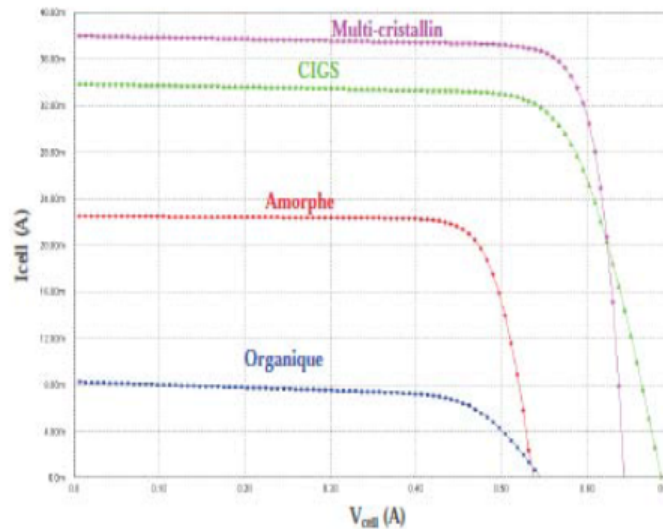


FIGURE 5.48 – Caractéristique $I=f(V)$ en fonction du matériau ($T_c=25^\circ\text{C}$ et $G= 1000\text{W}/\text{m}^2$).

5.8.2.3 Influence de la température sur la caractéristique Courant-Tension

On note que dans l'équation mathématique de la caractéristique reliant le courant généré I et la tension de sortie V du modèle à une diode, le paramètre température intervient dans le courant dérivé par la jonction. On peut s'attendre à ce que la température de la cellule PV va influencer, d'une manière non négligeable, sur le comportement de la cellule et donc sur son rendement. Cette influence se traduit principalement par une diminution notable sur la tension à vide : plus elle augmente, plus la tension à vide V . Par contre, l'effet de la température sur le courant de la cellule est négligeable.

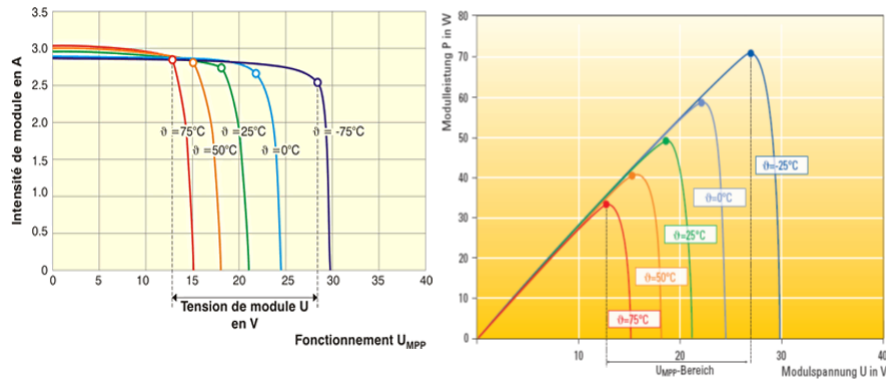


FIGURE 5.49 – Caractéristique courant –tension et puissance –tension d’un module photovoltaïque pour une variation de température ($T_c=0, 25, 50, 75^\circ\text{C}$) et $G = 1000\text{W}/\text{m}^2$.

En général et suivant les modèles du panneau PV, la température induit, par degré, une perte de 0.5% du rendement par rapport au rendement maximum de la cellule (d’où l’intérêt d’une ventilation des panneaux). La perte de tension du panneau peut être estimée par la formule :

$$V(T^\circ) = V(25^\circ\text{C}) + (\Delta T^\circ \times a)$$

Avec : ΔT , augmentation de température par rapport aux conditions STC (25°C)

a, coefficient de température ($\text{mV}/^\circ\text{K}$).

Ce coefficient de T° , fourni dans la fiche technique du module (voir exemple ci-dessous), permet de calculer le courant I_{cc} , la tension à vide V_{co} et la puissance maximale P_{max} pour n’importe quelle température : En moyenne la tension diminue de $0.3\%/^\circ\text{C}$, le courant augmente de $0.04\%/^\circ\text{C}$ et la puissance diminue de $0.4\%/^\circ\text{C}$.

Impact de la température des cellules	
I_{cc}	3,92 mA/K
V_{oc}	-133,3 mV/K
$P_m = I_{pm} \cdot V_{pm}$	-0.46 %/K

TABLE 5.3 – Coefficients de températures données dans la fiche technique du module photovoltaïque SILLIA modèle SeT2xxG 230 Wc

Le coefficient de température est un détail utile, il nous informe sur la performance du système. Lors du dimensionnement, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

5.8.2.4 Influence de l'éclairement

L'éclairement correspond à l'intensité lumineuse captée par le module PV, et se mesure en W/m^2 . Il varie au cours de la journée entre 0 et $1\,000\text{ W}/\text{m}^2$. Cette dernière est prise comme la valeur standard de l'irradiation, internationalement acceptée. Pour cela, la mesure de la réponse des panneaux PV est toujours donnée à $1\,000\text{ W}/\text{m}^2$, pour une température de $25\text{ }^\circ\text{C}$. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V d'un panneau solaire est représentée sur la figure suivante :

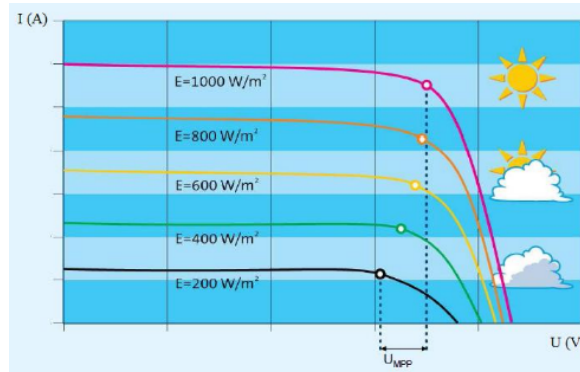


FIGURE 5.50 – Caractéristique I-V pour différentes valeurs du rayonnement à $T^\circ 25^\circ\text{C}$ (© *civisol*)

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement. La caractéristique $I=f(V)$ se traduit par un déplacement important suivant l'axe des courants. Ce résultat est attendu du moment que le courant I_{cc} est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension V_{co} est logarithmique.

5.8.3 Facteur de forme FF (filling factor, en anglais)

Le facteur de forme, dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, est un paramètre important. Il est estimé à partir de la caractéristique $I(V)$ pour rendre compte du degré de qualité du générateur PV. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale P_{max} délivrée et la puissance formée par le produit $I_{cc} \cdot V_{co}$, soit la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}}$$

Ce paramètre compris entre 0 et 1, on l'exprime en % ; il qualifie la forme plus ou moins rectangulaire de la caractéristique I-V de la cellule solaire. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également : il

est en moyenne de l'ordre de 70% pour les générateurs performants ; et diminue avec la température [31]]. Le rectangle de longueur V_{co} et largeur I_{cc} correspond à la cellule idéale (en bleu clair sur la figure suivante).

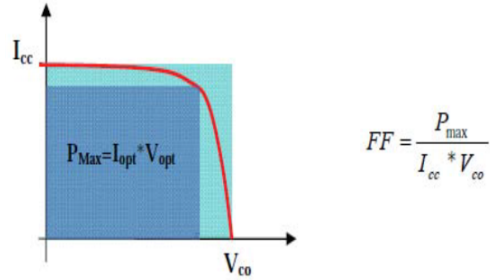


FIGURE 5.51 – Illustration du facteur de forme d'une cellule PV

5.8.4 Le point de puissance maximum (MPP)

On vient de voir que le module photovoltaïque est un générateur d'énergie électrique fonctionnant selon des caractéristiques $I=f(V)$ non linéaires. La production de puissance varie donc avec toute combinaison de courant et de tension, en plus de la variation en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système. Dans tous les cas, la caractéristique puissance-tension (voir figure ci-dessous) passe par un point de puissance maximale, ce point correspondant à la meilleure combinaison I-V est appelé MPP (*maximum power point*) : la tension et le courant correspondants sont appelés tension optimale (V_{mpp}) et courant optimum (I_{mpp}). C'est ce point qui définit la puissance d'un générateur PV quand la courbe est tracée en conditions STC.

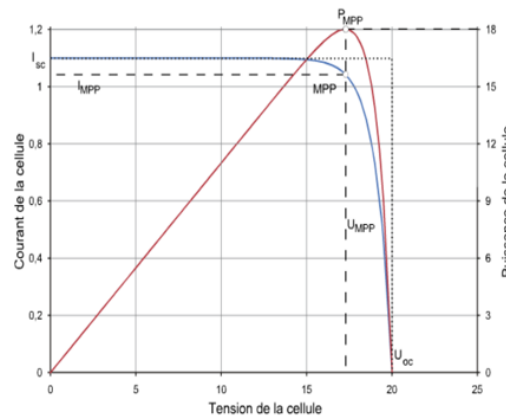
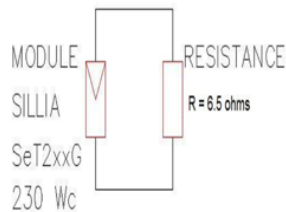


FIGURE 5.52 – Courbe P-V et point de puissance maximal (MPP)

La puissance du panneau PV n'est délivrée que s'il est branché sur une charge. Ainsi, la plage restreinte de fonctionnement à puissance maximum devra être recherchée à tout instant, quel que soit l'état de l'éclairage et la valeur de cette charge. Car une connexion directe (panneau-charge) ne permet pas de faire fonctionner le module à son point optimal (V_{mpp}, I_{mpp}). La valeur déterminée du point de fonctionnement (couple I-V) ne correspond pas nécessairement à ce point.

5.8.4.1 Exemple de calcul du point de fonctionnement électrique

Considérons un panneau photovoltaïque d'une puissance crête 230 Wc, branché à une résistance de 6.5 ohms. Quel est alors la valeur de la tension U aux bornes du module, la tension Ur aux bornes de la résistance et la valeur du courant I ?



Il est clair que la tension Ur est égale à la tension aux bornes du module : $U = U_r$. Pour connaître le courant I et la tension U, il faut connaître les caractéristiques courant-tension du module et de la résistance (courbes ci-dessous) :

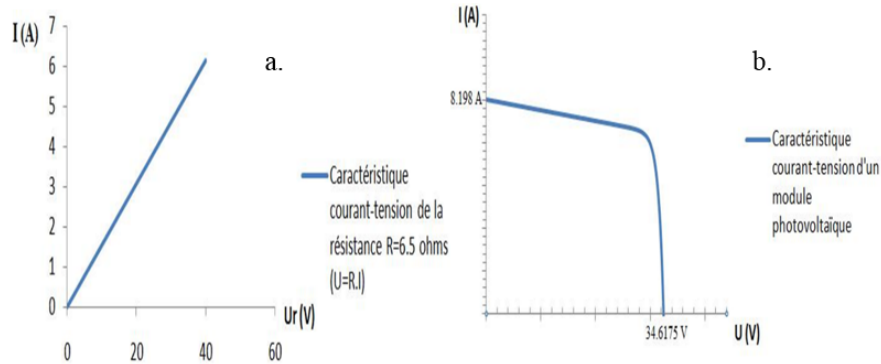


FIGURE 5.53 – Caractéristiques I-V d'une résistance (a) et d'un panneau PV (b).

En superposant les deux caractéristiques, on obtient le point de fonctionnement du système, qui détermine ainsi le courant I et la tension U recherchés : $I = 5.12$ A et la tension $U = 33.3$ V (cf. figure 5.54).

La puissance P ainsi fournie est égale à 170.5 W, qui est bien inférieure à la puissance citée par le fabricant, soit 230 Wc. Il est évident que ce point de fonctionnement ne correspond pas au MPPT. Afin de transférer le maximum de puissance à la charge, cela nécessite l'utilisation d'un adaptateur (ou régulateur de charge) entre la source PV et la charge (une batterie par exemple). Cet étage joue, à tout instant, le rôle d'interface entre les deux éléments. Il assure, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par

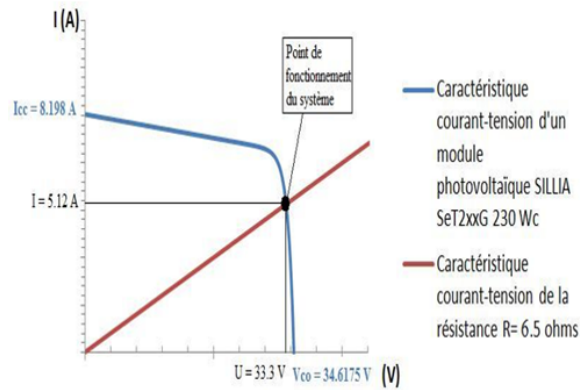


FIGURE 5.54 – Superposition caractéristique résistance et panneau PV ($T^\circ 50^\circ \text{C}$, $E=1000 \text{ W/m}^2$).

le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible. La figure suivante représente le déplacement du point de puissance maximale produite par le générateur en fonction de l'éclairement.

