

Roger Cadiergues

MémoCad nW20.a

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

SOMMAIRE

- nW20.1.** Productions centralisées ou décentralisées
- nW20.2.** Les centrales thermiques
- nW20.3.** Les parc éoliens
- nW20.4.** Les parc éoliens
- nW20.5.** Les productions décentralisées
- nW20.6.** Les microcentrales thermiques
- nW20.7.** L'hydraulique locale
- nW20.8.** L'éolien local
- nW20.9.** La production solaire d'électricité
- nW20.10.** La production photovoltaïque
- nW20.11.** Les installations photovoltaïques
- nW20.12.** Les aspects financiers
- nW20.13.** Les piles à combustible
- nW20.14.** Les types de piles à combustible



La loi du 11 mars 1957 n'autorisant, aux termes des alinéas 2 et 3 de l'article 41, d'une part que les «copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective», et d'autre part que les analyses et courtes citations dans un but d'exemple et d'illustration «toute reproduction intégrale, ou partielle, faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause, est illicite».

nW20.1. PRODUCTIONS CENTRALISÉES OU DÉCENTRALISÉES

L'ÉLECTRICITÉ DANS LES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE

L'électricité joue un rôle croissant dans les consommations d'énergie. Au fur et à mesure qu'on améliore l'isolation des bâtiments les consommations de chauffage baissent d'importance, alors que les autres consommations (éclairage et autres applications électriques) jouent un rôle croissant. Alors que 80% des appareils électroménagers tendent à avoir d'excellentes performances énergétiques (classement A+), le développement des ordinateurs domestiques et l'usage d'Internet compensent largement cette tendance à la réduction des consommations. Il est donc très important de situer les usages électriques. C'est d'autant plus délicat que deux solutions se présentent pour la production :

- . la **solution centralisée**, l'électricité étant produite dans des centrales souvent puissantes,
- . et la **solution décentralisée**, qui consiste à produire l'électricité sur les lieux mêmes d'utilisation.

Nous ne traitons, dans ce livret, que des productions centralisées.

LES PRODUCTIONS CENTRALISÉES

Les productions classiques d'électricité reposent, pour l'essentiel, sur trois types de centrales :

- . les **centrales thermiques**, à base de **combustibles**, utilisant des turbines : fiche **nW20.2**,
- . les **centrales hydrauliques** : voir ci-dessous,
- . les **centrales nucléaires** : voir ci-dessous,

auxquelles il faut aujourd'hui ajouter (outre des techniques plus subalternes) :

- . les **centrales éoliennes** : fiche **nW04.3**,
- . et les **productions solaires** : voir livrets **nW02** et **nW03**, *les productions photovoltaïques étant très voisines, que la génération soit centralisée ou non*

LA RÉPARTITION DES PRODUCTIONS DANS LE TEMPS

La planification de la production d'électricité ne peut pas simplement reposer sur la quantité d'énergie annuelle que telle ou telle source peut fournir, il faut en plus que cette énergie soit fournie aux bons moments, ce qui conduit à distinguer : les **centrales de base** et les **centrales de pointe**, le classement étant essentiellement basé sur la facilité de mise en route des centrales. En France les *centrales de base* sont essentiellement *nucléaires*.

LES CENTRALES NUCLÉAIRES

Les centrales nucléaires jouent un rôle très important dans les bilans français de production d'électricité : ce sont les **centrales de base de référence**. Il existera, en fait et dans les années à venir, deux parcs.

1. Le premier parc est celui des 58 réacteurs actuellement en opération, destinés à disparaître à assez long terme.

.2. Le deuxième parc - à venir - est celui des futurs réacteurs à eau pressurisée dits de troisième génération (EPR), dont les implantations sont en discussion au moment de la rédaction de ce livret.

La prise en compte de l'énergie nucléaire dans les dégagements de CO₂ mérite quelque examen. En effet le fait, en France, de ne pas comptabiliser les énergies grises, obère les discussions sur l'énergie nucléaire, car oubliant le fait que cette énergie ne rejetant pas directement de CO₂ à l'atmosphère, consomme de l'énergie lors de l'extraction, de la préparation et du transport de l'uranium.

LES CENTRALES HYDRAULIQUES

Il s'agit là d'une production pouvant être **de pointe**. Avant l'introduction du nucléaire, EDF avait très fortement privilégié l'hydraulique, y faisant de la France l'un des plus importants d'Europe (après la Norvège) : de l'ordre de 2100 barrages dont 400 très importants, qui devraient être progressivement rénovés ces prochaines années. La situation est telle que le parc est proche de sa capacité maximale, l'ensemble étant saturé en sites disponibles. La seule solution consiste à augmenter les capacités de production (tout en améliorant les rendements) grâce au recours à de nouvelles turbines.

Pour redévelopper l'hydraulique française des grands et moyens barrages la solution s'impose : revoir et améliorer l'existant. Pour ce faire il s'agit essentiellement de remplacer les turbines et les roues existantes par des turbines de haute efficacité, une action déjà plus ou moins en train de se mettre en place . Avec un appel d'offres au moment de la rédaction de ce livret : les gains prévus sont de 30 % sur le rendement des turbines.

nW20.2. LES CENTRALES THERMIQUES

LES DEUX GRANDES CATÉGORIES DE CENTRALES

Nous prendrons ici comme référence, non pas les installations de production électrique simple, mais les installations de production combinée de chaleur et d'électricité, dites de **cogénération**. Elles sont basées sur l'utilisation soit de **turbines à vapeur**, soit de **turbines à gaz**.

