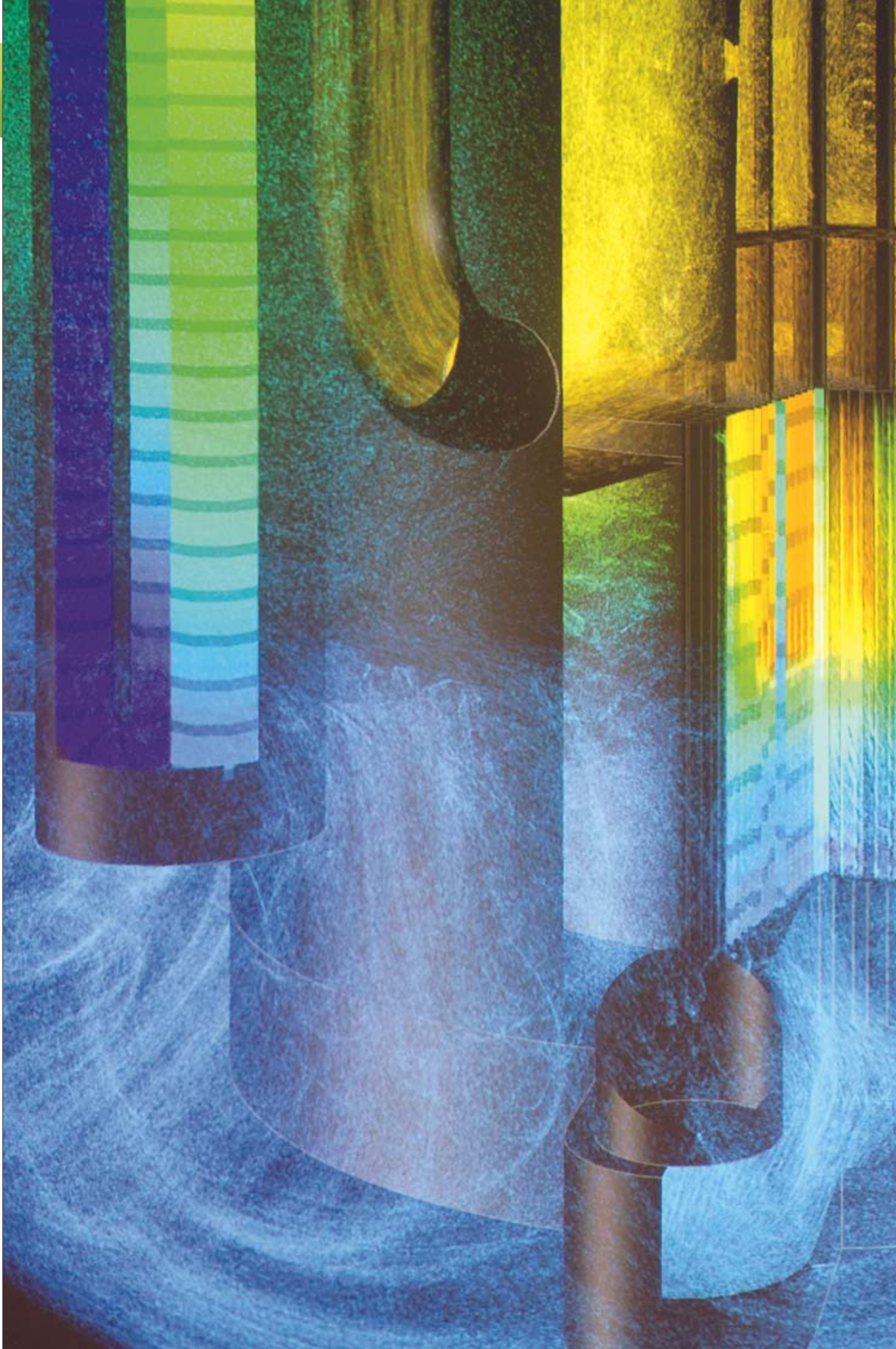




I. PRODUCTION DE L'ÉNERGIE

Après la loi de programme fixant les orientations énergétiques de 2005, les lois d'application du Grenelle de l'environnement et le plan d'action « Paquet Énergie-Climat » adopté début 2008 par la Commission européenne, la France s'est engagée dans un nouveau débat sur la transition énergétique, qui aboutira à une loi de programmation de la transition énergétique à l'automne 2013. Si les économies d'énergie demeurent un axe fort de la politique énergétique, les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire restent au cœur d'un parc électrique à bas carbone avec une amplification de la diversification amorcée en 2005. Les mesures incitatives au développement du solaire photovoltaïque et de l'éolien témoignent de la volonté des Pouvoirs publics de progresser vers l'objectif de 23 % d'électricité par les énergies renouvelables en 2020. S'y ajoute l'objectif d'une part de 10 % de biocarburants dans les fournitures d'essence et de diesel en 2015. La filière nucléaire, remise en question dans certains pays voisins suite à l'accident de la centrale de Fukushima, ressort confortée en France avec une part ramenée à 50 % dans la production d'électricité en 2025. L'ensemble de ces orientations contribue à réduire notre dépendance vis-à-vis des énergies fossiles importées et donc le déficit de notre balance commerciale. Quels sont plus précisément les axes de recherche sur les principales filières énergétiques ? Pour l'énergie solaire, il s'agit d'améliorer le rendement des cellules photovoltaïques, de diminuer leur coût et de développer les perspectives ouvertes par le solaire à concentration thermodynamique pour la production d'électricité à haut rendement ou de chaleur à haute température pour l'industrie. Pour la biomasse, un premier défi est porté par les démonstrateurs BioTfuel et Syndièse, avec le développement de procédés de 2^e génération capables de convertir en diesel et kérosène des matières végétales sans usage, éventuellement additionnées de résidus pétroliers. Un autre défi consiste à progresser vers des biocarburants de 3^e génération en renforçant l'aptitude de microalgues à produire de l'hydrogène ou des composés carbonés énergétiques. Pour le nucléaire à fission, les enjeux sont d'intégrer les enseignements de l'accident de Fukushima dans l'optimisation continue des réacteurs en sûreté et compétitivité économique, et de préparer, avec le démonstrateur technologique ASTRID, l'avènement d'une nouvelle génération de réacteurs à neutrons rapides dans une optique de nucléaire durable, économe en uranium et en besoins de stockage pour les déchets radioactifs ultimes. Enfin, pour le nucléaire à fusion, il s'agit de démontrer la maîtrise d'un plasma thermonucléaire dans ITER, puis la production de puissance dans un réacteur de démonstration et d'aboutir, dans le dernier quart du XXI^e siècle, à un premier réacteur de puissance. Toutes ces recherches s'accompagneront d'études et de développements technologiques transverses pour tirer le meilleur parti de chaque filière et pour optimiser leur interfaçage. Comme le montrent les articles qui suivent, le CEA y prend une part très active et participe également aux études technico-économiques permettant d'évaluer la viabilité de ces filières dans un système de production d'énergie global capable de satisfaire l'ensemble des besoins.