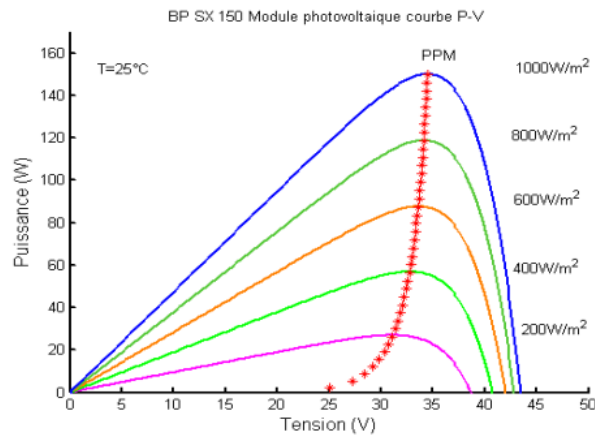


FIGURE 5.55 – La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM[32]

5.8.4.2 Technique de suivi du MPP du générateur photovoltaïque

Une installation de panneaux solaires nécessitera toujours l'installation d'un régulateur de charge, ce module est un facteur primordial pour l'amélioration du rendement d'un système PV. Son principe de fonctionnement est d'analyser en permanence la sortie du panneau solaire, afin d'appliquer la résistance la plus appropriée pour un environnement et des conditions donnés.

Il existe différentes méthodes de poursuite du MPP d'un générateur PV, la plus simple jusqu'à la plus complexe. Le premier système a été mené en 1968, depuis plusieurs algorithmes (MPPT) ont été développés et largement adaptés [33, 34]. Ces techniques diffèrent entre elles par leur robustesse, rapidité et simplicité d'implémentation. Typiquement, les systèmes MPPT sont intégrés dans les convertisseurs électriques, la figure suivante illustre la chaîne typique de conversion PV contrôlée par une MPPT.

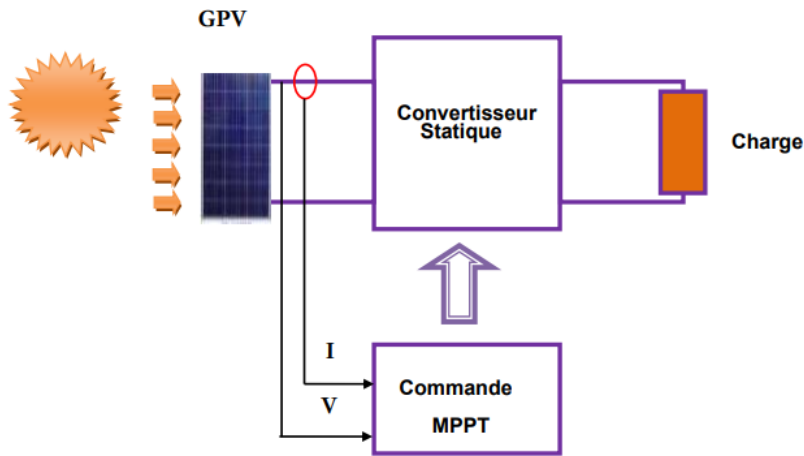


FIGURE 5.56 – Système PV-Charge avec la commande MPPT [32]

Dans ce qui suit, on présentera brièvement quelques techniques de recherche du MPP (on rencontre dans la littérature plusieurs descriptions détaillées sur le sujet). On en citera quelques-approches, comme :

Approche en tension de circuit ouvert ou courant de court-circuit :

Le principe de cette méthode est basé sur le constat que, pour un même module, sous des niveaux d'éclairement et températures différents, le rapport entre la tension optimale et celle en circuit ouvert est approximativement constante. La mesure du courant de court-circuit (short-circuit current) et de la tension de circuit ouvert (*open circuit voltage*) sont mesurés en temps réel, ou sur des caractéristiques I-V prédéfinies. Cette méthode présente l'avantage d'être rapide, cependant l'utilisation de courbes prédéfinies ne sauraient refléter parfaitement les variations des conditions d'exploitations.

Approche d'Observation et Perturbation "PO" (*Perturbe and Ob-*

serve) :

Il s'agit de l'Algorithme le plus naturel qui vient à l'esprit, donc le plus répandu. Comme son nom l'indique, il repose sur la perturbation (une augmentation ou une diminution) de la tension V_{ref} , ou du courant I_{ref} : on agit sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis on observe l'effet sur la puissance mesurée en sortie du panneau PV. Si la mesure de la puissance est

supérieure à sa valeur précédente, alors on garde le même sens de perturbation, sinon on inverse le sens de la perturbation [35]. Cette approche est facile à

implanter dans un système de contrôle, toutefois il faut bien choisir la largeur du pas d'itération : si le pas est grand, les pertes seront accrues ; et si le pas est petit, le système ne pourra plus suivre les changements rapides de radiation ou de température. Elle présente toutefois des inconvénients, comme ne pas permettre pas d'atteindre le maximum de puissance en cas de fluctuation très rapide de l'ensoleillement : l'algorithme réagit comme si cette augmentation est produite par l'effet de perturbation précédente, ce qui peut fausser le sens de la perturbation, et donc un éloignement du MPP [36].

Approche de l'incrémental conductance "INC" (*Approche Incremental Conductance*) : Le principe de cet algorithme est basé sur la connaissance d'une grandeur physique relativement connue, la conductance $G=I/V$. Cette méthode découle de la caractéristique puissance-tension ; comme $P=VI$, sa dérivée dP/dV est presque égale à VdI/dV (le second terme étant égal à 1) [37]. Donc, l'incrément de dI/dV , soit celui de la conductance ($dG=dI/dV$) peut en déduire la position du point de fonctionnement par rapport au PMP. Il suffit de comparer la valeur de la conductance G à la conductance incrémentielle dG : si $dG \hat{>} (-G)$, on diminue le rapport cyclique, sinon il faut l'augmenter, jusqu'à retrouver le point d'annulation de la dérivée de la puissance, c'est à dire le MPP. Le signe de cette dérivée nous renseigne également sur la position du point de fonctionnement par rapport au MPP ((figure 5.57). En réalité, cette approche est un correctif de la méthode précédente (PO). Du moment qu'elle permet de préciser le sens dans lequel la perturbation du point de fonctionnement devrait être. De plus, dans le cas de changement rapide des conditions d'éclairement et de température, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "PO" [38].

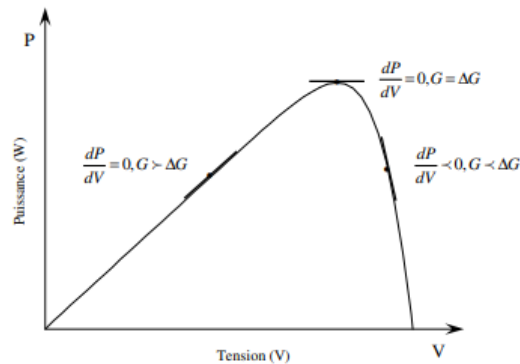


FIGURE 5.57 – Recherche MPP par incrémental de conductibilité [37]

N.B : Actuellement, on commence à utiliser une autre technique basée sur l'Intelligence Artificielle.

Le tableau 5.4 nous résume la comparaison entre les trois techniques de recherche du MPPT abordées.

Technique de MPPT	Dépendant de GPV	Vrai MPPT	Analogique ou numérique	Vitesse convergence	Exécution complexité	Paramètres utilisés
Fraction de la tension du circuit ouvert	Oui	Non	Tous les deux	Moyenne	bas	tension
P et O	Non	oui	Tous les deux	Change	bas	tension et courant
L'incrémentatation de la conductibilité	Non	Oui	Numérique	Change	Moyenne	tension et courant

TABLE 5.4 – Comparatif entre les techniques de recherche du MPPT [38]

5.8.5 Architecture d'un générateur photovoltaïque

Pour certaines applications, même si on fonctionne au voisinage du point maximum de puissance (MPP) du panneau PV, on n'atteint pas la puissance requise. Dans le but d'augmenter cette dernière, il faut associer plusieurs modules : Il est souhaitable qu'ils soient issus de la même technologie et soumis aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, inclinaison...). Chaque module ayant sa propre référence et ses propres caractéristiques fournies et garanties par le fabricant. On énumère trois regroupements possibles pour obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées :

Regroupement en série : Une association de panneau PV en série permet d'augmenter la tension du générateur. Les modules sont traversés par le même courant (nominal), la tension résultante est obtenue par addition des tensions de chaque panneau (application de la loi d'Ohm). Une association de NS panneau en série donne une tension et un courant global V_{cos} et I_{cs} :

$$V_{cos} = N_s \times V_{co} \text{ et } I_{cs} = I_{cc}$$

Regroupement en parallèle : Une association parallèle de N_p modules permet d'accroître le courant de sortie du générateur, alors qu'ils seront soumis à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants (loi des nœuds).

$$V_{cop} = V_{co} \text{ et } I_{cp} = N_p \times I_{ccp}$$

Regroupement série – parallèle : Ce genre de groupement augmente le courant I (association série) et la tension V (association parallèle). Les panneaux sont rangés de N_s modules séries et N_p modules parallèles pour former

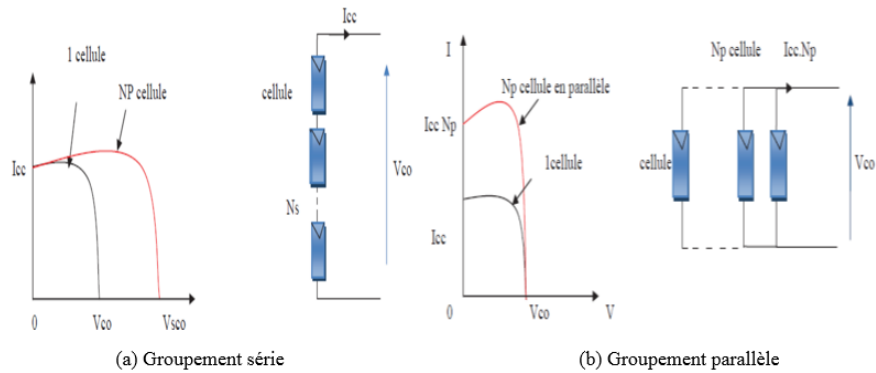


FIGURE 5.58 – Caractéristique résultante d’un groupement en série (a) et parallèle (b).

un générateur photovoltaïque GPV.

Le passage d’un panneau à l’autre se fait par l’ajout de diodes de protection : une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle (diode by-pass) pour limiter la tension inverse aux bornes de l’ensemble, protéger contre le phénomène du point chaud (hot spot) et la perte de production associée.

5.9 Dimensionnement des onduleurs

Une fois le besoin énergétique calculée et le nombre de panneau PV installé selon un agencement série-parallèle afin de répondre au besoin en courant et tension. Il reste comme autre étape de convertir le courant électrique continu produit par les panneaux en courant alternatif. Le seul moyen afin de permettre à cette énergie solaire produite par les panneaux PV de circuler et d’être consommée par les différents appareils, par l’éclairage ou le chauffage. Cette fonction est réalisée au travers d’un onduleur, également appelé régulateur ou convertisseur solaire ; ils peuvent être monophasés ou triphasés.

5.9.1 Rôle et types d’onduleur

L’onduleur solaire est donc la pièce centrale entre les deux sources d’énergie d’une installation photovoltaïque. Selon les contraintes et les besoins, on en recense plusieurs types : micro-onduleur, onduleur de chaîne, onduleur central, onduleur string, onduleur à batterie, onduleur hybride. Bien choisir son onduleur est une étape importante, car il doit respecter des normes sur la qualité de l’onde sinusoïdale produite. Sa forme a un impact sur l’optimisation du système PV et sa performance. Les onduleurs dernière génération utilisent divers composants électroniques (thyristors, triacs ou des IGBT) pour essayer d’obtenir une onde qui simule correctement la sinusoïde du réseau. Outre le rôle de conversion du CC en CA, l’onduleur solaire assure également d’autres tâches comme : la protection

de découplage (cas de connexion au réseau), le contrôle de l'isolement de la partie CC de l'installation PV, et la recherche du point de puissance maximum MPPT (certains onduleurs en présentent plusieurs, surtout si on est soumis à l'ombrage).

5.9.2 Le choix d'un onduleur

En plus du type, le choix d'un onduleur repose sur trois critères¹⁴ :

5.9.2.1 La compatibilité en tension

La tension d'entrée (U_{DC}) en courant continu doit être égale à celle du générateur PV (12, 24, 48 V) et de la batterie. La tension de sortie (U_{AC}) doit correspondre à celle des appareils utilisés, soit en principe du 220/230V. L'onduleur est également caractérisé par sa tension d'entrée maximale admissible nommée U_{max} , cette valeur apparaît sur sa fiche technique. Si la tension délivrée par le groupe PV est supérieure à la tension dépasse la valeur de la tension maximale admissible par l'onduleur U_{max} , celui-ci sera irrémédiablement détruit.