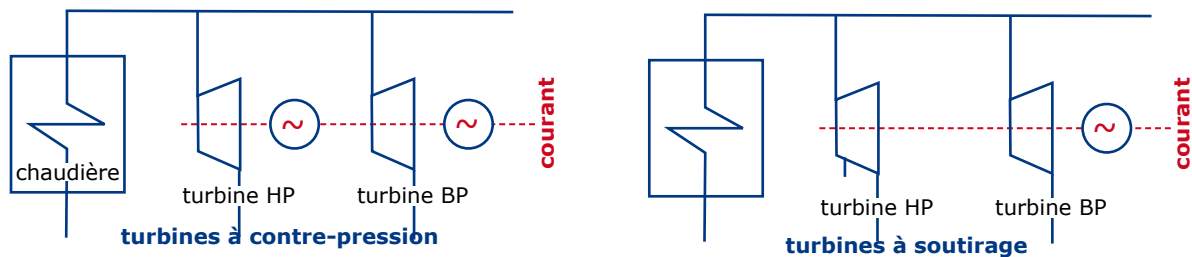
L'EMPLOI DES TURBINES À VAPEUR

Ces centrales utilisent deux modes de fonctionnement, les turbines (voir schémas ci-dessous) pouvant être :

- soit à **contre-pression**,
- soit à **soutirage**.

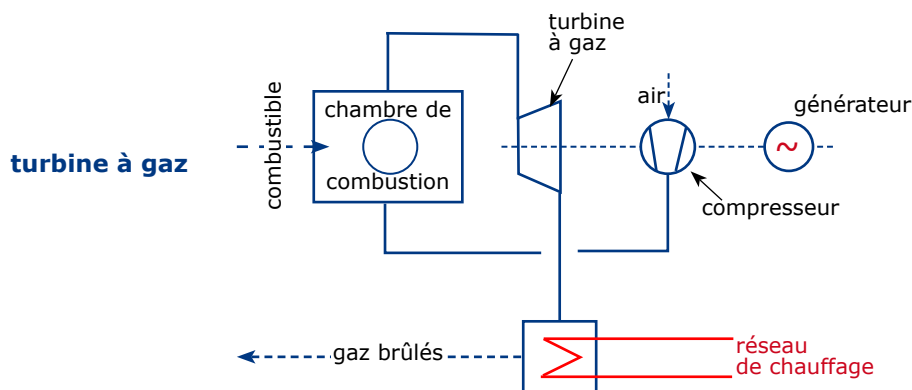
Avec le fonctionnement à **contre-pression** la totalité de la vapeur issue de la turbine basse pression (BP) est utilisée pour le chauffage, et la production de chaleur et d'électricité sont dépendantes l'une de l'autre. C'est donc un système manquant de souplesse, son intérêt essentiel résidant dans son relativement faible coût.

Avec le fonctionnement par **soutirage**, les besoins de chauffage et les besoins d'électricité sont plus indépendants. Il est assez facile, par exemple aux besoins de pointe en électricité, de réduire fortement la fourniture de chauffage. *Toutes ces capacités sont largement utilisées dans les centrales classiques de chauffage urbain.*



L'EMPLOI DES TURBINES À GAZ

Avec ce système présentant de multiples avantages (voir plus loin) c'est la chaleur contenue dans les gaz issus de la combustion qui est utilisée pour le chauffage (voir schéma ci-dessous). Les principaux avantages notés sont les suivants : faible encombrement, faible coût, mise en température rapide. N.B. Les systèmes combinés (turbines à gaz + turbines à vapeur) sont également possibles.



LES COEFFICIENTS DE TRANSFORMATION

La multiplicité des techniques possibles rend difficile la fixation du coefficient dit de transformation en énergie primaire. Si l'on néglige l'énergie grise, en France ce coefficient vaudrait 2,58. Par contre, si l'on inclut l'**énergie grise** (préparation et transport du combustible) le coefficient, selon les performances des turbines, va se situer entre 2,9 (systèmes modernes performants) et 3,8 (systèmes plus anciens à base de combustible solide, ou certains systèmes de production combinée). C'est une des raisons pour lesquelles il peut subsister d'assez fortes divergences entre évaluations.

Si l'on se limite au dégagement de CO₂ les divergences deviennent généralement plus faibles, bien que l'énergie grise soit toujours difficile à évaluer.

nW20.3. LES PRODUCTIONS COMBINÉES (COGÉNÉRATION)

LES SYSTÈMES EN CAUSE

D'une manière générale il est commode de distinguer trois systèmes de production d'électricité :

- . le système de simple production d'électricité,
- . le système de production combinée d'électricité et de chaleur,
- . le système de production combinée d'électricité, de chaleur et de froid.

Le deuxième système, dit aussi de **cogénération**, est celui - plus complet - que nous prendrons comme thème de base dans ce livret. Certains systèmes (rares) produisent à la fois de l'électricité, de la chaleur et du froid : on parle alors de «**trigénération**».

LES SOURCES

Certains systèmes utilisent directement de l'**énergie mécanique** (ex. les éoliennes), mais la plupart utilisent de la **chaleur** obtenue :

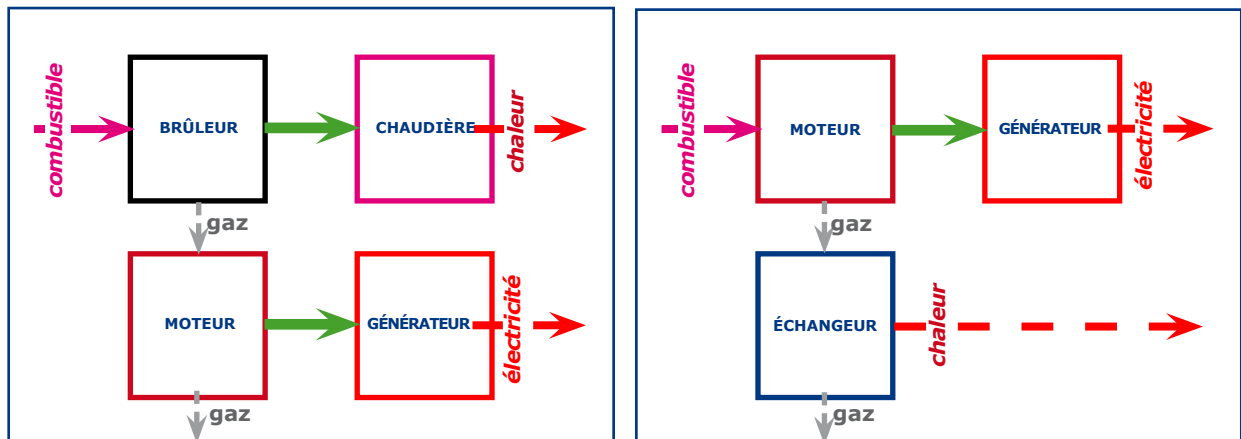
- . soit à partir de **combustibles** (solides, liquides ou gazeux, déchets inclus),
- . soit à partir de sources thermiques diverses telles que des **fermes solaires** équipées de paraboles permettant de focaliser l'énergie produite et la porter à relativement haute température.