► **Frank Carré**

Direction scientifique
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Saclay



Le nucléaire après Fukushima

L'accident de Fukushima survenu au Japon a fait resurgir nombre de craintes relatives au nucléaire. Alors que certains pays, comme l'Allemagne et l'Italie, ont annoncé leur sortie du nucléaire et que le Japon, dont la quasi-totalité des réacteurs sont aujourd'hui à l'arrêt, n'a pas encore pris de décision, d'autres pays tablent toujours sur le nucléaire pour asseoir leur indépendance énergétique et atteindre les objectifs de diminution des émissions de gaz à effet de serre. **La prise en compte des enseignements tirés de Fukushima se traduit par un renforcement de la sûreté** des centrales en fonctionnement, des évaluations de leur résistance dans des situations extrêmes, le choix de la 3^e génération pour les réacteurs à construire et une amélioration des performances, notamment en matière de sûreté, permise par les nouvelles technologies mises en œuvre dans la conception des réacteurs de 4^e génération.



L. Bonaventure/AFP/CEA

Vue de la piscine et du réacteur de recherche Osiris (centre CEA de Saclay). Suite à l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été chargée d'effectuer une évaluation complémentaire de sûreté (ECS) des 150 installations nucléaires françaises, dont celles exploitées par le CEA. L'objectif de ces ECS est de déterminer les marges de résistance des installations face aux agressions extrêmes et si des améliorations sont nécessaires. À cet effet, le CEA a mis en place une organisation spécifique comprenant un comité de pilotage, un comité de lecture, deux groupes de travail, «aléas» et «équipements», ainsi que des groupes de rédaction. L'ECS du réacteur Osiris a été réalisée en 2011. Dans son rapport, paru en décembre de la même année, l'ASN conclut : «Pour le réacteur Osiris du CEA-Saclay, en cas de perte totale de refroidissement et de perte totale des sources électriques, les délais avant fusion du cœur sont importants et compatibles avec l'acheminement de moyens de secours extérieurs».

Le 11 mars 2011, un puissant séisme de magnitude 9 secoue le nord-est du Japon, puis un tsunami haut de plus de 10 mètres dévaste la côte, déclenchant le troisième accident nucléaire majeur de l'histoire après Three Mile Island (1979, États-Unis) et Tchernobyl (1986, Ukraine). Rapidement, l'onde de choc dépasse l'archipel japonais et relance un peu partout la critique anti-nucléaire. Les prises de position radicales se multiplient. Par exemple, on peut lire le 24 mai : «le nucléaire est mort» (Jeremy Rifkin, président de la **Foundation on Economic Trends**) et «Fukushima ne remet pas en cause le nucléaire»

(Henri Proglio, PDG d'**EDF**). Pourtant, personne n'est encore capable de mesurer de façon précise les dommages de l'accident. S'il est proprement impossible d'en lister toutes les conséquences, il est probable que certaines d'entre elles resteront visibles pendant des décennies. Ainsi y aura-t-il un avant et un après Fukushima.

L'avant Fukushima

Début 2011, selon les données de l'**Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)**, 441 réacteurs nucléaires étaient opérationnels dans le monde, soit une puissance nette installée de 374 **GWe**. Les centrales nucléaires produisaient annuellement 2,7 milliards de **MWh**, soit plus de 13 % de l'électricité de la planète⁽¹⁾. Une contribution à comparer à celles des combustibles **fossiles** (67 %) et des énergies renouvelables (20 %, dont 16 % pour la seule énergie hydraulique).

■ (1) Statistiques 2009 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).



2011 DigitalGlobe/Getty Images

Image satellite du site de Fukushima Dai-ichi (Japon), prise le 18 mars 2011, après le séisme et le tsunami d'une ampleur exceptionnelle survenus le 11 mars.

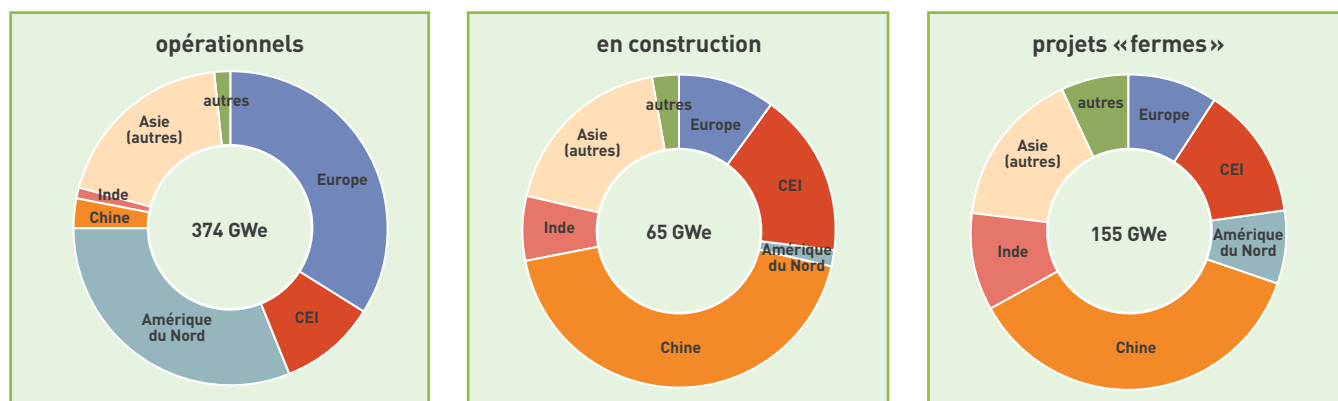


Figure. Répartition des centrales en construction et projetées en 2011. Début 2011, avant l'accident de Fukushima, de nombreux pays avaient manifesté une volonté politique de s'engager dans la production d'électricité nucléaire, d'où une profonde évolution de la répartition géographique des nouvelles unités par rapport à celle des réacteurs opérationnels. Alors que ces derniers se situaient pour l'essentiel en Europe, en Amérique du Nord et en Extrême-Orient (Japon, Corée du Sud), la majorité des nouvelles centrales se construisaient ou devaient se construire dans les pays émergents, en Chine, en Inde et en Russie. La CEI (Communauté des états indépendants) se compose de 11 des 15 anciennes républiques soviétiques, l'Estonie, la Lettonie, la Lituanie et la Géorgie n'en faisant pas ou plus partie.

Sous l'effet conjugué de l'augmentation de la demande énergétique mondiale et de la volonté de réduire les émissions de gaz carbonique (CO₂), la relance de la filière nucléaire était présentée comme une évidence. En témoignent les 68 unités alors en construction et les quelque 450-500 réacteurs prévus ou proposés de par le monde, même s'il convient de considérer avec prudence les réacteurs proposés qui ne correspondaient généralement qu'à des déclarations d'intention d'autorités nationales. Beaucoup de pays avaient en effet manifesté une volonté politique de s'engager dans la production d'électricité nucléaire, entraînant de fait une profonde évolution de la répartition géographique des nouvelles unités par rapport à celle des réacteurs opérationnels (figure).

Cependant, cette renaissance du nucléaire, associée à un besoin de production d'énergie à bas coûts, n'allait pas sans poser des questions relatives au cadre réglementaire et aux normes de sûreté accompagnant le développement de ces nouvelles centrales. Étaient principalement concernées les centrales « bas de gamme », sur lesquelles commençaient à se positionner les industriels des pays émergents et dont les caractéristiques permettaient de casser les prix sans offrir autant de garanties en matière de sûreté.