Données techniques	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0
Entrée (DC)				
Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)	3 200 W	3 880 W	4 200 W	5 250 W ¹⁴
Tension d'entrée max.			600 V	
Plage de tension MPPT	110 V à 500 V	130 V à 500 V	140 V à 500 V	175 V à 500 V
Tension d'entrée assignée		365 V		
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage		100 V / 125 V		
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B		15 A / 15 A		
Courant d'entrée max. par string entrée A / entrée B		15 A / 15 A		
Nombre d'entrées MPPT indépendantes / strings par entrée MPPT		2 / A2; B2		

Exemple fiche technique onduleur 600VA Sunny Boy 3.0.

Lors du dimensionnement des onduleurs, il faudra donc absolument tenir compte de cette tension maximale admissible (côté CC) par l'onduleur. On s'attachera toujours à ne jamais dépasser la tension maximale admissible de l'onduleur. Par ailleurs, si le système possède N_s panneaux en série, il faut faire attention à ce que sa tension globale à vide $N_s \cdot U_{co}$ (U_{co} tension à vide d'un module) ne dépasse pas la valeur de U_{max} . En conséquence, elle va déterminer le nombre maximum N_s de modules en série. Ce nombre se calcule par la formule simple suivante (E étant la partie entière) :

$$\text{nombre maximal de modules en série } N_s = E \left(\frac{U_{max}}{U_{co} \times 1.15} \right)$$

Le coefficient 1.15 est un coefficient de sécurité imposé par le guide UTE C15-712.

Comme l'onduleur a pour tâche de rechercher le point de puissance maximum, il doit à tout moment déplacer le point de fonctionnement (couple U-I) au voisinage du MPPT. Seulement, le système MPPT ne fonctionne que pour une plage de tension d'entrée d'onduleur définie par le fabricant (ex. fiche technique ci-dessous).

14. Photovoltaïque.guidenr.fr

Données techniques	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0
Entrée (DC)				
Puissance DC max. (quand cos φ = 1)	3 200 W	3 880 W	4 200 W	5 250 W ¹⁾
Tension d'entrée max.	600 V			
Plage de tension MPP	110 V à 500 V	130 V à 500 V	140 V à 500 V	175 V à 500 V
Tension d'entrée assignée	365 V			
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage	100 V / 125 V			
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	15 A / 15 A			
Courant d'entrée max. par string entrée A / entrée B	15 A / 15 A			
Nombre d'entrées MPP indépendantes / string par entrée MPP	2 / A2; B2			

La plage de tension d'entrée pour onduleur 600 VA Sunny Boy 3.0. La plage varie de 110 V à 500 V.

En dehors de cette plage, l'onduleur continue de fonctionner (sans aucun dommage), mais le fait que le MPPT est en dehors de la plage de fonctionnement de l'onduleur, cela va induire une perte de puissance fournie à l'installation. Il faut donc s'assurer que la plage de tension de l'onduleur intègre le point de fonctionnement MPPT, et ce quel que soit la température des modules.

Il est évident que la plage de tension aura un impact sur le nombre N_s de panneaux PV à connecter en série. Pour calculer ce nombre, on pourra considérer les deux critères suivants :

- La tension au point MPP délivrée par le générateur U_{mpp} (à T° minimale admissible de -20°C et sous E de 1000 W/m^2), doit être inférieure à la valeur maximale de la plage de tension de l'onduleur ($U_{mppt,max}$) : ce qui va permettre de déterminer le nombre maximal de modules en série.

- La tension au point MPP délivrée par le générateur U_{mpp} (à T° maximale admissible de 70°C et E de 1000 W/m^2), doit être supérieur à la valeur minimale de la plage de tension de l'onduleur ($U_{mppt,min}$) : ce qui va permettre de déterminer le nombre minimum de modules en série.

Le nombre minimum et le nombre maximum de modules PV en série se calculent par :

$$\begin{aligned} \text{nombre minimal de modules en série} &= E \left(\frac{U_{mppt,min}}{U_{mpp} \times 0.85} \right) \\ \text{nombre maximal de modules en série} &= E \left(\frac{U_{mppt,min}}{U_{mpp} \times 1.15} \right) \end{aligned}$$

Le coefficient 1.15 imposé par le guide UTE C15-712 est une majoration permettant de calculer la tension MPP à -20°C .

Le coefficient 0.85 imposé par le guide UTE C15-712 est une minoration permettant de calculer la tension MPP à 70°C .

5.9.2.2 La compatibilité en courant

Comme pour la tension, un onduleur est caractérisé par un courant I_{max} admissible en entrée. Il correspond au courant maximal que peut supporter l'onduleur côté continu. Il faut donc veiller à ce que le courant débité par la source PV ne dépasse pas la valeur de I_{max} . Si c'est le cas, l'onduleur va se caler sur un autre point de fonctionnement électrique, ne correspondant plus au point de puissance maximale.

Données techniques	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0
Entrée (DC)				
Puissance DC max. (quand cos φ =1)	3 200 W	3 880 W	4 200 W	5 250 W ¹⁾
Tension d'entrée max.	600 V			
Plage de tension MPPT	110 V à 500 V	130 V à 500 V	140 V à 500 V	175 V à 500 V
Tension d'entrée assignée	365 V			
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage	100 V / 125 V			
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	15 A / 15 A			
Courant d'entrée max. par string entrée A / entrée B	15 A / 15 A			
Nombre d'entrées MPPT indépendantes / strings par entrée MPPT	2 / A2; B2			

La valeur de I_{max} indiquée sur la fiche technique de l'onduleur 600VA Sunny Boy 3.0 est de 15 A (valeur en surbrillance).

Pour le dimensionnement, il faudra donc tenir compte de ce courant maximal, au risque de provoquer une perte de rendement globale de l'installation. Comme I_{max} est la somme des courants des panneaux mis en parallèle, on peut donc en déduire le nombre de panneau en parallèle N_p par la formule simple suivante :

$$\text{nombre maximal de modules en parallèle } N_p = \text{partie entière} \left(\frac{I_{max}}{I_{cc} \times 1.25} \right)$$

Le coefficient 1.25 est un coefficient de sécurité imposé par le guide UTE C15-712 (Il varie entre 1.02 et 1.25, selon les conditions climatiques du site).

5.9.2.3 La compatibilité en puissance

Sur les fiches techniques des onduleurs, on indique deux types de puissance : la puissance nominale et la puissance de crête. La puissance crête est la puissance maximale que peut délivrer un onduleur pendant quelques secondes (par exemple, réponse aux courants de démarrage élevés). Quant à la valeur nominale, elle correspond à la puissance maximale P_{max} admissible en entrée de l'onduleur, et qu'il peut délivrer en continu sur une longue durée. Il s'agit là du troisième critère de choix d'un onduleur. Elle doit dépasser la puissance dont on aura besoin pour notre installation, il faut prévoir une marge de 10 à 15%.

Données techniques	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0
Entrée (DC)				
Puissance DC max. (quand cos φ =1)	3 200 W	3 880 W	4 200 W	5 250 W ¹⁾
Tension d'entrée max.	600 V			
Plage de tension MPPT	110 V à 500 V	130 V à 500 V	140 V à 500 V	175 V à 500 V
Tension d'entrée assignée	365 V			
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage	100 V / 125 V			
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	15 A / 15 A			
Courant d'entrée max. par string entrée A / entrée B	15 A / 15 A			
Nombre d'entrées MPPT indépendantes / strings par entrée MPPT	2 / A2; B2			

Pour l'onduleur 600 VA Sunny Boy 3.0, la fiche technique indique $P_{max}=3200$ W.

Au-delà de cette valeur, le groupe PV ne délivre pas sa totalité de puissance (pour cause de calage de l'onduleur sur le point de fonctionnement), le système PV installé sera donc sous- exploité. Par conséquent, cette valeur de puissance admissible en entrée va limiter la quantité de modules du groupe PV relié à l'onduleur. Idéalement, la puissance délivrée par le groupe PV doit être sensiblement égale à P_{max} . Si le groupe PV délivre une puissance supérieure, le système PV est sous exploité.

5.9.3 Exemple de dimensionnement d'onduleurs

Ils existent des outils (logiciels d'aide au dimensionnement) proposés par les fabricants pour aider les installateurs qui souhaitent estimer précisément la production photovoltaïque d'un générateur et dimensionner l'ensemble des composants du système : panneaux, onduleurs, câblage... Dans ce qui suit, comme exemple, nous allons juste mettre en pratique les critères établis précédemment (choix d'un onduleur) afin de dimensionner une installation à 60 panneaux PV, équipée d'onduleurs 600 VA Sunny Boy 3.0.

Les panneaux solaires choisis pour l'étude sont les modules poly cristallin du fabricant solar-kit®), ils permettent une large gamme d'applications, et une excellente durée de vie (Garantie 25 ans). Les caractéristiques électriques aux Conditions Test Standard (puissance de rayonnement 1000 W/m² à une densité spectrale de 1.5 AM et une température de 25 °C) sont :

- Puissance crête (Wc) : 230 Wc
- Tolérance de la puissance : ±3 %
- Courant à puissance max. (Imax) : 7,60 A
- Tension à puissance max. (Umax) : 30,70 V
- Courant de court-circuit (Icc) : 8,14 A
- Tension de circuit ouvert (Uco) : 37,20 V
- T°c d'utilisation : -40°C à +85°C

5.9.3.1 Calcul de la puissance maximale du système PV

l'installation étant composée de 60 modules d'une puissance crête de 230 Wc, la puissance totale de notre système est donc : 60 x 230 Wc = 13 800 Wc. On remarque que cette puissance est bien supérieure à la puissance admissible de l'onduleur choisie (Sunny Boy 3.0), et que certainement il ne va pas être compatible à la puissance installée. Pour cela, on va opter pour la gamme supérieure, soit l'onduleur 600 VA Sunny Boy 5.0.

5.9.3.2 Calcul du nombre de modules PV en série

la fiche technique de l'onduleur SB 5.0 nous indique une tension maximum Umax=600 V, et une plage de tension MPPT de 175 V (UM,min) à 500 V (UM,max). Ce qui va nous aider à déterminer le nombre minimal et maximal de panneau en série.

$$NS_{min} = E [U_{M,min}/U_{max} \times 0.85] = E[175/30.70 \times 0.85] = E[6.70] = 6$$

$$NS_{max} = E[U_{M,max}/U_{max} \times 1.15] = E[500/30.70 \times 1.15] = E[14.16] = 14$$

La tension globale des 14 modules en série est donc de : $N_{S,max} \times U_{co} = 14 \times 37.2 = 520.8$ V. Une tension bien inférieure à la tension maximale admissible à l'entrée de l'onduleur qui est de 600 V.

5.9.3.3 Calcul du nombre de modules PV en parallèle

le courant maximal admissible par l'onduleur indiqué par la fiche technique est de 15 A par *trackers*. Ce qui va nous déterminer le nombre de panneau en parallèle par la formule :

$$NP = E [I_{max}/I_{max} \times 1.25] = E[15/8.14 \times 1.25] = E[1.47] = 1$$

5.9.3.4 Calcul de la compatibilité de puissance

d'après notre calcul, on ne peut mettre qu'une chaîne de 14 modules par *trackers*, l'onduleur en possédant 2, on pourra donc lui relier 28 modules. Soit une puissance de : $28 \times 230 \text{ Wc} = 6440 \text{ Wc}$, qui reste supérieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur Sunny Boy 5.0 indiquée par la fiche technique 5250 Wc : la différence étant de 1190 Wc, soit la puissance de 6 panneaux ($6 \times 230 \text{ Wc} = 1380 \text{ Wc}$). Il nous faut donc enlever 3 modules de chaque chaîne. La nouvelle architecture sera donc de 2×11 modules, soit 22 modules. Ce qui correspond à une puissance installée de $22 \times 230 = 5060 \text{ Wc}$: une puissance installée compatible avec la puissance maximale admissible en entrée de l'onduleur Sunny Boy 5.0.

5.9.3.5 Calcul du nombre d'onduleurs

Comme nous avons 60 panneaux à installer, il faut donc installer soit 3 onduleurs SB 5.0 : 2 onduleurs avec une chaîne de 2×11 modules (donc 44 modules placés), et un troisième avec une chaîne de 2×8 modules (donc 16 modules placés).

Données techniques	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0
Entrée (DC)				
Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)	3 200 W	3 880 W	4 200 W	5 250 W
Tension d'entrée max.	600 V			
Plage de tension MPPT	110 V à 500 V	130 V à 500 V	140 V à 500 V	175 V à 500 V
Tension d'entrée assignée	365 V			
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage	100 V / 125 V			
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	15 A / 15 A			
Courant d'entrée max. par string entrée A / entrée B	15 A / 15 A			
Nombre d'entrées MPPT indépendantes / strings par entrée MPPT	2 / A:2, B:2			

Seulement, ce troisième onduleur est sous-exploité (chaîne à 8 modules). On peut le remplacer par un onduleur de gamme en puissance faible, comme par exemple le Sunny Boy 3.6. Sa puissance maximale est 3880 Wc, donc inférieure à la puissance des 16 modules restants $16 \times 230 = 3680 \text{ Wc}$.