LES ÉQUIPEMENTS DE BASE : LA COGÉNÉRATION DE TAILLE INDUSTRIELLE

Les principaux générateurs utilisant l'énergie thermique utilisent :

- . soit des **moteurs à piston**,
- . soit des **turbines** à vapeur ou à combustion.

Les schémas ci-dessous illustrent les deux modes de fonctionnement.



LA MICROCOGÉNÉRATION

En France, à partir de 2011, devraient normalement connaître un certain développement les installations de microcogénération, basées sur l'utilisation de petites chaudières dites de micro-cogénération, installées dans les bâtiments tertiaires (résidentiels ou non). Ces générateurs spécifiques, qui feront l'objet d'un livret séparé dès que la technologie sera - en France - stabilisée, sont essentiellement constitués :

- . d'un générateur de chaleur à condensation (à gaz dans les projets actuels),
- . suivi d'un moteur Stirling de génération d'électricité.

nW20.4. LES PARCS ÉOLIENS

LE DÉVELOPPEMENT DES ÉOLIENNES

La France est souvent considérée comme l'un des pays européens qui, avec le Royaume-Uni, présente le potentiel le plus élevé d'utilisation de l'énergie du vent.

Avec une légère croissance, le taux de réalisation, en 2008, dépassera probablement l'installation d'un peu plus de 600 unités. Pour des raisons diverses les éoliennes de production centralisée d'électricité sont regroupées dans des «parcs éoliens». Fin septembre 2008 on comptait, en France, plus de 320 parcs de ce type.

Afin d'obvier au manque de sites suffisants il est probable que les parcs éoliens, jusqu'ici terrestre seront «off-shore», c'est à dire en mer. Et ce bien que le coût en soit plus élevés, environ le double du coût des éoliennes terrestres. Et bien que l'implantation de tels parcs suscite également des mouvements d'opposition (chez les pêcheurs).

LES PARCS ÉOLIENS

Actuellement, en France, les éoliennes sont presque toutes regroupées dans des «parcs» qui fournissent directement de l'électricité aux producteurs d'électricité. L'inconvénient essentiel de l'éolien étant dû à l'intermittence du vent, les promoteurs de parcs tentent de compenser, au moins en partie, ce défaut en multipliant les sites sur le territoire. De sorte qu'en France une gamme très étendue est prévue : certaines projections en prévoient 8000 d'ici une quinzaine d'années, mais cette perspective reste douteuses par suite des obstacles liés aux réactions des populations intéressées.

Ces parcs éoliens utilisent essentiellement (dans notre pays) des unités possédant les caractéristiques qui sont indiquées dans le livret :

nW04. L'énergie éolienne

L'ORGANISATION DES PARCS ÉOLIENS

Depuis mi-juillet 2007 l'Etat a créé le système des «zones de développement éolien» (ZDE), en dehors desquelles les éoliennes ne peuvent profiter du tarif d'obligation d'achat, seul susceptible d'assurer la rentabilité du système pour les propriétaires de terrains éventuellement concernés, et les collectivités locales en cause. Il s'agit là des éoliennes de forte production, d'au moins 150 m de hauteur dans les techniques actuelles.

De plus, depuis lors, la réalisation de parcs éoliens doit faire partie des **installations classées** (voir le livret **nR09. Les installations classées**), avec un minimum de 5 éoliennes (15 dans une première option) ces

De toutes façons, pour qu'un aérogénérateur soit rentable, il faut que les vents soient suffisamment forts et réguliers, avec une moyenne annuelle d'au moins 5,5 [m/s]. Tout dépend de la **région**, et du **site** lui-même. Pour y parvenir il faut, schématiquement réunir les deux conditions qui sont indiquées dans le tableau ci-dessous. Une disposition qui est à la base des choix géographiques adaptés à la création de parcs éoliens.

SITES ÉOLIENS PRÉFÉRENTIELS	
Région (carte ADEME disponible)	Sites
peu ventée	<i>crêtes, collines à la rigueur</i>
assez peu ventée	<i>crêtes, collines, bords de mer ou de lac</i>
moyennement ventée	<i>crêtes, collines, bords de mer ou de lac, prairies dégagées</i>
assez fortement ventée	<i>crêtes, collines, bords de mer ou de lac, rase campagne</i>
fortement ventée	<i>tous sites, sauf très urbanisés</i>

nW20. 5. LES PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES

Les **productions d'électricité** peuvent être décomposées en deux catégories, chacune d'entre elles bénéficiant d'un examen séparé :

- . les **productions centralisées**,
- . et les **productions localisées** (ou **décentralisées**).

LES PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES : PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Surtout vantées par les publications et manifestations récentes, les solutions décentralisées que nous examinerons sont les suivantes.

- . les **microcentrales thermiques** : la fiche **nW20.6**,
- . l'**hydraulique locale** : la fiche **nW04.7**,
- . l'**éolien local** : la fiche **nW04.8**,
- . le **photovoltaïque local** : fiches **nW04.9 - nW04.10**,
- . les **piles à combustibles** : fiches **nW04.11 - nW04.12**.

nW04.6. LES MICROCENTRALES THERMIQUES

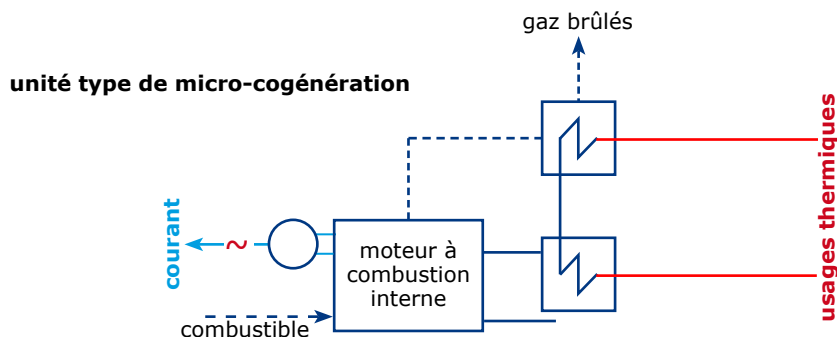
LES PRINCIPES DES SYSTÈMES COURANTS

Les installations de **microgénération** sont de relativement petites installations de production d'électricité (moins de 1000 kW pour ce qui nous concerne ici). Elles sont souvent combinées avec de la production de chaleur (**micro-cogénération** : schéma ci-dessous).