L'après Fukushima

Pour l'heure, et en adoptant un point de vue purement factuel, l'accident de Fukushima aura entraîné :

- l'arrêt définitif de 12 réacteurs : les 4 réacteurs japonais accidentés et 8 réacteurs allemands, totalisant



La centrale nucléaire de Biblis (Hesse), en Allemagne. À la suite de l'accident de Fukushima, l'Allemagne a définitivement arrêté 8 réacteurs et décidé de sortir du nucléaire d'ici 2022. Les deux réacteurs de la centrale de Biblis, qui délivraient une puissance de 2,4 GWe, ont été fermés le 18 mars 2011.

une capacité de 11 GWe, soit 3 % de la capacité nucléaire mondiale ;

- l'arrêt prolongé de la quasi-totalité des réacteurs du Japon représentant plus de 40 GWe, soit plus de 10 % de la capacité nucléaire mondiale. Aucune date de redémarrage n'est encore connue ;

- une quasi-interruption de la mise en construction de nouveaux réacteurs. En 2011 et 2012, seulement 7 tranches (totalisant moins de 6 GWe) ont été lancées sur la quarantaine d'unités programmées (environ 45 GWe). Les projets chinois ainsi différés représentent à eux seuls plus de 20 GWe ;

- un ralentissement très net de la mise en service de nouvelles tranches en 2011 et 2012 : 9 réacteurs (6 GWe) au lieu des 22 unités prévues (20 GWe).

Les déclarations officielles

Dans les mois qui ont suivi l'accident, plusieurs pays européens ont annoncé leur volonté de ne plus faire appel au nucléaire.

C'est le cas de l'Allemagne, avec la décision prise le 30 juin 2011 par le Gouvernement fédéral d'arrêter d'ici 2022 les 9 réacteurs encore en service (12 GWe). Cette décision consiste globalement à un retour au consensus de sortie du nucléaire qui avait été adopté en 2001 par la coalition des Sociaux-démocrates et des Verts. Il en va de même pour la Suisse, où le Gouvernement fédéral avait annoncé quelques semaines plus tôt, le 25 mai 2011, l'abandon progressif du nucléaire d'ici 2034 (5 tranches, 3,2 GWe).

En Italie, le référendum des 12 et 13 juin 2011 a prolongé la décision déjà prise en 1987, suite à un premier référendum tenu après la catastrophe de Tchernobyl. Il sonne le glas du programme d'investissement nucléaire soutenu par le Président du Conseil (13 GWe devaient être construits d'ici 2030). Enfin, en Belgique, les partis politiques participant à la formation du nouveau Gouvernement fédéral ont confirmé, en novembre 2011, le principe de sortie du nucléaire à partir de 2015 prévu dans une loi votée en 2003. Cependant, la fermeture des 7 réacteurs belges (5,8 GWe) se fera à condition que le pays trouve des sources d'énergie alternatives au nucléaire.

À l'opposé, plusieurs pays, après avoir tiré les enseignements de l'accident de la centrale de Fukushima,



ont fait part de leur volonté de poursuivre ardemment le développement d'une filière nucléaire. Ainsi, selon les déclarations de Sergueï Kirienko, Directeur général de **Rosatom**, à la conférence générale de l'AIEA à Vienne, la Russie « continuera de développer le nucléaire civil ». La Chine pourrait délivrer les autorisations pour de nouveaux projets en 2013, après les avoir gelées à la suite de l'accident, le temps d'inspecter les installations du pays. L'Inde continue quant à elle à considérer l'énergie nucléaire comme une composante essentielle de son mix énergétique, permettant de soutenir sa forte croissance. D'une manière générale, tous les pays primo-accédants déclarent maintenir leur intérêt pour cette forme d'énergie.

Le Japon connaît une situation particulière, car le pays s'est engagé à court terme dans un mouvement d'arrêt accéléré de ses réacteurs nucléaires, tant pour des raisons techniques que politiques. En septembre 2012, le Gouvernement japonais a pris position en faveur d'un objectif d'abandon des technologies nucléaires dans les trente prochaines années. En même temps, le Gouvernement conserve une logique de redémarrage de certains des réacteurs arrêtés, dès lors que leur sûreté est garantie, et a autorisé la poursuite de la construction de deux réacteurs en chantier.

Les mesures prises

Tous les pays nucléarisés disent avoir lancé des tests de vérification de la sûreté de leurs centrales à la lumière des événements de Fukushima. La 55^e Assemblée générale de l'AIEA a ainsi entériné un plan d'action visant à renforcer la sûreté des centrales en fonctionnement dans le monde, invitant les pays à accepter davantage de visites d'experts internationaux. Toutefois, sous la pression de certains pays, États-Unis et Chine notamment, la sûreté nucléaire tend à rester largement une question de souveraineté nationale.

Le **Conseil européen** des 24 et 25 mars 2011 a, de son côté, demandé que tous les réacteurs européens fassent l'objet d'une évaluation de leur résistance



G. Lesénéchal/CEA

Piscine du réacteur de recherche Cabri (centre CEA de Cadarache). Ce réacteur, conçu pour étudier les conséquences de certaines situations accidentelles sur le comportement des **combustibles** utilisés dans les centrales nucléaires, figure parmi les installations ayant fait l'objet d'une ECS en 2012. Les exploitants ont remis leurs rapports à l'ASN le 15 septembre 2012.

à des événements extraordinaires, tels que ceux survenus au Japon (séismes, inondations...), ou à d'autres situations extrêmes pouvant conduire à la perte simultanée de plusieurs fonctions de sûreté. Les résultats de ces *stress tests* (tests de résistance) ont fait l'objet d'une revue croisée sous l'égide de l'**ENSREG** (**European Nuclear Safety Regulators Group**), dont le rapport a été rendu public en avril 2012.

En France, l'**Autorité de sûreté nucléaire** (ASN) a organisé des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) qui s'inscrivent dans un double cadre : d'une part, la réalisation d'un audit de la sûreté nucléaire des installations nucléaires civiles françaises au regard des événements de Fukushima, qui a fait l'objet d'une saisine de l'ASN le 23 mars 2011 par le Premier ministre et, d'autre part, l'organisation des *stress tests* demandée par le Conseil européen. Les conclusions ont été rendues publiques au tout début 2012 après les ECS des installations traitées en priorité : « l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes ».