5.9.3.6 Schéma électrique de l'installation

2 onduleurs SB 5.0 et 1 onduleur SB 3.6.

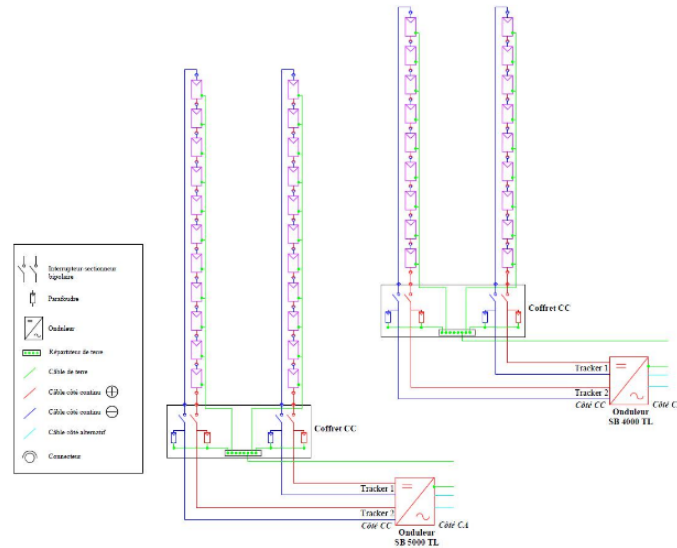


FIGURE 5.59 – Schéma électrique de l'installation (seconde solution)
(©photovoltaïqueguiden.fr)

5.10 Avantages et inconvénients du photovoltaïque

5.10.1 Avantages écologiques

Les émissions de gaz à effet de serre mettent en danger la santé humaine et environnementale. L'augmentation du rejet du gaz carbonique d'origine humaine a un impact grave sur le réchauffement de la planète. Le passage aux énergies renouvelables, inépuisable à l'échelle humaine, peut s'avérer comme une solution durable, particulièrement l'énergie photovoltaïque.

Basé sur une conversion directe du rayonnement solaire en électricité, le panneau solaire PV n'occasionne aucune nuisance ou impact sur l'environnement. Son fonctionnement ne génère ni mouvement mécanique, ni rejet polluants, ni déchets, aucune odeur et ne dégage aucun gaz à effet de serre, ce qui contribue largement à la réduction des émissions de CO₂. Et en plus, les panneaux solaires sont recyclables (recyclage atteint 95%). Il s'agit donc d'une énergie propre, indépendante, produite sans action de l'homme et non-polluante qui n'impacte pas l'environnement.

5.10.2 Avantages économiques

Hormis le coût d'investissement, l'accès au rayonnement solaire est libre, renouvelable et gratuit, puisqu'il s'agit de la lumière du soleil. C'est l'énergie parfaite pour les endroits isolés ou les petites installations. Vu le prix de l'électricité en très forte augmentation, l'avantage économique, en dehors de l'apport en auto-consommation énergétique, est la revente du surplus de production, ce qui permet d'amortir les investissements voir de générer des revenus. À plus forte raison que, durant plusieurs années, les installations de panneaux photovoltaïques ont été accélérées par des incitations financières, tel les tarifs de rachats bonifiés de l'électricité produite. Les États jouent donc un rôle clé dans le développement de la filière.

Ce qui génère une très bonne rentabilité et un amortissement rapide, surtout du fait de la baisse du prix du KW photovoltaïque (divisé par 2 en 5 ans, voir figure 37). Le bilan économique reste prévisible avec un haut degré de certitude. Au niveau mondial, le solaire photovoltaïque connaît chaque année une croissance supérieure à 10%. La puissance totale installée dans le monde (en 2021) représentait près de 627 GWc et produirait près de 3% de l'électricité mondiale (estimation de l'Agence internationale de l'énergie AIE).

L'extension des systèmes est facile, le système est modulaire et flexible pour suivre les surplus en besoins énergétiques. Et, l'entretien est minimal. Les modules doivent juste rester propres pour garder un bon rendement. Il est juste recommandé de nettoyer les panneaux en les arrosant simplement avec de l'eau, ou bien utiliser une brosse de nettoyage.

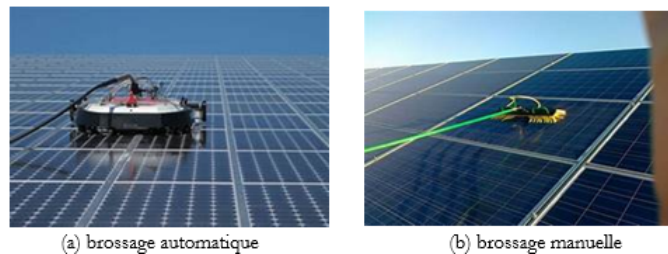


FIGURE 5.60 – Système de nettoyage des panneaux PV

5.10.3 Avantages techniques

L'effet photovoltaïque est la seule alternative existante à la production d'électricité à partir de la force mécanique (thermique, hydraulique, éolien...). Les panneaux solaires PV sont simples et rapides à installer. Une technique qui ne fait appel à aucune pièce en mouvement (alternateurs ou dynamos) : Le risque de panne ou d'accident est donc relativement faible, le niveau de fiabilité est donc très élevé.

La composition du panneau PV est faite pratiquement par des matériaux qui ne s'altèrent pas dans le temps. Ils sont conçus pour résister aux intempéries,

aux rayonnements UV et aux variations de température. Et, comme il n'y a pas de combustion, donc peu d'usure thermique des composants. Ce qui a pour conséquence une garantie de rendement à long terme pouvant aller jusqu'à 30 ans.

D'autant plus que, d'année en année, l'engouement total autour de l'énergie solaire ne cesse de se développer. Cette demande croissante motive l'innovation et le progrès technique. Ainsi, les différentes technologies de fabrication des modules qui sont aujourd'hui disponibles, seront demain grâce aux nombreux axes recherche plus performantes et intelligentes. Un savoir-faire qui évolue sur l'ensemble du système PV : micro-onduleur, domotique, suivi production, système de batteries de plus en plus fiable. . . Aussi sur les cellules (*cf. paragraphe 5.4*) et les panneaux : Insolight avec leur rendement de 37%, les tuiles solaires, le panneau mixte (production électricité et chauffage), le panneau nocturne. . . Toutes ces innovations font que photovoltaïque a de beaux jours devant lui.

5.10.4 Inconvénients

La fabrication des panneaux photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux. Cependant, le défi technique majeur à relever demeure celui de la gestion de la compensation des intermittences générées : à l'inverse à une centrale conventionnelle, le solaire photovoltaïque produit de l'électricité seulement quelques heures par jour. La production électrique ne peut pas être facilement modulée en fonction de la demande, surtout que la plus forte demande se fait la nuit. Le second problème est leurs intégrations aux réseaux électriques : Gestion de la production et le transport électrique, le renforcement adéquat des interconnexions et/ou raccordements. . .

Pour avoir une autonomie énergétique fonctionnant 24 h/24, on ne peut se restreindre pour ses approvisionnements au photovoltaïque, sauf si on arrive à la stocker. Seulement, l'énergie électrique n'est pas directement stockable, on doit passer par un système d'appoint indirect, soit dans des batteries (longévité faible et coût financier et environnemental important) sous forme chimique ou dans des accumulateurs cinétiques sous forme mécanique. Ce qui ne permet pas d'en faire une réponse à grande échelle au problème de l'intermittence de l'énergie solaire. D'autres technologies existent, mais sont encore trop coûteuses. Le coût énergétique de la conception d'un panneau PV et le coût d'investissement sur une installation PV restent relativement coûteux, et les rendements sont encore faibles. Il faudra entre 2 et 7 ans, suivant le lieu d'installation, pour amortir son empreinte écologique et pour commencer à rentabiliser l'investissement.

Chapitre 6

L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

6.1 Introduction

Dans la nature, l'énergie se manifeste sous plusieurs formes, elle transforme juste d'apparence d'un système à un autre selon le principe de la loi de conservation de l'énergie. Au début de l'humanité, la seule énergie à la disposition de l'homme était sa propre force. Et, depuis sa maîtrise du feu, il n'a cessé, par des processus de transformation, de façonner son apprentissage énergétique afin de faciliter sa vie : énergie animale, éolienne, hydraulique, thermique, électrique... Toutes ces formes, à l'exception de l'énergie nucléaire (le soleil tire lui-même son énergie du nucléaire), sont directement ou indirectement issues du rayonnement solaire. L'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau (énergie Hydraulique), de matières organiques créées par photosynthèse (origine des combustibles fossiles : charbon, pétrole, gaz naturel, etc.), du vent (Eolien), le bois (Biomasse).

En ce qui concerne l'énergie éolienne (du mot grec Eole, le dieu du vent), sujet de ce paragraphe, c'est une énergie issue de la force des masses d'air en mouvement (énergie cinétique). L'absorption du rayonnement solaire chauffe l'atmosphère de manière non uniforme, cela engendre des différences de pression barométrique entre des masses d'air chaud et d'air froid, ce qui génère un mouvement des masses d'air et crée ainsi le vent : l'air a tendance à se déplacer d'une région où l'air est froid vers une région chaude.

L'homme utilise cette source d'énergie depuis l'antiquité. En maîtrisant la force du vent, des hommes ont pu naviguer sur des bateaux à voile, moudre les grains et pomper l'eau avec des moulins à vent. Au siècle dernier (vers les années 70), une autre alternative se constitue : valoriser l'énergie du vent pour produire de l'énergie électrique. La force des vents actionne les pales de l'éolienne dans un mouvement rotatif. Cette rotation se transforme ensuite en énergie mécanique, qui, lorsqu'elle est couplée à une turbine et un alternateur, produit de l'électricité. Il s'agit d'une énergie renouvelable de plus en plus utilisée pour

produire une électricité locale, propre et à grande échelle. Malgré que le potentiel global de l'énergie éolienne est bien moindre que celui de l'énergie solaire, il est loin d'être négligeable.



FIGURE 6.1 – Début de l'utilisation de l'éolien par l'homme

Dans le monde, les ressources d'énergie éolienne sont pratiquement illimitées. En 2020, la puissance éolienne totale installée dans le monde est de 743 GW, alors qu'elle était de l'ordre de 6 GW en 1996¹. Ces chiffres montrent la croissance exceptionnelle du secteur éolien, et s'expliquent par les récents développements techniques dans le domaine (en électronique de puissance, en commande de machines électriques...). Et surtout, par la chute du coût d'investissement (plus de 50%), ce qui tend à rendre cette énergie très compétitive, et également par son aspect écologique[39]. Le secteur permet déjà d'éviter chaque année, le rejet dans l'atmosphère de 1,1 milliard de tonnes de CO₂.

En Algérie, bien que n'étant classée que deuxième de par sa disponibilité, le programme national de développement des énergies renouvelables, révisé en 2015, projette de rehausser la part de l'éolien à 5010 MW à l'horizon 2030. L'énergie éolienne va atteindre la seconde place derrière le photovoltaïque, loin devant les autres filières. Actuellement il existe, depuis juin 2014, une seule ferme éolienne de 10 MW de puissance implantée dans la région d'Adrar. Pour dire que la puissance éolienne totale installée dans notre pays est actuellement insignifiante². Cependant, l'expérience de la ferme d'Adrar a éclairci pas mal d'aspects (températures extrêmes, impact de la poussière sur les turbines, intermittence...). Des défis technologiques que doivent relever les experts pour permettre un déploiement notable de l'énergie éolienne en Algérie. D'autant plus qu'il s'agit d'une énergie locale qui utilise les ressources naturelles en remplacement des énergies fossiles. Elle peut concourir, selon des chiffres gouvernementaux publiés en janvier 2018, à économiser environ 300 milliards de m³ de gaz ; intérêt encore plus pressant que les exportations d'hydrocarbures (pétrole gaz) baissent, ce qui affecte considérablement les ressources financières.

1. rapport du Conseil mondial de l'énergie éolienne GWEC

2. Ministère de l'énergie et des mines



FIGURE 6.2 – Eolienne ferme d’Adrar (© *cder.dz*)

6.2 Potentiel éolien en Algérie

Avec son fort potentiel d’ensoleillement, l’Algérie dispose aussi de sérieux arguments pour développer une filière éolienne. Seulement, par sa topographie et sa superficie, le potentiel éolien du pays varie énormément d’une zone à une autre : Le Nord caractérisé par un long littoral, des plaines et les hauts plateaux entre les deux chaînes montagneuses (Atlas tellien et saharien) ; Le Sud caractérisé par un climat saharien sec.