Dans tous les cas l'élément central est un **moteur, à combustion interne** (Diesel). Les rendements types de ces unités sont, normalement, les suivants.

- . Electricité seule : rendement de 38 %,
- . Electricité + chauffage (bien équilibrés) : rendement type global de 85 %.

Les microcentrales de cogénération sont particulièrement indiquées dans les bâtiments où les besoins de chauffage et d'électricité sont souvent simultanés : hôpitaux, piscines ou certaines usines par exemple. De telles installations exigent néanmoins de très sérieuses précautions acoustiques, par suite du bruit du moteur. Au plan du développement durable il faut chercher à utiliser un **biogaz** (voir **nW01**).



LES UTILISATIONS ÉLARGIES

Au lieu des cogénérations «électricité-chaleur» il est parfois possible d'envisager la trigénération, avec une troisième production, celle de **froid** (au moyen d'une machine à absorption utilisant la chaleur récupérée). Il existe également - bien qu'assez rare - des petites centrales de cogénération qui sont combinées avec une **pompe à chaleur**.

nW20.7. L'HYDRAULIQUE LOCALE

LES PETITS BARRAGES

Une solution décentralisée intéressante consiste à développer les petits barrages (10 à 100 kW). Il en existait environ 100 000 de ce type vers 1900, il en subsiste environ le tiers, qui peuvent être équipés de turbines efficaces de production d'électricité. De telles installations viennent compléter les centrales électriques hydrauliques collectives de moins de 5 MW mais souvent de plus de 5 MW, l'utilisation étant réservée au réseau public. Il existe, toutefois, des cas où une chute d'eau locale peut être directement utilisée, plus ou moins indépendamment du réseau extérieur. De telles installations, dites «**micro-hydrauliques**», ont des puissances de l'ordre de *quelques dizaines de kilowatts*.

LA REFORTE DES MOULINS

La plupart des réalisations microhydrauliques récupèrent les installations d'anciens moulins : il existe encore un peu moins de 2000 centrales électriques de ce type qui sont en activité. Il existait environ 100 000 barrages de ce type vers 1900, 1/3 environ pouvant manifestement être équipés de turbines efficaces, avec des puissances comprises entre 10 et 100 kW. Encore faut-il vaincre les difficultés qui résultent de la loi sur l'eau de 2006, mais un **tel système peut être prévu dans le cadre d'un projet de développement durable** si la situation est favorable, même si c'est relativement rare.

Il existe une procédure très spécifique d'autorisation administrative, autorisation indispensable pour utiliser l'énergie des cours d'eau. Il existe également une organisation dédiée à cette application : le *Groupement des producteurs autonomes d'électricité* (www.gpae.fr) qui fédère les propriétaires de centrales et peut servir de centre de renseignement.

LES TECHNIQUES À UTILISER

Les roues à aubes, qui équipaient les anciennes chutes, peuvent être utilisées dans les cas les plus modestes. Sinon il faut recourir à des turbines standards (de 20 à 750 kW en ordre de grandeur) qui sont faciles à mettre en oeuvre pour des chutes d'eau de 1 à 5 [m]. Pour des chutes plus importantes on peut utiliser des turbines Kaplan, certaines étant également utilisables aujourd'hui pour des chutes plus faibles. Pour les pentes importantes (en montagne ou moyenne montagne) il faut recourir à un canal de dérivation solide (en béton) et à des turbines de type Pelton.

Dans tous les cas, hors rendement, la puissance est schématiquement fournie par la formule :

$$\langle \text{PUISSANCE} \rangle = \langle \text{DÉBIT} \rangle \times \langle \text{HAUTEUR DE CHUTE} \rangle.$$

nW20.8. L'ÉOLIEN LOCAL ET LES MICRO-ÉOLIENNES

L'OBSTACLE AUX ÉOLIENNES PRIVÉES

Bien que quelques précautions aient été prises la création des zones de développement éolien (les parcs éoliens) défavorise très fortement les petites installations localisées. D'autant que se pose presque toujours des problèmes de voisinage.

La solution technique adoptée consiste à intégrer l'éolienne dans le bâtiment desservi, mais le rendement est très médiocre. De ce fait, en France, sauf situation très particulière, il n'y a pas intérêt à équiper directement les bâtiments en éoliennes privées, les exemples relativement valables (éoliennes incorporées aux bâtiments) se situant pour l'essentiel - mais en nombre limité - hors de la métropole et même hors de France. Il s'agit souvent de **bâtiments de grande hauteur** couronnés par des petites éoliennes, un système de rentabilité très limitée.

Pour plus de détails sur les éoliennes intégrées aux bâtiments, consultez le livret :

nW03. L'énergie éolienne

nW20.8. LA PRODUCTION SOLAIRE D'ÉLECTRICITÉ

LES DEUX CATÉGORIES DE PRODUCTION

Il existe deux modes essentiels de production d'électricité utilisant l'énergie solaire :

- . la **production photovoltaïque**, à partir de cellules du même nom, solution se prêtant à des puissances de production très variées,
- . la **production thermodynamique**, utilisant la chaleur du soleil pour produire l'électricité à partir des cycles mécaniques classiques, solution ne pouvant guère convenir qu'à des installations relativement importantes.

LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ AU RÉSEAU PUBLIC

Dans les deux cas précédents l'électricité produite peut être :

- . au moins pour partie utilisée localement,
- . mais en général, *totalemment ou pour l'essentiel*, en ré-injectant de l'électricité dans le réseau public.