Le nucléaire est toujours crédible

L'accident de Fukushima est intervenu à un moment crucial, en pleine renaissance du nucléaire, tant pour la vente de nouvelles centrales que pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs existants. Or, contrairement à l'accident de Tchernobyl, qui apparaissait comme une catastrophe liée à un système ne disposant pas des règles de sûreté et de la qualité des technologies occidentales, Fukushima a montré qu'un accident nucléaire important pouvait arriver dans un des pays parmi les plus développés du monde, particulièrement réputé pour sa sophistication technologique. Même si cet accident est le résultat de conditions tout à fait exceptionnelles, le monde a pris conscience que, malgré toutes les précautions prises, un accident jugé hautement improbable pouvait se produire. Ainsi, dans les déclarations, les avis convergent pour tirer les leçons de tels événements, dans



Le Conseil de l'Union européenne

Réunion du Conseil européen à Bruxelles des 24 et 25 mars 2011. Au cours de cette session, le Conseil européen a demandé que toutes les installations nucléaires de l'Union européenne soient vérifiées sur la base d'une évaluation globale et transparente des risques et de la sûreté (*stress tests*).

le sens d'un renforcement de la démarche d'amélioration continue de la sûreté, et pour refuser les solutions bas de gamme. Désormais, seuls les projets de **réacteurs de 3^e génération** devraient voir le jour avec, comme possible conséquence, une détérioration des avantages économiques de l'énergie nucléaire comparativement aux autres technologies de production d'électricité. D'où l'objectif annoncé par la Chine de développer une technologie de réacteurs de 3^e génération moderne, sûre et bon marché, à la fois pour son marché intérieur et pour l'exportation. Deux **EPR**, dont la mise en service est prévue pour 2014 et 2015, sont en cours de construction. Il est certain que l'accident de Fukushima ne modifie aucun des fondamentaux de la demande énergétique: le besoin croissant en électricité, la raréfaction des ressources fossiles et la nécessité de réduire les rejets de CO₂ sont totalement d'actualité. Le nucléaire reste indubitablement une réponse crédible respectant l'ensemble de ces fondamentaux. C'est pourquoi, à l'exception des quelques pays européens que nous avons cités et peut-être du Japon, la question du nucléaire à court terme ne se résumera pas à « stop ou encore ». L'heure n'est pas à la révolution énergétique, même si quelques évolutions du mix énergétique mondial sont probables. Ainsi peut-on continuer de penser que l'avenir du nucléaire restera dopé par les pays émergents, la Chine au premier rang. Si les États respectent leurs engagements en matière de lutte contre le changement climatique, il faut s'attendre à une hausse de la production électronucléaire (+ 70 % d'ici 2035 selon les estimations de l'**Agence internationale de l'énergie AIE**). Même dans ce cas, la part du nucléaire au niveau mondial resterait à-peu-près constante et relativement modeste (14 % de la production d'électricité). Néanmoins, dans son rapport annuel rendu public en novembre 2011, l'AIE a également pris en compte une hypothèse où les répercussions de l'accident de Fukushima seraient plus marquées. Ce scénario de « nucléaire faible » postule principalement qu'aucun nouveau réacteur n'est construit dans la zone **OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques)** et que les pays hors OCDE réduisent de moitié leurs projets de construction. La part du nucléaire passerait alors de 13 % actuellement à 7 % en 2035. Beaucoup d'observateurs ont jugé ce scénario trop pessimiste, même si celui-ci est avant tout destiné à mettre en garde les États contre les répercussions importantes, notamment sur le climat, que pourrait avoir un recours moindre au nucléaire civil.

Vers la 4^e génération

Au-delà des déclarations des uns et des autres, il est encore prématuré de mesurer les véritables conséquences de l'accident de Fukushima sur l'avenir du nucléaire mondial. Ce dernier reste aujourd'hui un élément fondamental du mix énergétique pour répondre au besoin croissant d'électricité tout en limitant les émissions de CO₂. Cependant, il ne faut pas sous-estimer l'impact de l'accident, tant sur les investisseurs que sur les opinions publiques et, par voie de conséquence, sur les décideurs politiques. Les exigences complémentaires de sûreté pèseront inévitablement sur le coût de production de l'électricité. Il est probable que le nucléaire restera intéressant tant



C. Abou/CEA

que les prix des combustibles fossiles s'orienteront à la hausse. Toutefois, on voit déjà que cet avantage tend à s'amenuiser là où les énergies fossiles sont meilleur marché (comme le gaz aux États-Unis). L'accident de Fukushima a fait resurgir le cortège de craintes, de mythes et de peurs qui accompagne l'utilisation de l'atome. Il suscite de nouvelles interrogations sur le risque du nucléaire civil auxquelles il est difficile de répondre, si ce n'est en annonçant des mesures allant encore plus loin dans le sens d'une sûreté maximale. Comment les dirigeants politiques feront-ils la part entre des craintes légitimes et les avantages environnementaux ou d'indépendance énergétique qu'apporte le nucléaire ? La réponse n'est pas encore totalement connue. Cet accident aura en tout cas conforté l'exigence d'une sûreté renforcée et appuyé le besoin d'intensifier les recherches en matière de sûreté nucléaire. Ainsi en France, il a été jugé important de réexaminer la méthodologie d'évaluation des effets du séisme et de l'inondation sur les installations nucléaires, d'approfondir les connaissances sur la phénoménologie des accidents graves et leurs conséquences potentielles, et d'étudier les moyens envisageables pour en atténuer les impacts. Ces événements ont rappelé toute l'importance qu'il y avait à travailler sur des technologies innovantes offrant des performances accrues en termes de sûreté, de sécurité, de fiabilité, de compétitivité économique, de gestion des déchets, d'optimisation des ressources naturelles et de résistance à la **prolifération**. C'est l'objet des études menées sur les **systèmes nucléaires de quatrième génération** (voir *ASTRID, démonstrateur technologique du nucléaire de 4^e génération*, p. 26). Dans une déclaration, le **Forum international Génération IV** a rappelé la nécessité d'accentuer les efforts sur la sûreté: «...le forum considère comme essentiel que les systèmes de 4^e génération, dont le déploiement commercial est prévu à l'horizon 2030, correspondent au meilleur état de l'art mondial en matière de sûreté».

L'installation Verdon. Implantée dans deux cellules chaudes du centre CEA de Cadarache, l'installation Verdon permet de porter des échantillons de combustible jusqu'à la fusion dans un four à induction sous atmosphère contrôlée pour reproduire les configurations d'accidents graves et étudier le relâchement des **produits de fission** ainsi que leur transport dans le circuit primaire d'un réacteur.

➤ **Alain Leudet et Alain Porracchia**
Direction de l'innovation
et du soutien nucléaire (DISN)
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Saclay



S'intéresser au cycle de vie du nucléaire signifie prendre en compte non seulement celui des installations nucléaires, de la phase de conception jusqu'à celle de déconstruction, mais aussi celui des matières, de la première utilisation de l'uranium dans les réacteurs à la prise en charge des déchets. **Ces deux aspects sont partie prenante des travaux de R&D menés par le CEA depuis sa création.** Pour le combustible, ces travaux conduisent, avec les systèmes nucléaires de 4^e génération, à une réduction en volume et en toxicité des déchets ultimes, dans le cadre d'un cycle fermé où l'essentiel de la matière utilisée est recyclé. Quant aux installations nucléaires, le CEA, fort d'une expérience de plus de soixante ans, est à même de piloter leur assainissement et leur démantèlement, jusqu'au déclassé, dans les meilleures conditions. En témoignage, entre autres, le projet Passage qui a abouti à faire du centre CEA de Grenoble, à l'origine exclusivement dédié aux recherches sur l'atome, un centre technologique de premier plan, tourné vers les micro- et nanotechnologies, les nouvelles technologies de l'énergie et les biotechnologies.

Le cycle de vie du nucléaire

Le cycle du combustible nucléaire

Il y a plus de trente ans, la France a fait le choix pour son industrie nucléaire d'un cycle fermé, qui consiste à traiter les combustibles usés pour séparer les matières valorisables des déchets. Optimiser le cycle des matières, tel qu'il est déjà mis en œuvre de façon industrielle, préparer les options de gestion des matières pour les parcs des réacteurs futurs sont ainsi deux des axes forts des travaux du CEA. Ils sont menés dans une optique de développement d'un nucléaire durable, sûr et économiquement compétitif.