6.2.1 La carte des vents de l’Algérie

Le nouvel atlas de l’éolien en Algérie publié par les chercheurs du CDER fait ressortir que le Sahara algérien offre de belles perspectives pour le développement d’éoliennes, particulièrement dans le Sud (Adrar, Aïn Salah, Illizi, Tindouf . . .), où la vitesse moyenne est assez importante atteignant 6,5 m/s. Quant au Nord, même si la vitesse moyenne du vent est moins élevée, ce document souligne l’existence de plusieurs microclimats à fort potentiel : les sites côtiers d’Oran, Bejaïa et Annaba, quelques régions sur les hauts plateaux (Mecheria, Tiaret, Djelfa, M’sila), on affiche une vitesse moyenne particulièrement intéressante de 5,2 à 5,6 m/s [40]. La carte des vents de l’Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée en figure ci-dessous. Les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s (maximum obtenu pour la région d’Adrar).

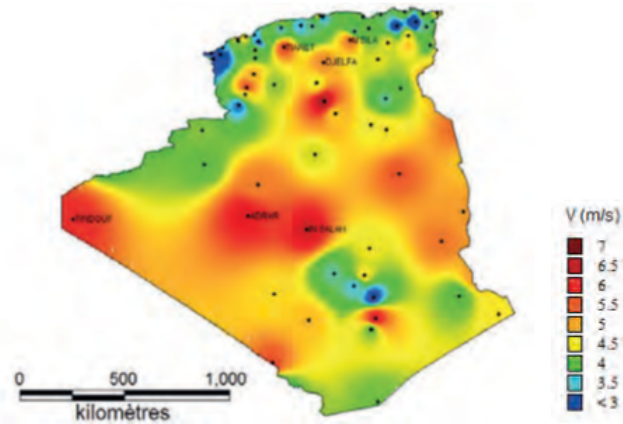


FIGURE 6.3 – Atlas éolien de l’Algérie à 10m de hauteur (2018) (© *cder.dz*)

6.2.2 Optimisation du choix des sites

Le vent est caractérisé par sa variabilité dans le temps : l’intensité du vent dans un site donné varie différemment selon la saison, l’heure de la journée et l’année. Et aussi par sa variabilité spatiale, par le fait que le vent qui souffle dans le Nord n’est pas le même que celui qui souffle au Sud. Pour cela, il faut effectuer une bonne mesure du vent, dans le temps et dans l’espace pour évaluer le potentiel éolien réel. Ainsi, on enregistre les données de vitesse de vent par une moyenne arithmétique annuelle pondérée calculée sur un échantillon de 10 années minimum. La conception du gisement éolien algérien par le CDER a duré de 2004 à 2014. La couverture spatiale compte un réseau de 95 stations météorologiques, réparties plus ou moins uniformément entre le Sud et le Nord, ainsi que 21 stations supplémentaires des pays limitrophes, avec des fréquences de mesure inférieures à 30 mn [41]. Cependant, bien que cette carte donne des informations utiles pour la quantification du potentiel existant, on estime qu’elle reste insuffisante pour le choix des sites éligibles à l’implantation de fermes éoliennes.

De ce fait, l’utilisation de méthode d’optimisation basée sur la superposition des couches par des systèmes d’informations géographiques (SIG), et d’autres outils adéquats comme les logiciels WAsP® et le WindSim®, peuvent prendre en compte l’étude du potentiel éolien sur une microrégion. Une telle approche est plus appropriée en qualité de données (topographie, obstacle autour du mât, caractéristique de la région : ville, forêt...) afin de cibler les sites optimaux en Algérie pour d’éventuels investisseurs en énergie éolienne. À cela, pour d’assurer un retour d’investissement et fournir une énergie éolienne compétitive, il faut également prendre en considération d’autres conditions, tel que :

- La proximité du réseau électrique pour l’interconnexion ;
- Des chemins de transports accessibles ;

- La prise en charge du problème d'intermittence par couplage avec d'autres sources d'énergie.

6.2.3 Les instruments de mesure du vent

On a mentionné précédemment que le vent est un mouvement de l'air sur la surface de la Terre, il naît d'une différence de pression, et se propage des pressions hautes vers les basses. Ce mouvement peut être défini par sa direction (d'où vient le vent) et par sa vitesse (en Beaufort, nœud, km/h ou m/s). On utilise pour mesurer la direction du vent une girouette ou manche à air et pour la vitesse un anémomètre :

- La **girouette** est un pointeur de forme variable (une flèche, un coq . . .), mobile autour d'un axe vertical. Sous l'effet du vent, la girouette s'aligne parallèlement au sens du vent. Ainsi, la lecture de la direction angulaire (par rapport au nord géographique) donnée par la partie mince du pointeur, à l'œil ou de manière électronique, donne la direction du vent. La girouette est placée au sommet d'un toit ou d'un mât.

- La **manche à air** (ou manche à vent) est un dispositif qui, en plus de l'indication sur l'origine du vent, donne une estimation approximative sur la vitesse du vent. Il s'agit d'un mât auquel on attache un manchon en tissu souple pivotant sur son axe. Il est resserré à une extrémité et ouvert à l'autre, ce qui lui donne une forme conique. Le vent s'engouffre par l'ouverture et soulève le manchon dans la direction opposée à celle d'où vient le vent. Le manchon comporte au moins cinq bandes, alternant trois rouges et deux blanches. Lorsque gonflée par le vent, chaque bande rouge qui se met à l'horizontale correspond à environ 9 km/h. Si la totalité du manchon est à l'horizontal, on peut estimer la vitesse du vent à 45 km/h. On peut apercevoir ce dispositif à proximité des pistes d'aérodrome (indication au décollage face au vent), ou au bord des autoroutes (signallement de zone dangereuse sur les effets du vent au routier).



FIGURE 6.4 – Instruments pour la direction du vent

- L'**anémomètre** sert, de manière générale, à mesurer la vitesse d'écoulement d'un fluide gazeux : on l'utilise donc pour nous renseigner sur la vitesse du vent. Il est constitué d'une simple hélice, orientée dans le sens du vent, munie d'un capteur de vitesse ou d'un rotor supportant trois demi-sphères vides placées à

120° l'une de l'autre et muni d'un capteur de fréquence. La lecture de la vitesse du vent résulte du nombre de tours effectués par l'hélice. Elle se fait soit d'une manière mécanique, soit par un système électronique, liés par fils ou ondes radio à la station.

Le principe de mesure acoustique permet également de mesurer des paramètres de vent (direction et vitesse). Des transducteurs électroacoustiques communiquent deux à deux par signaux ultrasons suivant deux axes orthogonaux. Cela permet de déterminer, par effet Doppler, les différences de transit des ondes, induites par le flux d'air. Un calculateur intégré dévoile la force du vent et sa direction par rapport à un axe de référence. Ainsi les valeurs des rafales de vent ou de crêtes de vent sont obtenues sans inertie avec une grande précision.



FIGURE 6.5 – Anémomètre à demi-sphères et à ultrasons

Une échelle a été établie pour caractériser les vents en fonction de leurs vitesses, elle est appelée échelle de Beaufort.

6.3 Modélisation mathématique des données du vent

En sus des données fournies par les instruments de mesure, il est essentiel au préalable, afin d'optimiser l'exploitation de fermes éoliennes, de prendre en compte une phase d'étude. Elle permettra de dégager les conditions et contraintes à en tenir compte dans la réalisation du projet. Le vent étant mécaniquement décrit par les lois de la dynamique des fluides, il est difficile de manipuler l'ensemble des données relatives à une distribution des fréquences de ses vitesses. Il est donc convenable de rechercher des relations mathématiques permettant de prévoir cette distribution.

6.3.1 Modélisation des variations temporelles du vent

En un site donné, le vent fluctue au cours du temps et ce à des échelles plus ou moins grandes. Pour des oscillations du vent sur des échelles de temps plus courtes que l'année, contrairement aux variations sur le long terme, ces fluctuations peuvent être prévisible et être caractérisées en termes de

distribution de probabilité. Les modèles les plus connues sont :

- **Modèle de Weibull** : Pour des périodes allant de quelques semaines jusqu'à une année, ce modèle représente raisonnablement les vitesses observées. Cet outil fournit des renseignements importants sur la ressource en vent d'un site donné. Il s'agit d'une fonction de densité de probabilité qui décrit le plus communément les vitesses de vent et est donc fortement employé dans le domaine de l'énergie éolienne.

Cette fonction à deux paramètres C et k : la détermination de ces paramètres, appelés fréquemment paramètres de Weibull, permet la connaissance de la distribution des vents, s'exprime sous la forme [42] :

$$f(V, k, C) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^k}$$

Où : V (positive) est la variable aléatoire, dénotant l'amplitude de la vitesse du vent,

C , de dimension d'une vitesse, est le facteur d'échelle qui détermine la qualité du vent. Il est associé à la moyenne annuelle de la vitesse du vent V .

k , nombre sans dimension, est appelé le facteur de forme. Ce paramètre décrit les fluctuations autour de cette moyenne, il caractérise donc la forme de la distribution de fréquence.

La fonction de répartition (distribution cumulée) de V est donnée par :

$$f(V, k, C) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^k}$$

- **Modèle hybride de Weibull** : C'est le modèle de Weibull à trois paramètres. Il est utilisé quand la fréquence des vents calmes enregistrée est supérieure à 15% [43]. Weibull pour présenter cet effet de vent calme, il introduit un autre paramètre ffo afin d'indiquer la fréquence des vents calmes. Cette nouvelle distribution s'exprime sous la forme :

$$f(V, k, C) = (1 - ffo) \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^k}$$

- **Modèle de Rayleigh** : Il s'agit là que d'un cas particulier du modèle de Weibull avec $k=2$. La densité de probabilité devient ainsi :

$$f(V, k, C) = 2 \frac{V}{C^2} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^2}$$

N.B : d'autres fonctions de densité de probabilité pouvaient aussi être employées pour décrire les distributions de fréquence des vitesses de vent, comme : la fonction gamma, la distribution elliptique bivariée et la Gaussienne bivariée (à 5 paramètres). Néanmoins, le modèle de Weibull, par sa simplicité reste, dans ce domaine, la distribution de référence.

6.3.2 Modélisation de la puissance d'une turbine d'éolienne

Une fois la vitesse de vent au niveau du moyeu est prédite, la méthode la plus simple pour déterminer la puissance consisterait à utiliser la courbe qui relie vitesse et puissance en sortie de l'éolienne fournie par le fabricant. Seulement, cette courbe de puissance n'est que théorique et ne caractérise pas une éolienne. En plus, la courbe de puissance n'est pas fonction que de l'intensité du vent, mais également de la direction, de la rugosité du terrain, des obstacles. Dans ce qui suit, nous négligerons ces effets, on ne prendra compte que de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement reçue par le moyeu relié à un multiplicateur, lui-même couplé à une génératrice électrique, suivant la figure ci-dessous.

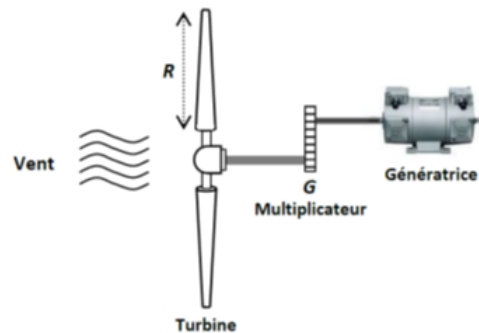


FIGURE 6.6 – Modélisation de l'énergie cinétique du vent (©coursEnRH.Saïdi, 2017)

L'énergie cinétique est l'énergie que possède un corps du fait de son mouvement. Si on considère la masse m des particules de l'air en mouvement (supposée constante en kg) en translation à la vitesse V (vitesse du vent en m/s), on peut exprimer l'énergie cinétique E_c (en joules) fournie par le vent par :

$$E_c = \frac{1}{2} mV^2$$

Si cette masse d'air traverse la surface active de l'éolienne S (en m^2) en un temps t , et la masse volumique de l'air (en kg/m^3), on a :

$$m = \rho V S \Delta t$$

Avec pour valeur standard de la densité d'air aux conditions de référence (pression au niveau de la mer 1,0132 bar, air sec à 15°C) est $1.23 kg/m^3$. (L'influence de l'humidité est très petite et est généralement négligée). La puissance théorique du vent (disponible) sera donc :

$$P_{th} = \frac{1}{2} \rho S V^3$$

Cette relation montre que la puissance du vent est proportionnelle au cube de sa vitesse. On a parlé de puissance théorique, car cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité, c'est dû au fait que la vitesse de vent après la turbine ne soit pas nulle. On parle alors de rendement de l'éolienne. Il s'agit d'un coefficient C_p , rapport entre la puissance théorique P_{th} et la puissance réellement disponible à l'entrée de la voilure de l'éolienne P_d . Ce dernier est propre à chaque éolienne.