Dans ce deuxième cas la **tarification de vente au réseau** est, en France, soumise à un régime tarifaire promotionnel couvert par des *textes législatifs et réglementaires*, des textes qui - ayant déjà évolués - seront toujours susceptibles de modifications dans l'avenir.

LA PRODUCTION THERMODYNAMIQUE

La production solaire thermodynamique, la plus ancienne dans les développements réels, ne peut guère être réservée qu'à des centrales un peu importantes, du type centrales urbaines ou inter-urbaines. Elles utilisent directement la chaleur solaire, au travers de centrales électriques (thermodynamiques) classiques. L'efficacité de ces systèmes étant très fortement lié à la température de source chaude, on ne peut utiliser que des capteurs héliothermiques spécifiques (dits ici «fours solaires»), produisant, grâce à l'orientation variable des capteurs et à la focalisation des rayons, une source très chaude de vapeur d'eau ou d'eau chaude permettant d'atteindre des performances thermodynamiques suffisantes .

Vous trouverez, au plan technique comme au plan réglementaire (les tarifs), les détails essentiels sur ces systèmes dans le livret consacré à l'**électricité solaire thermodynamique**.

LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Reposant sur l'emploi de capteurs photovoltaïques transformant directement le rayonnement en électricité, ce type de production repose, en France, sur trois techniques un peu différentes, correspondant chacune à un régime tarifaire différents, le paramètre essentiel étant *l'intégration plus ou moins poussée*, des modules dans le bâti. Ces trois régimes correspondent aux réalisations suivantes :

- . celle des *installations intégrées au bâti*, montées intégralement dans la toiture de bâtiments clos, qui bénéficient du tarif d'achat le plus élevé,
- . celle des *installations d'intégration simplifiée* qui, ne respectant pas les détails de réalisation fixés pour la catégorie précédente tout en étant intégrées, bénéficient d'un tarif d'achat d'électricité un peu moins élevé,
- . celle des *installations non intégrées*, qui bénéficient d'un tarif de rachat d'électricité encore moins élevé.

LA FOURNITURE NÉGOCIABLE

Pour évaluer l'énergie électrique pouvant être fournie par une installation nous vous conseillons de consulter le livret suivant, basé sur la norme NF EN 15316-4-6 :

nW02 : La production photovoltaïque.

ATTENTION : il s'agit là d'une évaluation technique, la part juridiquement vendable étant fixée par l'arrêté du 6 décembre 2000 (article 4), avec une valeur limite tout à fait forfaitaire, relativement indépendante du site, la seule différence acceptée concernant l'appartenance (ou non) à la métropole continentale.

LES DÉVELOPPEMENTS EN COURS

Le présent livret se borne aux techniques couramment utilisées actuellement. De nombreuses autres techniques sont actuellement envisagées, et en cours de développement. Voir, en particulier, la fiche suivante : **nW20. 12 (Les piles à combustible)**.

nW20.9. LE PHOTOVOLTAÏQUE

Vous trouverez des informations de base sur le phénomène photovoltaïque dans le livret **nW03** consacré aux techniques solaires, le livret qui suit étant consacré aux aspects pratiques relevant des techniques actuelles les plus fréquentes, situation susceptible d'évoluer.

LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Les cellules photovoltaïques convertissent directement la lumière en électricité. Dans notre cas il s'agit de cellules placées à l'extérieur, *face au rayonnement solaire*. Ces cellules sont incorporées dans des modules fournissant chacun une tension (*continue*) et une intensité données. Les modules peuvent être montés en série ou en parallèle, ce qui permet de s'adapter aux caractéristiques électriques souhaitées, lesquelles dépendent des matériaux utilisés.

LES MATÉRIAUX DE BASE

Les cellules courantes, à base de **silicium**, sont de **trois types** : à base de **silicium monocristallin**, à base de **silicium polychristallin**, à base de **silicium amorphe**. Avec des rendements très différents.

Le silicium risquant de devenir «rare» et encore plus coûteux, de nombreuses tentatives de substitution ont vu le jour, mais encore jusqu'ici sans grand succès. On peut, en effet et par exemple, utiliser : de l'arséniure de gallium, du séléniure de cuivre et d'indium, du tellure de cadmium, du phosphore d'indium. Une usine, en cours de construction en Allemagne, fabriquera dans quelques années des cellules au «CIS» (cuivre, indium, sélénium), moins coûteuses que celles au silicium.

LES RENDEMENTS

La différence essentielle entre les deux «races» de silicium tiennent au rendement.

- . le **silicium monocristallin** (coût le plus élevé) a un rendement type de production d'électricité de 11 % ;
- . le **silicium amorphe** (coût le moins élevé) a un rendement type de production d'électricité de 5,7 %.

L'espoir, parfois utilisé à des fins commerciales, d'une amélioration des rendements et d'une baisse des prix significatifs ne s'est pas concrétisé depuis 25 ans. Reste néanmoins une incertitude : le CIS, plus économique, et ce pour un rendement de 11 %.

STRUCTURE ET FONCTIONNEMENT DES CELLULES

Les cellules photovoltaïques sont en général carrées, et de 12,5 [cm] de côté. Lors du fonctionnement les phénomènes essentiels sont les suivants : les photons, portés par le rayonnement incident, peuvent être - en atteignant la cellule photovoltaïque - soit réfléchis soit absorbés. Ce sont les photons *absorbés* qui provoquent - au sein du matériau cellulaire - les arrachages d'électrons créant le courant utile.