Intervention au télémanipulateur dans la Chaîne blindée procédé (CBP) de l'installation ATALANTE située au centre CEA de Marcoule. C'est dans cette chaîne blindée que la démonstration de la faisabilité technique de nombreux procédés a été réalisée, tels les procédés SANEX, DIAMEX, GANEX et EXAM.

S. Le Coustier/CEA

La gestion des matières, avant et après leur irradiation dans les réacteurs nucléaires, constitue un aspect essentiel des filières du secteur. En amont, de la mine au réacteur, il s'agit, au travers de très nombreuses transformations successives, d'extraire, de purifier et d'**enrichir** l'**uranium** (U), puis d'élaborer les **assemblages combustibles**. En aval, il faut gérer les **combustibles usés** en tenant compte tant de leur capacité énergétique, qui demeure très importante, que de leur dangerosité potentielle, car ils comprennent des éléments **radioactifs**, dont certains de très longue **période**.

Les options retenues pour le cycle du combustible, en particulier pour l'aval du cycle, sont des éléments déterminants pour la conception de systèmes nucléaires durables. Le **recyclage** des matières valorisables, **fissiles** et **fertiles**, au sein de réacteurs aptes à en tirer le meilleur parti, constitue la ligne de force des recherches menées dans ce domaine.

Le cycle des matières, tel qu'il est pratiqué aujourd'hui en France, représente un point de départ solide pour le développement de futurs systèmes nucléaires. En effet, les technologies employées conduisent non seulement à des performances remarquables, mais laissent aussi entrevoir des perspectives d'évolution très intéressantes, dans une logique de développement permettant de toujours mieux satisfaire aux impératifs d'une utilisation rationnelle et économe des ressources et à la nécessité d'une gestion sûre des **déchets ultimes**, présentant les meilleures garanties en matière de résistance à la **prolifération** et une efficacité économique encore renforcée.



Philippe Lesage/Aréva

L'amont du cycle du combustible. Après avoir été extrait de la mine (à ciel ouvert ou souterraine), le minerai d'uranium est traité afin d'obtenir du concentré d'uranium ou *yellow cake*.

Le cycle des matières

La gestion des matières mise en œuvre dans le parc nucléaire français relève d'un **cycle fermé** (figure 1). Le chargement annuel des 58 **réacteurs à eau sous pression** (REP) de l'ordre de 1 000 tonnes d'oxyde d'**uranium enrichi** (UOX) requiert environ 8 000 tonnes d'**uranium naturel** (ce qui conduit à **entreposer** près de 7 000 tonnes d'uranium appauvri). Les valeurs indiquées ci-après, exprimées en tonnes de métal lourd, doivent être considérées comme des ordres de grandeur, les conditions réelles d'exploitation pouvant varier d'une année à l'autre.

Les matières contenues dans les 1 000 tonnes d'UOX déchargées sont pour l'essentiel réutilisées. Le **plutonium** (Pu) qui est retiré des opérations de **traitement**, de l'ordre d'une dizaine de tonnes, est recyclé sous la forme de combustible MOX⁽¹⁾ dans certains réacteurs du parc (environ 120 tonnes par an). L'uranium récupéré ou URT (uranium de retraitement) – près de 950 tonnes – peut être ré-enrichi. On obtient alors d'une part, autour de 150 tonnes de combustible URE (uranium ré-enrichi), qui sont ensuite rechargées dans plusieurs réacteurs du parc et, d'autre part, de l'ordre de 800 tonnes d'URT appauvri, qui sont entreposées. Les matières restantes, **produits de fission** et **actinides mineurs** (environ 40 tonnes) constituent les déchets radioactifs ultimes. Ceux-ci sont **vitifiés** et entreposés pour **décroissance radioactive**, en attente de leur **stockage en formation géologique profonde**. À ce jour, les combustibles MOX usés et URE usés ne sont pas recyclés. Ils sont entreposés sous eau, en vue d'un traitement différé et du recyclage des matières qu'ils contiennent dans les **réacteurs de 4^e génération** à venir.

Les opérations de traitement et de recyclage des combustibles usés ont aujourd'hui atteint une pleine maturité industrielle, résultat de décennies de R&D qui ont profondément transformé la mise en œuvre du procédé PUREX⁽²⁾. Elles permettent d'atteindre des taux de recyclage très élevés (supérieurs à 99 %) tout en ne générant que très peu de déchets secondaires. Environ 25 000 tonnes de combustibles usés ont ainsi été traitées dans les usines de La Hague (Manche), et près de 2 000 tonnes de MOX ont été fabriquées.

La stratégie du cycle du combustible développée actuellement pour le parc français présente quatre grands atouts :

- une économie des ressources en uranium naturel, pouvant avoisiner les 25 % si la totalité de l'uranium et du plutonium est recyclée ;

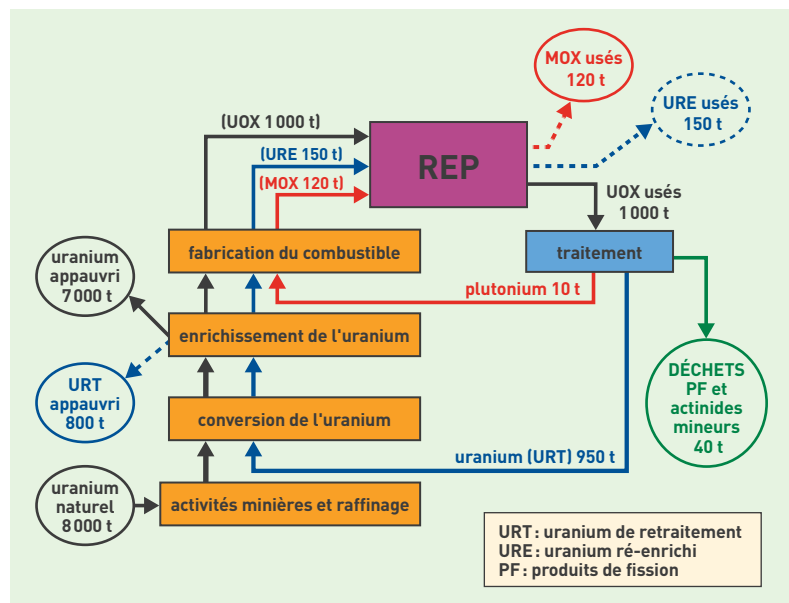


Figure 1.
Le cycle des matières dans le parc nucléaire français (en flux annuels indicatifs pour une production d'environ 400 TWh/an).

- le **conditionnement** des déchets ultimes sans plutonium, de façon sûre. Le conditionnement des produits de fission dans le **verre** est un standard international, dont les mécanismes d'altération à long terme sont bien cernés, avec une vitesse de corrosion estimée, en condition de stockage, comme étant extrêmement faible (de l'ordre de quelques **microns** en plusieurs siècles) ;
- une maîtrise de l'inventaire en plutonium. Tout le plutonium récupéré dans le traitement du combustible UOX usé est recyclé sous forme de combustible MOX ;
- la constitution d'une réserve de plutonium qui servira de ressource aux générations futures de réacteurs nucléaires. Le plutonium contenu dans les combustibles MOX usés est ainsi entreposé sous une forme concentrée et sûre, aisément mobilisable pour une utilisation ultérieure.