Ainsi, la puissance P_d s'exprime comme suit :

$$P_d = \frac{1}{2} C_p \rho S V^3$$

Pour une turbine tripale, pour un calage des pales donné, le rendement aérodynamique C_p est une fonction du rapport λ , ainsi que de l'angle d'inclinaison de pale (β). Le rapport λ , noté en anglais "tip speed ratio (TSR)", il est défini comme le rapport de la vitesse de bout des pales à la vitesse d'écoulement du vent qui arrive perpendiculairement au plan de rotation de l'hélice. Si R est le rayon de la pale et ω la vitesse de rotation du rotor, le rapport λ est donné par :

$$\lambda = \frac{R\omega}{V}$$

L'allure typique de la courbe $C_p(\lambda)$ est donnée à la figure suivante :

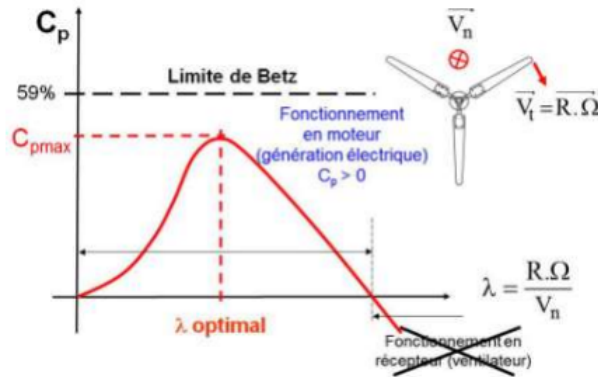


FIGURE 6.7 – Variation du coefficient de puissance C_p en fonction de λ (©encyclopediel'energie)

La limite de Betz indiquée sur la figure fait référence à la formule de même nom qui stipule qu'indépendamment du modèle de l'éolienne, le coefficient C_p ne peut dépasser en aucun cas 59%, plus précisément $C_p = 16/27$: valeur dénommée limite de Betz du coefficient de puissance. Ainsi, la puissance maximale disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime comme suit :

$$P_d = \frac{8}{27} \rho S V^3$$

En conclusion, si la vitesse du vent double, on a 8 fois plus de puissance. D'où l'intérêt de placer la ferme éolienne dans des sites venteux. La relation évaluée ci-dessus nous indique également que la puissance disponible dépend directement de la surface balayée par le rotor d'une éolienne, c'est-à-dire du rayon de son rotor. Soit, la puissance disponible dépend du carré du rayon de l'éolienne. En conclusion, si vous avez un rotor 2 x plus long, vous avez 4 x plus de puissance.

6.3.3 La courbe typique de puissance d'une éolienne

- Compte tenu de l'inertie de l'éolienne et des frottements visqueux propre à sa structure, on a besoin d'une vitesse de vent minimale V_D (vitesse de démarrage), de l'ordre 3m/s.
- Au-delà, sa puissance commence à augmenter (fourchette en croissance en V^3) jusqu'à atteindre sa valeur nominale V_n , où l'éolienne produite une énergie maximale.
- Mais également, pour des motifs de fiabilité et pour éviter que la génératrice ne soit détruite (vent très violent), l'éolienne a une limite supérieure : c'est la

vitesse d'arrêt V_m , à environ 25m/s.

- Entre ces deux vitesses (vitesse nominale et la vitesse d'arrêt), la production est constante, égale à la puissance de la génératrice. En effet, une éolienne ne délivre sa puissance nominale que dans un intervalle de vitesses du vent restreint.

Ainsi, la courbe caractéristique de production d'énergie d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent peut être divisée en quatre zones, comme le montre la figure ci-dessous [44, 45].

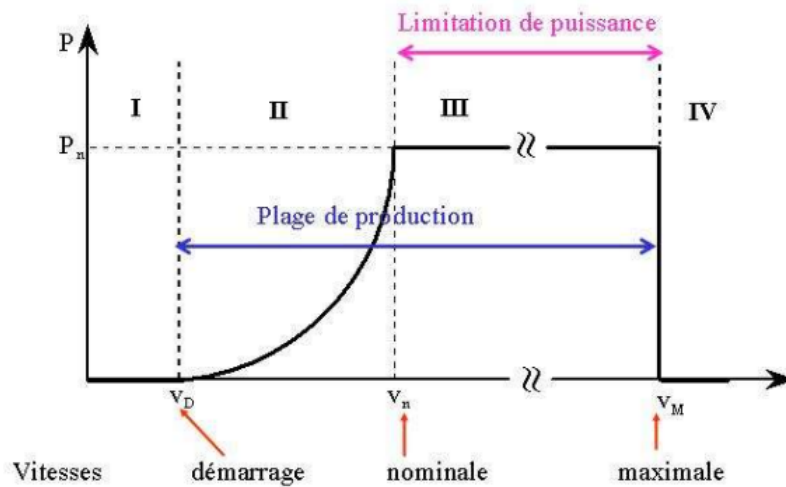


FIGURE 6.8 – Plages de production d'une turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent (©encyclopediedel'energie)

- **Zone I** ($V < V_D$) : La vitesse du vent est trop faible. A V_D la turbine démarre la rotation et l'éolienne commence à produire de l'énergie.
- **Zone II** ($V_D < V < V_n$) : zone au fonctionnement à charge partielle, le maximum de puissance est capté. Un contrôle doit être établi afin d'optimiser l'énergie extraite.
- **Zone III** ($V_n < V < V_m$) : zone au fonctionnement à pleine charge, la puissance extraite reste le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine. La rotation des pales est freinée par inclinaison des pales au niveau du moyeu, ce qui diminue les contraintes mécaniques dues aux vitesses importantes. Un contrôle doit être établi, il est essentiel pour le fonctionnement efficace et fiable des turbines éoliennes. Le but est de maximiser la puissance produite par l'éolienne lorsque la vitesse du vent est en dessous de sa valeur nominale. Lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale, les pales seront commandées afin de limiter la puissance électrique à sa valeur nominale afin de la maintenir constante [46].

- **Zone IV ($V > V_m$)** : zone au fonctionnement dangereux, la turbine est arrêtée pour éviter des dommages aux vitesses de fort vent.

Généralement, cette courbe est donnée par les fabricants, et a été certifiée par un laboratoire et définie dans des conditions d'essai standard. La fiche technique fournit les valeurs des trois vitesses, des paramètres essentiels pour son exploitation.

6.4 L'aérogénérateur ou éolienne

L'énergie mécanique à partir du vent fut utilisée au départ par le moulin à vent. Il était constitué d'une tour orientable dans le sens du vent, qui supporte les ailes fixées à un axe horizontal. Devenu obsolète avec la généralisation de l'électricité, il fut remplacé par les aérogénérateurs, communément appelés éoliennes. L'emploi n'était plus d'utiliser l'énergie du vent pour moulinier les céréales, produire de l'huile ou pomper de l'eau, mais pour la transformer en électricité.

6.4.1 Composition d'une éolienne

L'éolienne se compose le plus souvent par quatre parties : Le rotor avec les ailes, la nacelle, le mât vertical et sa base qui abrite l'équipement électrique (voir figure 6.6). Chaque ensemble renferme des éléments qu'on indiquera en gras dans le texte [45].

- **Le rotor** : Partie rotative de l'éolienne, placée en haut du mât, son rôle consiste à capter la force des vents afin de transformer l'énergie cinétique (mouvements) du vent en énergie mécanique. Il se compose d'un moyeu (nez de l'éolienne) et de l'hélice, elle-même reliée de trois pales (cas le plus général) [47]. Les pales (ou ailes) dérivent des technologies de l'aéronautique et sont fabriquées à l'aide de matériaux composites (plastique renforcé de fibre de verre ou fibre de carbone) à la fois légers, rigides et résistants. Le diamètre qu'elles balayent varie de 40 m à 120 m et tournent à des vitesses variant entre 10 et 25 tours par minute. Le moyeu sert également à ajuster l'angle des pales et de faire varier l'angle d'attaque pour réguler la vitesse de rotation.

- **La nacelle** : Structure située au sommet du mât, derrière le rotor. Elle abrite un blindage qui protège un ensemble d'engrenages mécaniques permettant de coupler le rotor à une génératrice, située dans le prolongement de l'axe de l'hélice de l'éolienne.

L'engrenage de couplage est constitué d'un arbre primaire qui relie les pales au multiplicateur, il sert de réduire le couple et d'augmenter la vitesse : car l'hélice de l'éolienne tourne à des vitesses d'environ 100 à 650 tours/min alors qu'un générateur électrique doit être entraîné entre 1500 à 3000 tr/min. Derrière se trouve l'arbre secondaire qui transmet l'énergie mécanique

à la génératrice. La nacelle est dotée également d'un système de refroidissement (à air, eau ou huile) destiné au multiplicateur et à la génératrice, et d'un système d'orientation. Il s'agit d'une couronne dentée munie d'un frein aérodynamique qui permet de modifier l'angle d'incidence des pales par rapport au vent, de maximiser la récupération d'énergie, et d'orienter le rotor de façon à capter le maximum de sa force motrice. Un second frein à disque, placé sur l'arbre secondaire, permet d'immobiliser le rotor lors de la maintenance ou pour palier à une défaillance éventuelle du frein aérodynamique.

- **La tour ou le mât** d'une éolienne, son rôle est de supporter les autres éléments (nacelle et rotor). C'est un tube généralement de forme conique fait de métal (assemblages de croisillons métalliques), il est fixé sur une fondation souvent circulaire (diamètre compris entre 4 et 7 m) en béton armée au sol par de longs pieux en béton ou en acier. Sa conception diffère selon les types de l'éolienne et de son impact sur l'environnement. Le mât permet de placer la nacelle à une hauteur entre 50 et 130 m, ce qui met le rotor à une altitude lui permettant d'éviter toute perturbation due aux obstacles (relief, bâtiments...), et d'être entraîné par un vent plus fort et régulier qu'au niveau du sol : plus c'est haut, plus la vitesse du vent augmente. C'est pourquoi on recherche des espaces libres, en pleine mer par exemple avec l'éolien offshore.

- **La partie électrique d'une éolienne**, est installée dans une ouverture en bas du mât. Le transport de l'énergie jusqu'au sol est assuré par des câbles électriques descendant à l'intérieur du mât de l'éolienne. Cette partie abrite différents équipements du système de supervision et de contrôle : le transformateur pour élever la tension de l'électricité produite afin de l'injecter sur le réseau (en conformité aux normes électriques applicables), un système de commande électronique (modulateur, commande, convertisseur de puissance, multiplicateur, etc.). L'éolienne peut être ainsi arrêtée automatiquement et très rapidement en cas de nécessité. La sécurité du fonctionnement est ainsi assurée en continu.

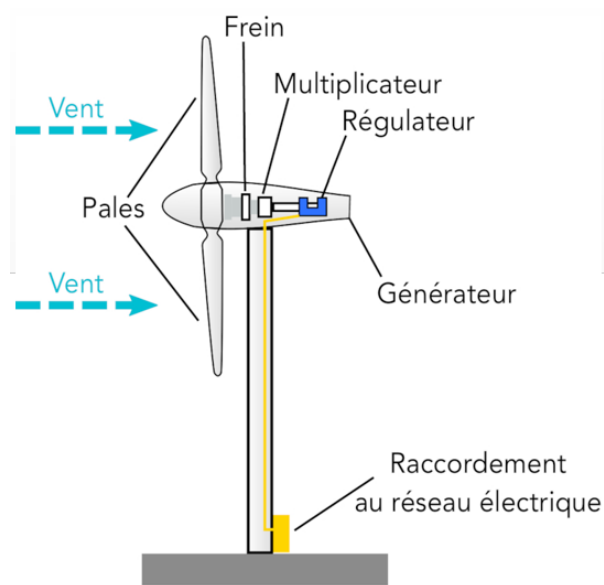


FIGURE 6.9 – Composition d'une éolienne
(© les – énergies – renouvelables.eu)

6.4.2 Principe de fonctionnement

L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor : cette énergie cinétique est convertie en énergie mécanique qui est elle-même transformée en énergie électrique. Cette transformation se fait en plusieurs étapes [45] :

- L'énergie cinétique du vent, par différence de pression entre les deux faces des ailes, met en mouvement les pales de l'éolienne. Par le biais du rotor, l'énergie cinétique se transforme énergie mécanique.
- Grâce au multiplicateur, on augmente la vitesse de rotation afin de faire fonctionner le générateur électrique. Il peut-être une dynamo (utilisation en courant continu) ou un alternateur (utilisation en courant alternatif). La capacité de production électrique de l'alternateur, généralement le plus employé dans une éolienne pour des raisons de coût et de rendement, peut atteindre les 5 MW et développer une tension d'environ 690 volts.
- Un transformateur augmente cette tension à 20 kV afin de l'injecter sur le réseau électrique.