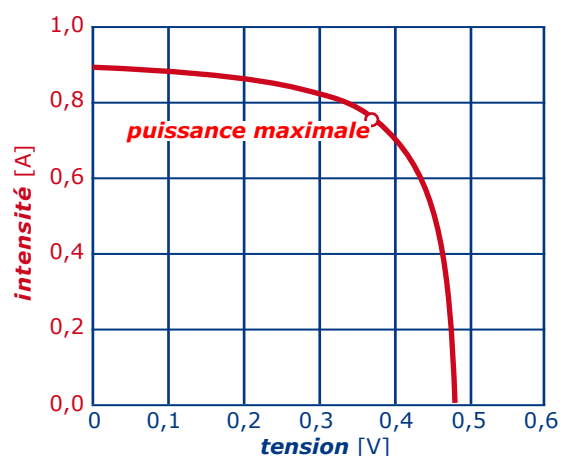
Afin de renforcer le rôle de l'absorption les modules sont normalement recouverts d'une couche réduisant le phénomène de réflexion. De sorte qu'un module type est constitué, outre le cœur en matériau photo-voltaïque, d'un cadre de soutien et d'une couche anti-réflexion face à l'ensoleillement.

Le courant fourni par le module dépend de la tension appliquée et de l'éclairement solaire.

Il est possible de représenter le fonctionnement électrique d'un module au moyen d'une *courbe donnant* en fonction de la *tension* [V] l'*intensité* mesurée en ampère [A]. Cette représentation fait apparaître trois points particuliers de fonctionnement :

- . le point où la tension est nulle (court-circuit), l'intensité [A] étant alors maximale et la puissance nulle,
- . le point «médian», où la puissance [W] est maximale,
- . le point (le plus à droite) où la puissance et l'intensité sont nulles la tension étant alors maximale.

Les caractéristiques de chaque module doivent être fournies par le fabricant, qui doit indiquer la tension maximale supportable, et les dispositions prises en matière de sécurité électrique.

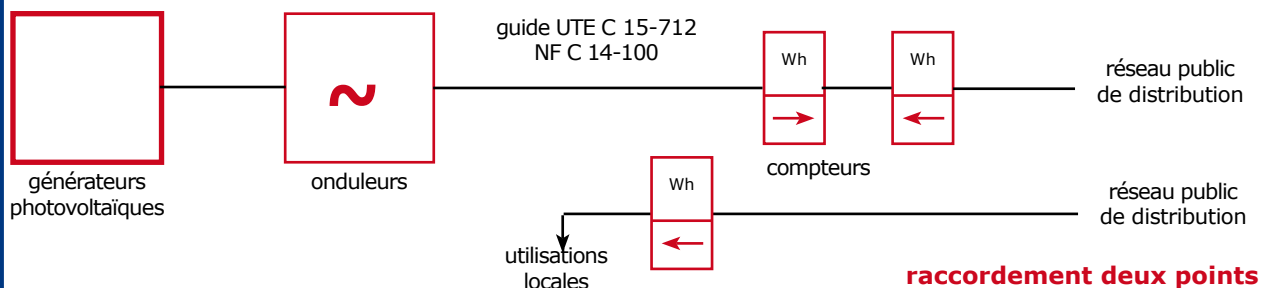
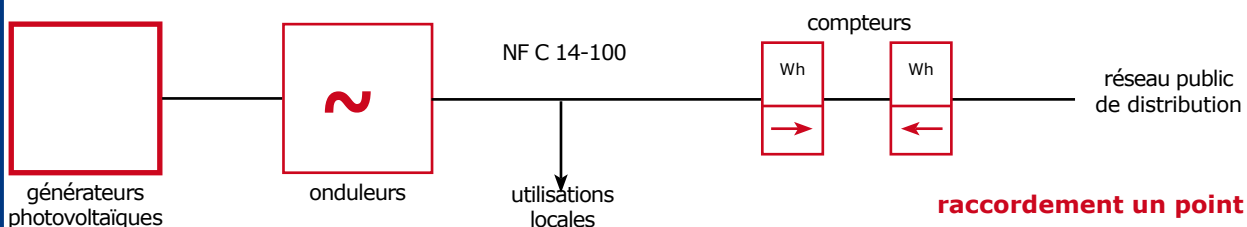


Courbe caractéristique de module

nW20.11. LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

LES MONTAGES PHOTOVOLTAÏQUES

Deux montages sont possibles (voir les schémas ci-dessous) :
 . avec raccordement «deux points» si **toute** l'électricité produite est fournie au réseau public,
 . ou avec raccordement «un point» si **une partie** de l'électricité produite est consommée localement, cette distinction ayant un caractère financier, examiné plus loin.

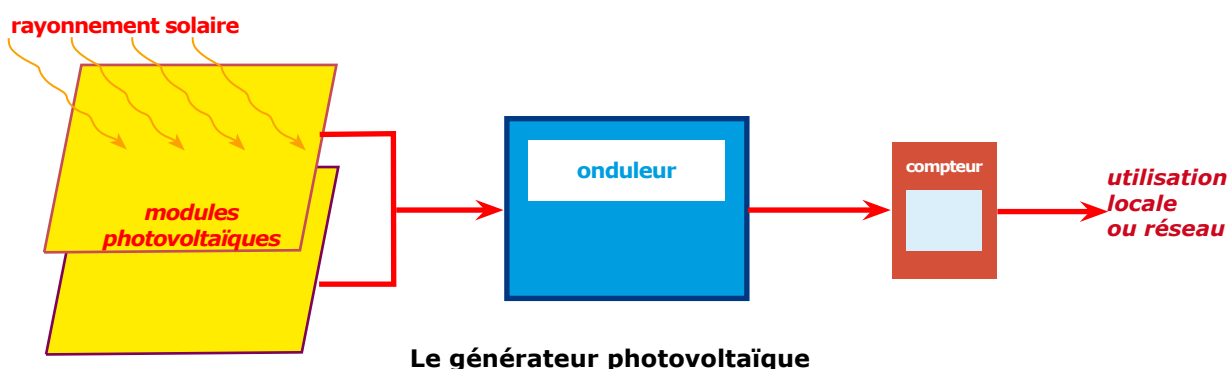


L'ASPECT FINANCIER

Depuis juillet 2006 le **tarif d'achat** de l'électricité solaire est de 0,3 [€/kWh] en métropole continentale, 0,40 [€/kWh] en Corse, dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte. Il faut y rajouter une prime d'**intégration au bâti** de 0,25 [€/kWh] en métropole continentale, et de 0,15 [€/kWh] en Corse, dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte. Il existe également des *subventions* régionales et européennes, ainsi que des *crédits d'impôt*. Chacun peut choisir d'être fournisseur, les encadrés ci-dessus indiquant les conditions du rachat du courant électrique. Ce tarif de rachat, face à celui du courant public (de l'ordre de 0,1 [€/kWh]), est tel que le réalisateur d'une installation photovoltaïque a intérêt à **vendre tout le courant produit**, donc à utiliser le montage dit «raccordement deux points» (ci-dessus).