Cette stratégie de gestion des matières pourra se poursuivre au renouvellement du parc actuel, avec le déploiement de **réacteurs de 3^e génération** (EPR). De plus, elle ouvre la voie à des systèmes nucléaires pleinement durables, avec l'avènement de nouvelles technologies de réacteurs.

Les systèmes nucléaires futurs

Les options relatives au cycle du combustible constituent un point-clé pour répondre aux enjeux de préservation des ressources naturelles, de minimisation de l'impact environnemental ou de résistance aux risques de prolifération. Le recyclage des matières valorisables est difficilement contournable pour une utilisation pérenne de l'uranium et du plutonium, aujourd'hui entreposés dans les combustibles usés « de deuxième tour » (MOX usés, URE usés). Il permet ainsi de valoriser au mieux les matières fissiles (²³⁵U et ²³⁹Pu) et les matières fertiles (²³⁸U, avec notamment la valorisation des très importants stocks d'uranium appauvri).

(1) MOX (*Mixed OXides*) : mélanges d'oxydes d'uranium et de plutonium.

(2) PUREX (*Plutonium Uranium Refining by EXtraction*) : procédé **hydrométallurgique** de séparation de l'uranium et du plutonium contenus dans le combustible usé.



Pour y parvenir, il convient non seulement de disposer de procédés de recyclage performants, mais aussi de recycler les matières valorisables au sein de réacteurs aptes à en tirer le meilleur parti. À cet égard, les **réacteurs à eau légère (REL)** actuellement en fonctionnement dans le parc nucléaire mondial, même s'ils présentent des caractéristiques très intéressantes, ne paraissent pas pouvoir répondre à eux seuls à cet enjeu d'un développement durable à très long terme. Certaines caractéristiques de principe telles que l'évolution défavorable du vecteur isotopique⁽³⁾, au cours des recyclages successifs notamment, rendent difficile un recyclage récurrent efficace du plutonium et de l'uranium dans ces réacteurs. Tôt ou tard, l'introduction dans le parc de **réacteurs à neutrons rapides (RNR)**, dont les caractéristiques sont bien plus favorables sur ces points, sera nécessaire pour tirer tout leur potentiel des options de recyclage des matières (figure 2). Le recyclage des matières nucléaires dans des RNR apparaît donc comme la ligne de force pour les systèmes nucléaires du futur. C'est l'esprit du développement des systèmes de 4^e génération, dans lequel de nombreux États s'engagent aujourd'hui, notamment ceux qui affichent des perspectives de déploiement importantes comme la Chine et l'Inde, et auquel répond en France le projet de prototype ASTRID (voir ASTRID, *démonstrateur technologique du nucléaire de 4^e génération*, p. 26).



S. Le Couster/CEA

Préparation d'un essai en boîte à gants dans le cadre du procédé COEXTM à ATALANTE. De l'acide oxalique est ajouté à une solution purifiée d'uranium et de plutonium issue des cycles de coextraction. Il y a coprécipitation des deux **radionucléides**. On obtient un coprécipité d'oxalate mixte qui, après traitement thermique, conduit à un oxyde mixte d'uranium et de plutonium, lequel est recyclé au sein d'un nouveau combustible de type MOX.

Les RNR peuvent même permettre d'aller plus loin et de proposer des options de recyclage encore plus poussées. Leur capacité à mieux induire la **fission** des actinides mineurs (neptunium Np, américium Am et curium Cm) laisse envisager le recyclage de ces éléments, en complément de celui de l'uranium et du plutonium (figure 3).

Quel est l'enjeu d'une telle aptitude ? Il s'agit essentiellement de chercher à améliorer la gestion des déchets ultimes. Il serait possible de diminuer leur radiotoxicité à long terme en retirant les actinides mineurs, qui en sont les contributeurs principaux, et par ailleurs de réduire la chaleur résiduelle des déchets et d'accroître la compacité du stockage (et ainsi, à long terme, préserver la « ressource rare » que pourrait être un site de stockage).

La **loi du 28 juin 2006** appelle une évaluation des « perspectives industrielles (des) filières (de **transmutation**) », et le CEA a conduit, en partenariat avec **Areva** et **EDF**, des études pour délivrer une estimation aussi complète que possible des gains potentiels, des coûts et des détriments liés à la mise en œuvre de telles options.

Quelles orientations pour la recherche ?

Les performances des technologies déployées aujourd'hui sont remarquables, tant du point de vue de la qualité des produits générés que de celui des conditions dans lesquelles ils sont obtenus. La R&D dans ce domaine s'articule autour de quatre grands axes : adapter les technologies, les améliorer, les compléter et enfin, explorer de nouveaux concepts.

L'adaptation des technologies

Adapter les technologies à de possibles ou probables évolutions des combustibles, du contexte ou des stratégies de gestion constitue un premier enjeu. En particulier, le déploiement de RNR va évidemment de pair avec le recyclage systématique de leur combustible. Et, même si la forme oxyde persiste, ces combustibles présentent de nombreuses particularités par rapport aux combustibles des réacteurs à eau. Il a certes été montré par le passé que les procédés **hydrométallurgiques**, tels que ceux utilisés aujourd'hui, pouvaient

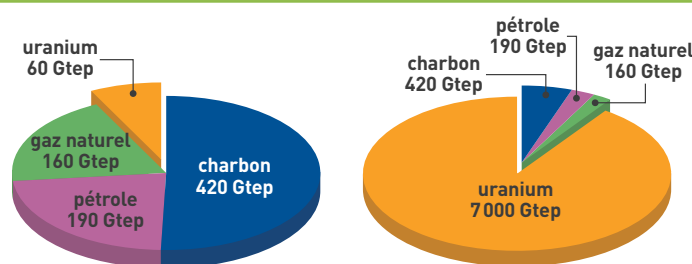


Figure 2. Parts relatives des ressources **fossiles** et de l'uranium, lorsque ce dernier est utilisé en REL (à gauche) et multirecyclé avec le plutonium en RNR (à droite). Les réserves mondiales prises en compte (ressources conventionnelles identifiées) sont de 189 Gt (189·10⁹ tonnes) pour le pétrole, 860 Gt (860·10⁹ tonnes) pour le charbon, 187 Tm³ (187·10¹² m³) pour le gaz naturel [BP Statistical Review of World Energy, juin 2011] et 4 Mt (4·10⁶ tonnes) pour l'uranium [Red Book, édition 2009 (RRA)].

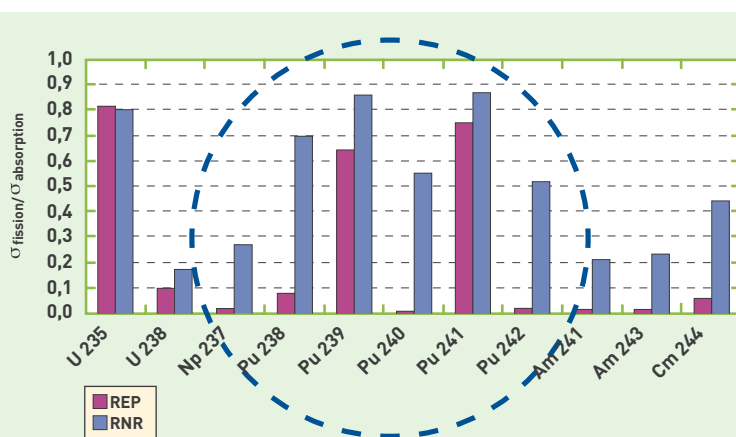


Figure 3. Rapport entre les sections efficaces de fission σ_{fission} (probabilité d'interaction d'un neutron avec un noyau, conduisant à sa fission) et les sections efficaces d'absorption neutronique $\sigma_{\text{absorption}}$ (probabilité d'absorption d'un neutron par un noyau, conduisant ensuite ou pas à sa fission) pour des isotopes d'uranium (U), de plutonium (Pu) et d'actinides mineurs (neptunium Np, américium Am et curium Cm) en REP et en RNR.