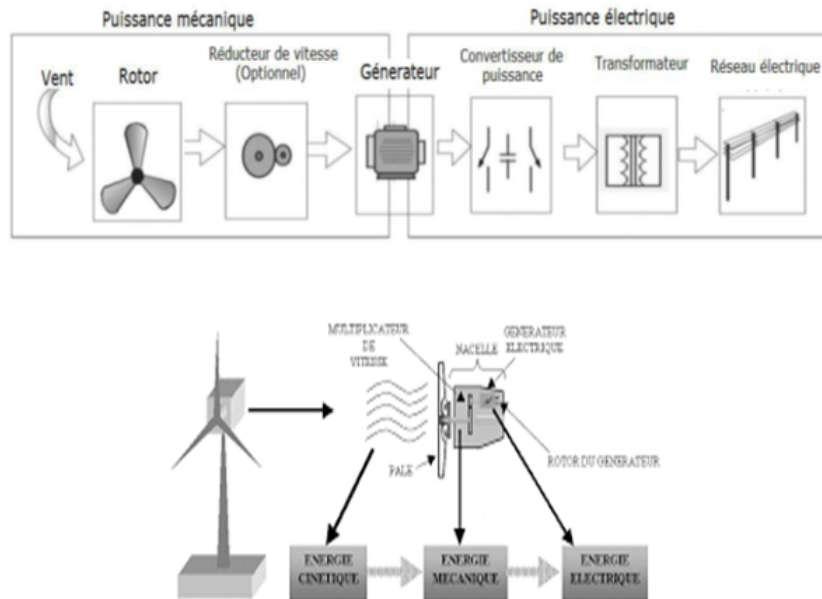


FIGURE 6.10 – Chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en électricité
(© A.Zaimi, mémoire CNAM 2014)

6.5 Les différents Types d'Aérogénérateurs

Il existe différents types d'aérogénérateurs selon les solutions technologiques adoptées. Deux grandes familles existent : les éoliennes à axe vertical et celles à axe horizontal.

6.5.1 Les éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal et à trois pales sont les plus répandues dans les fermes éoliennes à grandes puissances, et aussi les plus anciennes [48]. Elles sont basées sur la technologie de leurs ancêtres les moulins à vent. Ce succès est dû à leurs coûts relativement moins importants, et à leurs résistances aux contraintes mécaniques. Du fait de la hauteur du mât, elles captent des vents forts, et donc produisent plus d'énergie. Généralement à 3 pales (type dit "Danois", voir figure 6.10), car cette configuration constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation. Le nombre impair permet plus de stabilité, car dans le cas d'une éolienne bipale, on risque de créer une torsion au niveau de l'axe du rotor.

Dans le commerce, la gamme des éoliennes est segmentée en fonction de la

puissance unitaire des machines³ :

- De 50 watts à 2 kW : il s'agit de micro-éoliennes équipant les bâtiments individuels,
- De 2 kW à 40 kW : petites éoliennes installées sur les bâtiments agricoles ou industriels.
- De 40 kW à 999 kW : puissance moyenne pouvant être connectées sur les réseaux de distribution.
- De 1 MW à plusieurs MW : grandes éoliennes pour former des installations de production d'électricité destinées à être raccordées sur les réseaux de distribution.
- Les éoliennes offshore (en mer), avec des puissances et des diamètres de turbines de plus en plus élevés, jusqu'à 7 MW et 160 m.

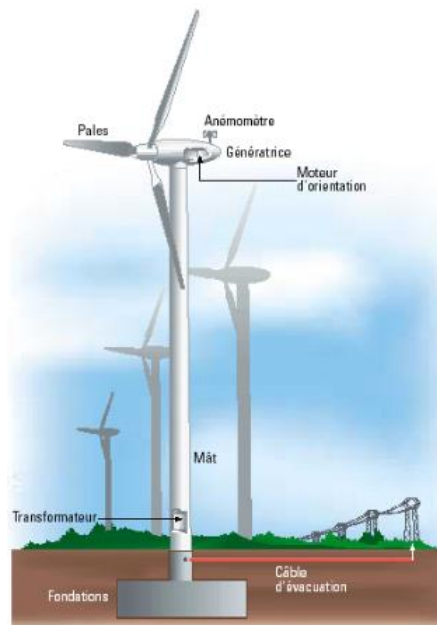


FIGURE 6.11 – Aérogénérateur à axe horizontal de type "Danois"
(©Techniquesdel'Ingénieur)

6.5.2 Les éoliennes à axe vertical

Ce type d'aérogénérateurs se distingue par un axe de rotation vertical par rapport au sol. Cette conception a l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales, et permet de mettre l'engrenage mécanique (multipli-

3. Danish Wind Industry Association : www.windpower.org

ateur et génératrice) directement au sol ; ce qui induit moins de perturbation par les turbulences, et une économie sur la maintenance : plus simple qu'un entretien en haut de la nacelle. Seulement, d'une part, par son axe vertical et par la symétrie de révolution conséquente, le vent peut provenir de toutes les directions sans avoir à orienter le rotor. D'autre part, cette solution prescrit un fonctionnement proche du sol, d'où un vent moins fort qu'en hauteur et donc un rendement plus faible. Et surtout, elles doivent être entraînées au démarrage, ce qui fait subir de fortes contraintes mécaniques [48].

Sur ce principe, de nombreuses variantes technologiques ont été testées, dont seulement deux structures sont reconnues : le rotor de Savonius et le rotor de Darrieus. Chaque catégorie possède ses avantages et inconvénients.

- **Type Savonius** : inventé par l'ingénieur finlandais Savonius en 1924. Ce type est constitué schématiquement d'un minimum de deux demi-cylindres, légèrement désaxés, reliés à un axe vertical. Son rendement est plus faible que celui des éoliennes qui utilisent la force de portance, mais présente l'avantage de fonctionner avec toutes les directions du vent, même à de faibles vitesses. Sa variante à godets hélicoïdales autour de l'axe de rotation, type Savonius hélicoïdal (twisted Savonius en anglais), permet d'augmenter le rendement en proposant de façon continue une surface d'accroche au vent. Ce type d'éoliennes est peu bruyant et peu encombrant, ce qui le destine à l'installation en milieu urbain, sans en dénaturer l'esthétique [44] .

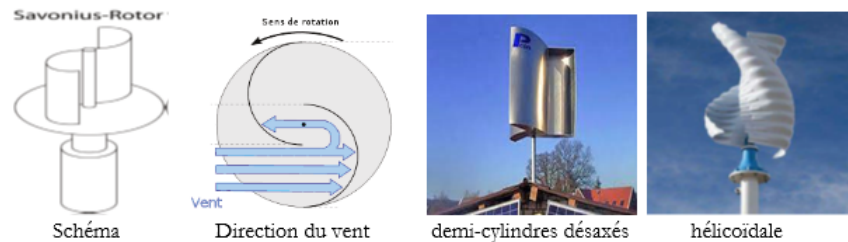


FIGURE 6.12 – Le rotor Savonius (©Ecosources)

- **Type Darrieus** : inventé par l'ingénieur français Darrieus en 1926. Ce type d'éoliennes est composé de pales courbes, paraboliques ou hélicoïdales, montées en triangle sur un arbre vertical ou un cadre rotatif. Ce type de solution réduit considérablement le bruit. La courbure permet d'atténuer au mieux les tensions mécaniques générées par la structure en rotation, les pales peuvent ainsi supporter des vitesses de rotation élevées (vitesse de vent jusqu'à 220km). Cependant, de par son principe de fonctionnement, elle ne peut démarrer seule : il lui faut un mécanisme de lancement, soit un moteur électrique, ou une seconde éolienne dont le démarrage autonome est bien meilleur.

Les pales utilisent la force de portance du vent, comme les éoliennes horizontales. Mais contrairement à ces dernières, elles n'ont pas à être orientées, elles peuvent capter le vent dans n'importe quelle direction, et s'intègrent parfaite-

ment aux paysages. Toutefois, pour cause de leurs poids et des frottements qui en résultent, le rendement est faible.



FIGURE 6.13 – Le rotor Darrieus (©Ecosources)

Par la suite, à partir des années 1970, différents inventeurs ont modélisé des profils d’aile plus ou moins sophistiqués combinant les technologies Darrieus et Savonius. Il en découle une variété d’éoliennes et de designs suivant l’utilisation. On citera : l’éolienne Savonius Hélicoïdale, la Darrieus-Savonius hybride, l’éolienne H-type, et l’éolienne à voilure tournante.

- **Type à voilure tournante** : Plus récente et novatrice (malgré qu’elle utilise une technique très ancienne), les éoliennes à voilure tournante (ou panémone) sont caractérisées par l’optimisation dynamique du calage des pales en temps réel (du même type que la voile de navire). Elles permettent d’optimiser et d’exploiter de vents plus puissants que ceux déjà décrites. Ce procédé réduit fortement le bruit généré, et permet de conserver une production d’énergie constante, quelle que soit la force du vent. L’éolienne à voilure tournante, par son rendement et un encombrement réduit, est idéale pour des exploitations en environnements urbains.

6.5.3 Eoliennes à vitesse fixe et variable

La technologie des éoliennes a évolué dans le temps subséquent aux performances de l’électronique de puissance. Ainsi, plusieurs types de génératrices éoliennes sont proposées et peuvent être classifiées en éoliennes à vitesse fixe et variable [44].

Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont succinctement décrites dans ce paragraphe.

- **Eolienne à vitesse fixe** : Comme le nom l’indique, la turbine de ce type d’aérogénérateur tourne à une vitesse relativement constante, et elle génère une puissance électrique très fluctuante avec un rendement de conversion maximum (pour une vitesse donnée). Cette vitesse est déterminée par le nombre de pôles de la génératrice, le rapport du réducteur de vitesse et la fréquence du réseau électrique.

- **Eolienne à vitesse variable** : Dans ce cas, la turbine change constamment sa vitesse de rotation ω selon la vitesse du vent afin de maximiser la puissance. Elle

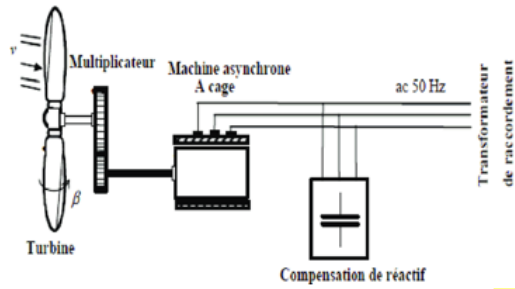


FIGURE 6.14 – Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage
 (© A.Davigny, *www.univ – lille1.fr*)

peut ainsi maintenir des valeurs optimales du rapport λ ($\lambda = R\omega/V$) décrit en 3.2, de manière à réaliser une extraction maximale de la puissance électrique. Son rendement de conversion d'énergie sur une vaste plage de vitesse de vent. Pour qu'elle soit ajustable en vitesse, la turbine est connectée au réseau électrique via des convertisseurs de puissance.

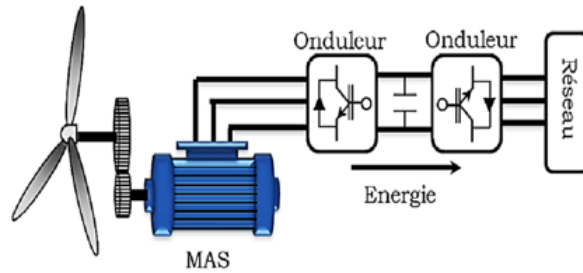


FIGURE 6.15 – Eolienne à vitesse variable à base de la machine asynchrone
 (© Y.Djeriri, *mémoiremasteruniv – sidibelabbès2017*)

6.5.4 L'éolien offshore

L'éolien "offshore" spécifie l'implantation des aérogénérateurs en pleine mer, leurs fonctionnements est identique que l'éolien terrestre. Elles ont l'avantage d'avoir un vent plus fort et plus régulier (sans obstacle), de modérer l'impact sur le paysage, plus de nuisance sonore et ont une grande capacité de production d'électricité, de 3 à 5 MW (parfois jusqu'à 8 MW). A leurs discrédits le coût, pour cause de mâts qui doivent être plus résistants, protection contre la corrosion, implantation difficile, raccordement électrique par des câbles sous-marins coûteux et fragiles, et nécessité de gros moyens pour la maintenance.

6.5.5 Evolution de la technologie

Comme pour les autres sources d'énergie renouvelable, la filière éolienne a connu des évolutions technologiques soutenues. La recherche s'est portée fortement sur l'ensemble des éléments ayant un impact sur la production énergétique : hauteur du mât, usage des matériaux, profil des pales, acoustique, impacts écologique et design, puissance de la génératrice, outils de modélisation et de gestion informatisée des fermes, maintenance, stockage indirect, etc. Ces évolutions ont entraîné un quadruplement de la puissance par rapport aux années 2000, et une diminution du coût du kWh produit. Ce qui fait que, actuellement, la nouvelle génération d'aérogénérateurs que l'on installe diffère complètement des anciens, nettement plus performantes, ce qui permet des surfaces de parcs réduites, avec une puissance installée plus importante.