LE GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Le courant produit par les **cellules photovoltaïques** étant continu il faut le convertir pour obtenir du *courant alternatif*, lequel doit être conforme à celui distribué en France (tension de 230 [V] et fréquence de 50 [Hz]). Pour ce faire les cellules photovoltaïques sont insérées dans un ensemble plus complexe, le **générateur photovoltaïque**, décrit ci-dessous.



nW20.12. LES ASPECTS FINANCIERS

LES TARIFS DE RACHAT

Le rachat contractuel de l'électricité produite localement à partir d'énergies renouvelables est une technique introduite récemment en Europe. Comme il est impossible d'affirmer que les conditions financières de ce rachat seront intangibles, nous nous limitons aux tarifs français valables en 2009 (voir table ci-dessous).

Ils sont loin d'être homogènes ainsi que le démontre le prix du rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque dont le kilowatt-heure peut être sept fois plus cher que celui du kilowatt-heure issu d'éoliennes.

TARIFS DE RACHAT (nouvelles installations)	
<i>Filière</i>	<i>Tarif de rachat</i>
Hydraulique	0,0607 [€/kWh] à 0,1025 (selon primes diverses)
Eolien terrestre	0,082 [€/kWh] (pendant 10 ans)
Eolien maritime	0,13 [€/kWh] (pendant 10 ans)
Photovoltaïque	0,30 [€/kWh] (hors bâti) à 0,55 [€/kWh] (intégré au bâti)
Géothermie	0,12 [€/kWh] à 0,15 (selon primes diverses)
Biogaz, méthane	0,075 [€/kWh] à 0,14 [€/kWh] (selon primes diverses)

LE CAS PARTICULIER DU PHOTOVOLTAÏQUE

Depuis juillet 2006 le **tarif d'achat** de l'électricité solaire est de :

0,3 [€/kWh] en métropole continentale,

0,40 [€/kWh] en Corse, dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte.

Il faut y rajouter une prime d'**intégration au bâti** de :

0,25 [€/kWh] en métropole continentale,

et de 0,15 [€/kWh] en Corse, dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte.

Il existe également des *subventions* nationales et européennes, ainsi que des *crédits d'impôt*.

ATTENTION

Ces tarifs sont très fortement révisables.

nW04.13. LES PILES À COMBUSTIBLE

A côté des solutions techniques plus courantes reste une technique plus incertaine, celle des piles à combustible. Elles pourraient devenir des réalités commerciales dès les années 2015. Le problème essentiel sera certainement celui du combustible (en principe, actuellement, l'hydrogène).

Les **piles à combustible** convertissent directement en électricité l'énergie chimique de combustibles divers (*sans combustion*), avec de multiples avantages : une grande modularité permettant des montages très variés avec une très grande facilité d'insertion (y compris dans des unités préfabriquées), une flexibilité d'installation très forte quel que soit l'emplacement d'utilisation, de grandes facilités de maintenance dues à l'absence de pièces mobiles et à la facilité de remplacement in situ des composants, une absence quasi-totale de dégagement de polluant (de CO₂ en particulier) le seul rejet étant celui d'eau très pure, un rendement élevé de production d'électricité (très supérieur à celui des solutions classiques), un rendement pratiquement indépendant de la charge l'équipement pouvant facilement être très voisin du point d'utilisation, des temps de réponse extrêmement courts, un fonctionnement très silencieux. Le *seul obstacle significatif* est le **coût**.

LE FONCTIONNEMENT DES PILES À COMBUSTIBLE

La partie centrale d'une pile à combustible est une membrane électrolytique (voir ci-dessous) avec :

- sur la première face une *anode* (électrode négative repoussant les électrons),
- et sur la deuxième face une *cathode* (électrode positive attirant les électrons).

Voici ce qui se passe avec la traversée de l'hydrogène (combustible type), de l'anode vers la cathode.

1. L'hydrogène fourni à la pile pénètre dans celle-ci par la face anodique, où une couche de platine favorise la décomposition de l'hydrogène en électrons et en protons.
2. La membrane électrolytique laisse passer les protons, mais s'oppose au passage des électrons, qui sont recueillis séparément sur la première face afin de fournir le courant électrique.
3. L'oxygène, transitant vers la cathode, y rencontre une autre couche de platine qui provoque la combinaison de l'oxygène avec des électrons, fournissant de l'eau et de la chaleur.

LES AVANTAGES MAJEURS

1. L'ensemble des processus revient à une conversion directe de l'énergie chimique en électricité, au contraire des systèmes courants (transformation de l'énergie chimique en énergie thermique).
2. Utilisées en production décentralisée d'électricité les piles à combustible présentent un double avantage :
 - une réduction significative de la consommation d'énergie par rapport à des solutions plus traditionnelles,
 - une réduction très forte des émissions de polluants.
3. S'ajoute la possibilité de faire appel à de multiples combustibles, avec un fonctionnement très silencieux, des coûts de maintenance a priori très réduits. Au contraire des batteries électriques les réactifs cathodiques et anodiques possèdent l'avantage de se renouveler régulièrement à partir de l'air et du combustible.