Robert N. Hill/Argonne National Laboratory, ACS meeting, 2007

(3) Le vecteur isotopique décrit, en pourcentage, les fractions respectives de chaque **isotope** d'un élément chimique.

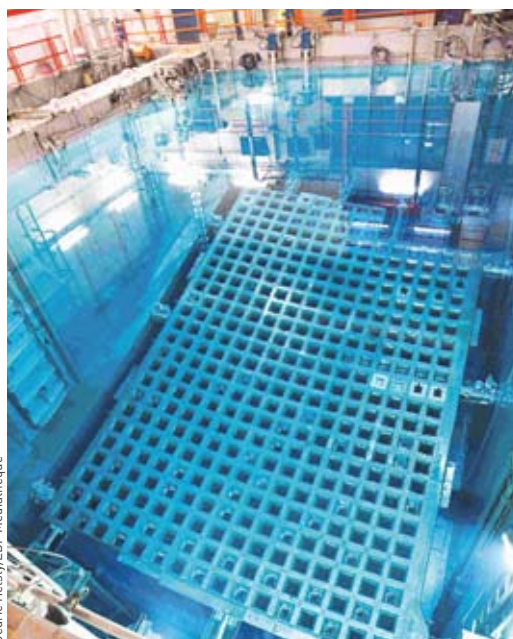
s'appliquer au traitement des combustibles de RNR –plus de 20 tonnes de combustible déchargées du réacteur **Phénix** ont été recyclées– cependant, dans la perspective d'un déploiement important, il convient d'optimiser leur mise en œuvre.

L'amélioration des technologies

Il ne s'agit pas tant de chercher à élever le niveau des performances actuelles des procédés de fabrication et de traitement –tout à fait suffisantes, voire même excellentes, et ne constituant donc pas un véritable enjeu de recherche– mais plutôt d'œuvrer à en diminuer encore le coût, les déchets ou les rejets associés, et à offrir les meilleures garanties de protection vis-à-vis des risques de prolifération. Ceci s'inscrit dans une démarche de progrès continus, qui a déjà donné de remarquables résultats. En témoignent la mise au point au CEA du procédé COEXTM(4) (en partenariat avec Areva) ou celle de la vitrification en creuset froid, qui constituent deux avancées majeures. La démarche peut et doit être poursuivie, car d'importantes marges de progrès subsistent, tant à l'amont qu'à l'aval du cycle : simplification des procédés, progression dans la sûreté des opérations, accroissement de la compacité des installations, réduction de la consommation de réactifs et des rejets dans l'environnement, déploiement d'outils de contrôle encore plus performants pour un pilotage plus fin des procédés.

Compléter les procédés existants

La recherche, dans le cadre de la **loi du 30 décembre 1991**, d'étapes complémentaires pour le recyclage des actinides mineurs, a été une voie particulièrement foisonnante au cours des quinze dernières années. De nouvelles architectures moléculaires, présentant une affinité sélective pour ces éléments, ont ainsi été, dans un très large cadre coopératif, synthétisées, expérimentées puis intégrées dans des étapes complémentaires au procédé PUREX. Les chercheurs du CEA



Piscine d'entreposage de combustible MOX dans la centrale nucléaire du Tricastin (Drôme). Les combustibles MOX usés sont entreposés sous eau en toute sûreté en vue d'un traitement différé. Le plutonium qu'ils contiennent, se trouvant sous une forme préconcentrée, servira de ressource aux réacteurs nucléaires du futur.

ont également démontré à l'échelle du laboratoire, sur des échantillons de combustibles usés et avec des technologies similaires à celles utilisables au niveau industriel, que ces nouveaux concepts étaient adaptés aux diverses voies envisageables pour le recyclage des actinides mineurs (figure 4). Ont ainsi été développés :

- les procédés DIAMEX et SANEX, pour la récupération de l'américium et du curium, en aval du procédé de traitement (expérimentés en 2005) ;
- le procédé GANEX (*Global ActiNides EXtraction*) qui, après séparation de l'uranium, permet une

(4) COEXTM (COEXtraction) : ce procédé, qui est une évolution de PUREX, permet l'extraction conjointe de l'uranium et du plutonium puis leur coprécipitation pour obtenir, par calcination, de l'oxyde mixte qui servira à fabriquer des combustibles de type MOX.

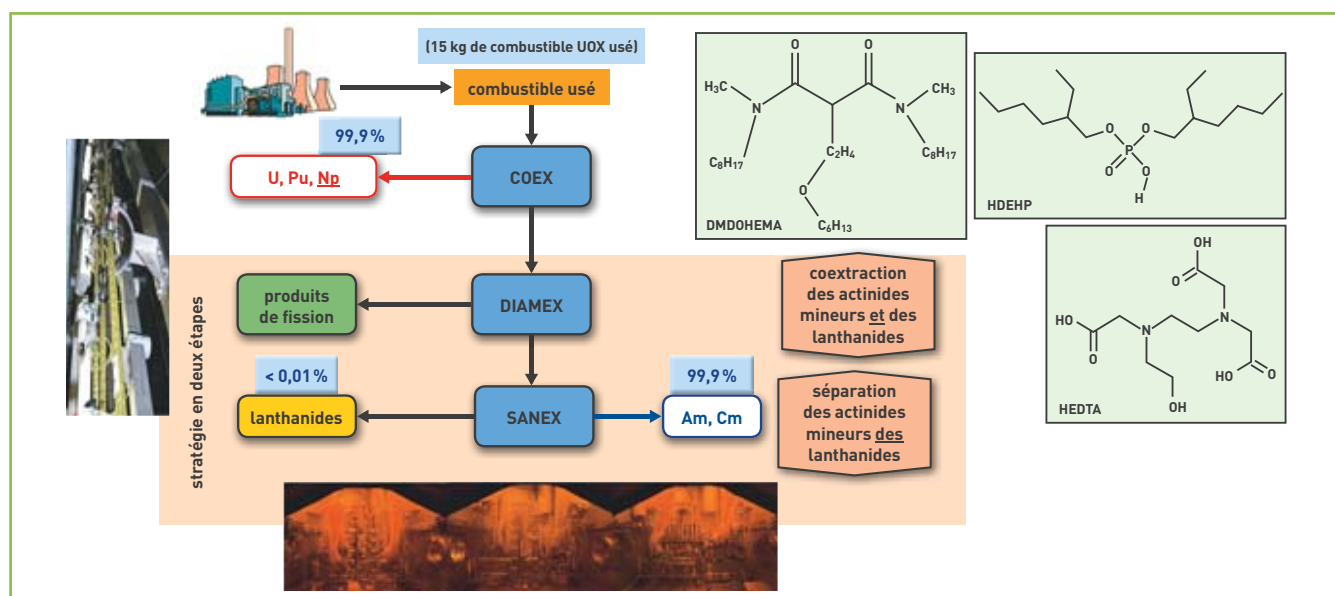


Figure 4.