On sait qu'en matière de vent, plus on est haut, plus les vents sont forts, laminaires et constants, plus la vitesse de la turbine augmente (au cube). Des efforts ont été consentis pour hisser les nacelles des éoliennes de plus en plus haut : les nouvelles éoliennes grimpent jusqu'à 180 voire 200 mètres de hauteur, et elles sont équipées de rotors de 120 mètres de diamètre (à puissance de rotor égale, une élévation de 30 mètres permet un surplus de production de 10 à 15%). Ces hauteurs impliquent des défis techniques pour résister aux rafales de vents plus fortes. Il faut concevoir des mâts plus solides (une combinaison de béton et d'acier), et mobiliser des grues pouvant atteindre ces hauteurs.

L'évolution croissante sur la taille du mât et le diamètre du rotor constitue un véritable facteur de d'optimisation de la production éolienne. Certaines turbines atteignent maintenant 4,2 MW de puissance installée, avec un gain total de productivité de 20 à 25

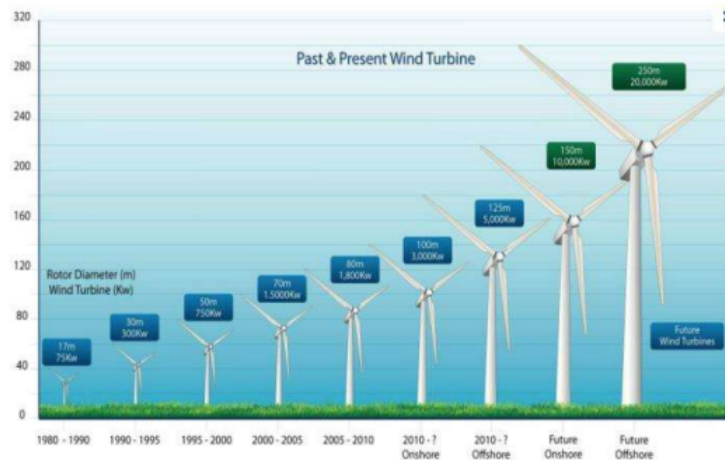


FIGURE 6.16 – Évolution de la puissance et de la hauteur des aérogénérateurs (©IPCC, 2011)

Entre autres innovations, les chercheurs portent de plus en plus un intérêt sur l'aspect esthétique. En effet, l'installation d'éoliennes de 150 mètres de haut, dans le paysage modifie profondément le paysage. Pour cela, une étude paysagère préalable est réalisée par des architectes, paysagistes et designers. Ils sont chargés d'intégrer esthétiquement le projet en fonction des caractéristiques du lieu étudié et des attentes des acteurs concernés. Les riverains voient également leur qualité de vie altérée par les nuisances des bruits. Ainsi, à l'instar des ailes de rapaces nocturnes, des ajouts sous forme de peignes sont posés sur les bords de fuite des pales ; ce qui permet de réduire les turbulences générées en bout de pale, ce qui entraîne une réduction sensible du niveau de bruit.

6.6 Conception des différents types de génératrices d'éolienne

De l'énergie du vent en entrée (énergie primaire) à la production électrique en sortie (énergie finale), plusieurs étapes et modèles de configurations sont requises. Le type de machine de conversion électrique joue un rôle très important. Sur le terrain, on retrouve plusieurs configurations selon la génératrice utilisée dans la chaîne de conversion : les plus courantes sont avec une machine asynchrone MAS (double alimentation) ou synchrone, couplé ou non (cas des machines synchrones multipolaires) à un multiplicateur. Ces différentes solutions sont représentées par la figure suivante :

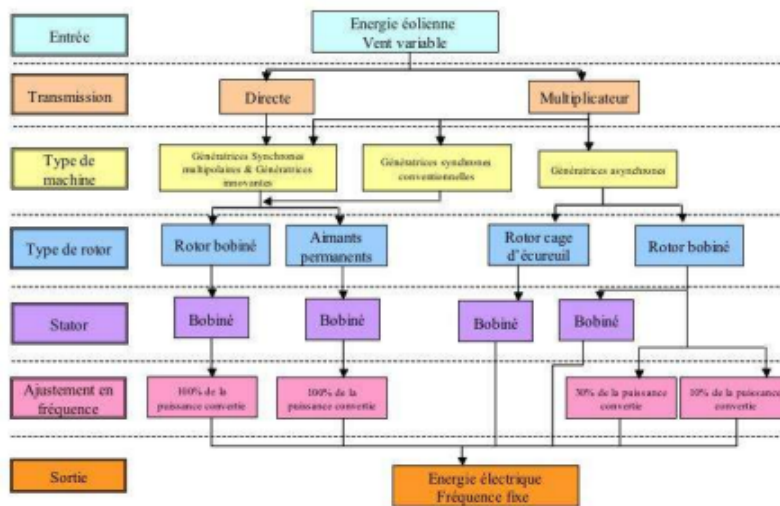


FIGURE 6.17 – Représentation des différentes chaînes de conversion de l'énergie mécanique du vent en énergie électrique (© Haritza Camblong)

6.7 Avantages et inconvénients des éoliennes

Les avantages de l'énergie éolienne sont nombreux. Non émettrices de Gaz à Effet de Serre, son impact sur l'environnement est quasi-nul, contrairement aux énergies traditionnelles telles que gaz, pétrole et charbon ou au nucléaire (déchets radioactifs). Rappelons que c'est une énergie renouvelable dont la ressource ne sera pas épuisée dans l'avenir. De plus, elle n'est pas dangereuse comme peut l'être le nucléaire. Aussi, son coût a tendance à baisser (il a été divisé par 2 au cours des années 90) et est désormais inférieur à celui des énergies fossiles qui augmente (notons que c'est aussi la moins chère des énergies renouvelables). En outre, son coût peut être prédit avec très peu d'incertitude à la différence des fluctuations de prix qui touchent le fossile. Enfin, l'énergie éolienne permet d'alimenter des sites isolés qui ne peuvent être connectés au réseau électrique.

L'éolien a également quelques inconvénients qu'il ne faut pas omettre. Son impact visuel tout d'abord qui n'est pas encore accepté du grand public. Le bruit engendré par les éoliennes a, quant à lui, nettement diminué. L'éolien serait de plus impliqué dans la mortalité des oiseaux. Néanmoins des efforts sont faits pour éviter leur implantation, notamment sur les parcours migratoires. Le principal désavantage de cette énergie est en réalité le caractère intermittent de sa ressource, le vent. Or, l'un des intérêts des exploitants du réseau électrique est justement de contrôler la production à venir et de la répartir sur le réseau de manière à répondre au mieux à la demande. Ils se doivent donc de maîtriser les ressources et notamment la ressource éolienne pour une intégration efficace de celle-ci dans le réseau, efficacité qui passe par le choix des sites d'implantation d'une part et par la prévision de la production énergétique future d'autre part. Une exploitation optimale de l'énergie éolienne repose donc sur des outils de prévision de la ressource performants.

Pour l'Algérie, cette source d'énergie, en addition avec l'énergie solaire ne représente pas seulement un impératif énergétique, mais aussi économique : selon les rapports du gouvernement, la production nationale de gaz va rapidement devenir insuffisante pour couvrir les besoins du pays. Le développement des énergies renouvelables permettrait d'économiser du gaz pour, pourquoi pas, l'orienter vers l'exportation. D'après les chiffres gouvernementaux publiés en janvier 2018, le développement des énergies renouvelables permettrait à l'Algérie d'économiser près de 300 milliards de m³ de gaz naturel.

Bibliographie

- [1] Z Jacobson and al. 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World. *Joule*, 1(1) :108–121, 2017.
- [2] D Guthleben. *La fabuleuse histoire des inventions : de la maîtrise du feu à l'immortalité*. 2018.
- [3] H Grad and S El Hani. *Apport de la MCSA par rapport à l'analyse vibratoire pour le suivi de l'état de la machine Asynchrone*. PhD thesis, 2013.
- [4] A Zemmouri, S Touati, and A Haouam. Effet de la qualité de l'eau sur les performances de la centrale thermique de Koudiet Ed Draouch. 2017.
- [5] A Ricaud. *Gisement solaire*. 2009.
- [6] F Yettou, A Malek, M Haddadi, and A Gama. Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en algérie. *Revue des Energies Renouvelables CDER*, 12, 06 2009.
- [7] JM Chassériaux. *Conversion thermique du rayonnement solaire*. 1984.
- [8] R Benard, G Menguy, and M Schwartz. Le rayonnement solaire. conversion thermique et application. *Technique et Documentation*, 55-1 :pp. 92–93, 05 1980.
- [9] C Laughton. *Eau chaude solaire*. 2012.
- [10] J Bernard. *Energie solaire calculs et optimisation*. 2004.
- [11] WA Duffie, JA et Beckman. *Solar engineering of thermal processes*. 1980.
- [12] A Guedira and A Benallou. Procédure de qualification des capteurs plans sous ensoleillement naturel au maroc. *Revue des Energies Renouvelables*,, 2001.
- [13] A Brahimi. Etude de performances d'un capteur solaire plan à eau, master, *Université de Lorraine*, 2016.
- [14] M Dahmoun. *Evaluation des performances et la gestion de l'énergie produite par une centrale photovoltaïque réalisée au sud algérien avec l'intégration d'un système de stockage*, Université de Mostaganem. PhD thesis, 2022.
- [15] C Cornu. *Guide pour le dimensionnement de Centrales PV*. 1996.

- [16] C Lerouge. Recherche industrie photovoltaïque (pv) etats-unis. *Sciences physique États-Unis*, 2006.
- [17] M Kenane. Modélisation de modules photovoltaïques en milieu réel d'implantation, mémoire de master ii, *UMMTO.*, 2013.
- [18] El Amrani. Procédé d'encapsulation des modules photovoltaïques. *Rev. Energ. Ren*, 2006.
- [19] A Awasthi. Review on sun tracking technology in solar pv system. *Energy Reports*, 2020.
- [20] K Zeb. A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. *RSEnergy Reviews*, 2018.
- [21] I Vechiu. *Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome*, Université du Havre. PhD thesis, 2005.
- [22] V Karthikeyan. Grid-connected and off-grid solar photovoltaic system. *Green Energy and Technology*, 2017.
- [23] B Chabot. From cost to prices. *Economic analysis of PV energy and services progress in PV research and applications*, 06, 1998.
- [24] Picault et al. Changing photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses. *9th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2010.
- [25] M Telidjane. *Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationnarité pour le diagnostic*, Université St Etienne. PhD thesis, 2017.
- [26] D Sera. Pv panel model based on data sheet values. *IEEE*, 2007.
- [27] A Doumane. *Modélisation du Vieillissement d'un Module PV*, Université de Boumérdes. PhD thesis, 2011.
- [28] F Boukhtouche. mémoire de magister, école nationale polytechnique, *Ecole Polytech Alger*, 2004.
- [29] M Bencherif. *Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension*, Université de Tlemcen, P.46. PhD thesis, 2009.
- [30] M Wolf. Solar cells. *IEEE*, 1976.
- [31] S Petibon. *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*, Université de Toulouse. PhD thesis, 2009.
- [32] M Louazene. Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de ouargla, thèse magister, *Université de Batna*, 2008.
- [33] S Astier. Les systèmes pv autonomes non embarqués pour la production d'énergie électrique. *Journées EEA Paris*, 1999.
- [34] V Salas. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone pv systems. *Solar Energy Materials Solar Cells*, 90, 2006.
- [35] M Haiti. contrôleur flou pour mppt d'un système pv. *GCGE*, 2008.

- [36] H Hussein. Maximum pv power tracking an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *In IEE, U.K.*, 42, 1995.
- [37] B Wilamowski. Fuzzy system based mppt for pv system. *IEEE*, page 3280, 2002.
- [38] T Efram. Comparison of photovoltaic array mppt techniques. *IEEE, Transactions on energy conversion, no. 2.*, 2007.
- [39] S Mathew. Wind energy : Fundamentals, resource analysis and economics. *Springer, Germany*, 2006.
- [40] HD Nedjari. Optimal windy sites in algeria. *Energy*, 2018.
- [41] SM Boudia. Bulletin des energies renouvelbles. N°43, 2017.
- [42] C Justus. Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology*, 1978.
- [43] D Stewart. Frequency distribution of wind speed near the surface. *Journal of Applied Meteorology*, 1978.
- [44] F Poitiers. thèse de doctorat. *université de Nantes*, 2003.
- [45] N Laverdure. L'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires. *Institut national polytechnique de Grenoble, France*, 2005.
- [46] Y ElTous. Pitch angle control of variable speed wind turbine. *american journal of engineering and applied sciences*, 1, 2008.
- [47] A Nesmat. thèse de doctorat. *école centrale de Lyon*, 2008.
- [48] S Nouhou. Étude du générateur asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne. *Thèse, École Nationale Polytechnique, Algérie*, 2007.

Annexe A

Liste des abbréviations des unités

TEP : tonne d'équivalent pétrole

J : joule

W : watt

k : kilo

m : mètre

A : ampère

V : volt

G : giga

M : méga

C : celsius

eV : electron-volt

Hz : hertz

s : seconde

h : heure

K : kelvin

t : tonne

mmHg : millimètres de mercure

DA : dinars algérien