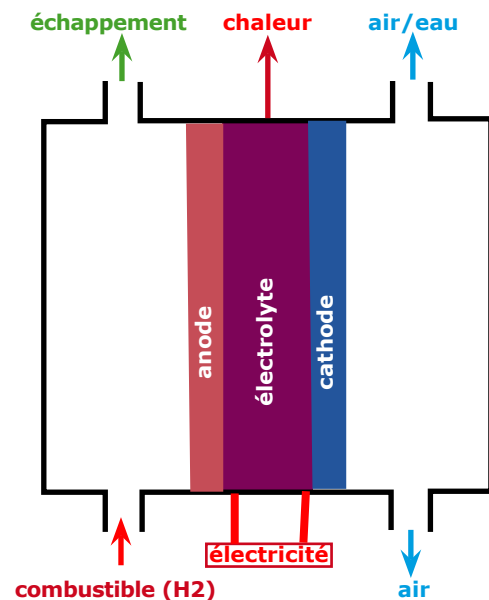
L'INCONVÉNIENT MAJEUR

Le seul obstacle significatif restant celui du coût, il est possible d'espérer que les recherches en cours permettront d'atténuer, sinon de supprimer ce défaut, mais les prévisions ne sont pas probantes, et il règne encore beaucoup d'incertitudes (voir ci-contre les prévisions concernant la période 2015-2020).

PRÉVISIONS PEMFC (€/kW)	
Actuel (<i>environ</i>)	700
2010	450
2015	350
2020	200

LES CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES ET LE RENDEMENT

La membrane électrolytique, l'élément de base de toutes les piles à combustible. ne produisant qu'une tension assez faible, de l'ordre de 0,7 [V], il faut en empiler plusieurs pour obtenir une tension suffisante. Les performances en découlent comme suit: le nombre de membranes fixe la **tension**, la surface de membranes fixe l'**intensité** du courant, le produit des deux fixe la **puissance**. Le **rendement global** (toutes pertes des auxiliaires prises en compte) varie (selon les piles) de 35 à 55 % en production électrique. Si la production de chaleur est utilisée (cogénération) le rendement peut atteindre 75 à 90 %. Ces résultats sont d'autant plus intéressants que l'efficacité est largement **indépendante de la charge** lorsque celle-ci varie de 20 à 100 %.



nW04.14. LES TYPES DE PILES À COMBUSTIBLE

LES TYPES DE PILES

Chaque type de piles à combustible est caractérisé par l'électrolyte adopté. Si l'on excepte les piles «AFC» (à la potasse), quatre catégories sont actuellement envisagées pour les *applications bâtiments*, applications désignées par leur sigle anglophone. Il s'agit :

- . des piles dites **PEMFC** (ou **PEFC**),
- . des piles dites **MCFC**,
- . des piles dites **SOFC**,
- . des piles dites **PAFC**.

Ces différentes catégories sont caractérisées par les électrolytes suivants.

1. Les piles «PEMFC» (ou «PEFC»), «*proton exchange membrane fuel cells*», possèdent un électrolyte qui est une membrane polymère.
2. Les piles «MCFC», «*molten carbonate fuel cells*», possèdent du carbonate de lithium fondu comme électrolyte.
3. Les piles «SOFC», «*solid oxide fuel cells*», possèdent une céramique (normalement de l'oxyde de zirconium) comme électrolyte.
4. Les piles «PAFC», «*phosphoric acid fuel cells*», possèdent un électrolyte à base d'acide phosphorique.

LES PILES «BÂTIMENT»

Il existe plusieurs familles de piles à combustibles dont l'utilisation est envisagée dans le domaine du bâtiment, de perspectives assez différentes. Ces familles sont les suivantes : les piles «PEMFC» (ou «PEFC»), les piles «MCFC», les piles «SOFC», les piles «PAFC». A chacune de ces familles correspondent actuellement des coûts et des performances dont les ordres de grandeur sont indiqués à la table suivante, fournie à titre indicatif.

Type de pile	Electrolyte	Investissement €/kW 2020 prévu	Fonctionnement €/kWh 2008
PEFC	membrane polymère injectée d'acide sulfonique	de l'ordre de 200	de 0,03 à 0,04
MCFC	carbonate de lithium fondu	de l'ordre de 350	de l'ordre de 0,06
SOFC	céramique (oxyde de zirconium)	de l'ordre de 400	de 0,03 à 0,04
PAFC	acide phosphorique	de l'ordre de 750	de l'ordre de 0,07

UN EXEMPLE (PEFC) : LES AVANTAGES

Dans les piles **PEFC** (ou **PEMFC**) la couche électrolytique centrale est un polymère conducteur de protons. Sur les deux faces de la membrane l'anode (d'un côté) et la cathode (de l'autre côté) sont des couches électrolytiques à base de platine fixées sur des particules de carbone. Cette version possède trois avantages de base :

- . celui de fonctionner à relativement basse température : 60 à 90 °C, ce qui limite évidemment (mais sans plus pour ce qui nous concerne) ses domaines d'emploi,
- . celui d'une mise en régime très rapide, d'une assez grande simplicité,
- . celui d'une absence d'émissions polluantes (si on utilise de l'hydrogène comme combustible).

LES INCONVÉNIENTS

Pour le moment les **coûts d'investissement** et de **maintenance** restent encore assez élevés : s'ils ne deviennent pas rapidement acceptables les piles à combustible resteront des curiosités. Hors de cet aspect général l'**inconvenient principal** est que la pile doit fonctionner à partir d'un combustible qui ne peut guère être que de l'**hydrogène pur**, lequel peut être produit à partir de charbon, de gaz naturel ou de fermentations. Il est essentiel que le combustible, comme la combustion, soient d'une excellente propreté, ce qui est peut-être la servitude la plus lourde. Les impuretés telles que monoxyde de carbone (à des niveaux de quelques millièmes) ou les composés sulfureux (à des niveaux de quelques milliardièmes) doivent être éliminés afin de n'utiliser que de l'hydrogène d'une pureté d'au moins 99,999 %.

La nécessité de disposer d'une source d'hydrogène pur ne peut guère être satisfaite que dans les situations suivantes : ou bien nous disposons d'un réseau collectif de distribution d'hydrogène pur, soit sous forme gazeuse (en canalisations) soit sous forme solide (en camions), ou bien nous fabriquons cet hydrogène localement, vraisemblablement par reformage de gaz naturel. Dans ces deux cas l'avantage économique des piles restera difficile à justifier, la production et la distribution d'hydrogène pur n'étant «gratuite» ni au plan énergétique ni au plan environnemental. Malgré les progrès déjà accomplis l'avenir des piles à combustible reste donc encore assez incertain.