Les essais de séparation des actinides mineurs menés dans l'installation ATALANTE (centre CEA de Marcoule). Une fois le plutonium retiré, les actinides mineurs constituent l'essentiel de la radioactivité résiduelle du combustible usé. La séparation des actinides mineurs, pour réduire en volume, et surtout en toxicité, les déchets ultimes est ainsi un axe important des travaux du CEA. Des procédés hydrométallurgiques, complémentaires de PUREX – et de COEXTM – ont été développés. Après extraction de plus de 99 % de l'uranium (U) et du plutonium (Pu) du combustible usé, le procédé DIAMEX permet de coextraire les actinides mineurs et les lanthanides à un taux de 99,9 %. Dans l'étape suivante, SANEX, 99,9 % de l'américium (Am) et du curium (Cm) sont séparés des lanthanides.



P. Dumas/CEA

Prototype évolutif de vitrification (PEV) équipé d'un four à creuset froid, installé au centre CEA de Marcoule. Dans cette technologie développée par le CEA, le verre est chauffé par induction directe. Le creuset, non chauffé, est refroidi par un dispositif de circulation d'eau. Une fine couche de verre figé se forme alors au contact du creuset froid, séparant ce dernier du verre fondu et évitant ainsi sa corrosion. Cette technologie ouvre des perspectives importantes en termes d'accroissement de capacité ou de conditionnement de déchets renfermant des éléments potentiellement agressifs.

extraction groupée de l'ensemble des transuraniens⁽⁵⁾, plutonium inclus (expérimenté en 2008) ;

- le procédé EXAm, pour la récupération du seul américium, le curium restant avec les produits de fission et n'étant pas recyclé (expérimenté en 2010). Les recherches se poursuivent pour mieux apprécier les conditions de mise en œuvre industrielle de ces concepts (synthèse à grande échelle des nouveaux

(5) Transuraniens : éléments chimiques radioactifs dont le numéro atomique (nombre de protons du noyau) est supérieur à celui de l'uranium, soit 92. Ils comprennent, notamment, les isotopes du neptunium, du plutonium, de l'américium et du curium.

extractants, résistance aux rayonnements, gestion des sous-produits, mise au point de dispositifs de pilotage...).

Explorer de nouveaux concepts

Le développement de nouveaux concepts, en rupture avec les technologies actuellement employées, constitue une voie de recherche activement explorée. Elle est aujourd'hui affichée aux États-Unis par les équipes du **DoE (US Department of Energy)**, lequel a lancé un vaste programme sans sélectionner à ce stade d'options particulières, avec l'horizon 2050 pour la mise en œuvre industrielle. De nombreux pays s'intéressent aux procédés de traitement pyrochimiques, qui consistent en une extraction des éléments à haute température dans un milieu de sels fondus. On leur prête en effet d'intéressantes potentialités de principe : compacité, aptitude à traiter des combustibles métalliques, réfractaires, peu refroidis... Toutefois ces procédés sont encore, pour l'essentiel, très éloignés de l'application industrielle, la question des déchets technologiques, liée à l'utilisation de hautes températures et de milieux particulièrement agressifs, restant une des interrogations les plus aiguës. Quoiqu'il en soit, l'expérience de décennies de R&D qui a été nécessaire pour amener le procédé PUREX au niveau actuel, à partir d'un concept très simple, à savoir l'extraction sélective à température ambiante, nous enseigne que le chemin est très long d'un concept de laboratoire à une technologie industrielle. Il n'en demeure pas moins qu'il importe de ne pas négliger l'émergence de ces nouveaux concepts. C'est d'ailleurs l'un des grands objectifs de l'**ICSM (Institut de chimie séparative de Marcoule)**, dans le Gard, où **CNRS**, université et CEA œuvrent ensemble dans ce qui doit constituer un « laboratoire de nouvelles idées » pour les procédés de cycle du futur.

Un futur inscrit dans la durabilité

Les technologies aujourd'hui employées pour le cycle du combustible donnent au parc nucléaire français une assise et une cohérence remarquables. Elles préparent en outre la possibilité de déployer à l'avenir des options encore plus abouties, pour l'avènement de systèmes pleinement durables sur le très long terme. La préparation de ces prochaines étapes est un enjeu majeur, et il paraît primordial, forts des progrès accomplis jusqu'ici, de maintenir un effort de recherche élevé dans le domaine. Deux points semblent mériter une attention particulière : le besoin de développer des technologies flexibles, pouvant être mises en œuvre dans un parc en évolution, et l'importance des infrastructures de recherche. L'installation ATALANTE (CEA, Marcoule) permet de mener des recherches sur plusieurs domaines du cycle des matières et à diverses échelles, des aspects fondamentaux jusqu'aux expériences démonstratives, sur plusieurs kilogrammes de matières (figure 5). La pertinence de sa conception en a fait, depuis quelques années, un outil et un atout essentiels aux mains des équipes du CEA. Car, dans ce domaine également, l'anticipation est un enjeu capital.

➤ **Bernard Boullis**

Direction de l'innovation
et du soutien nucléaire (DISN)
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Saclay

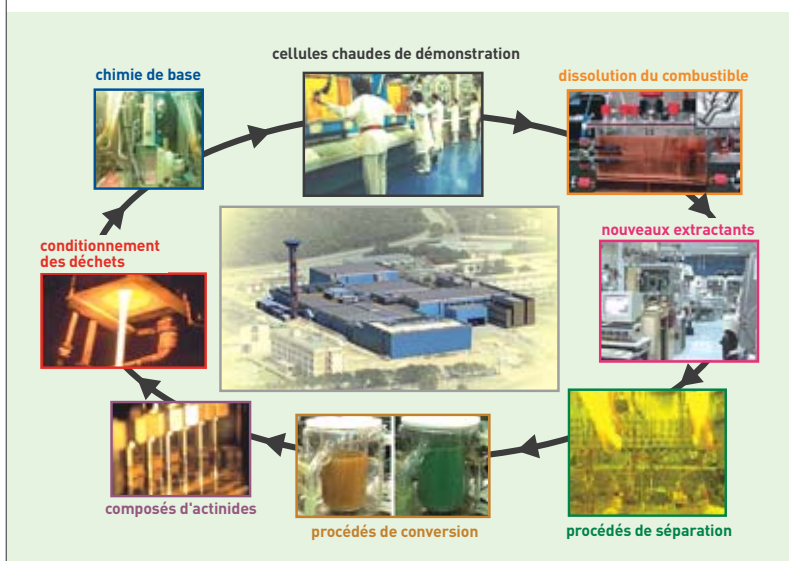


Figure 5. L'installation de recherche ATALANTE. Située au centre CEA de Marcoule, l'installation ATALANTE est le principal outil de recherche du CEA dans le domaine de l'aval du cycle du combustible nucléaire. Plusieurs programmes de R&D y sont menés depuis 1992, notamment dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs. Constituée d'un ensemble de laboratoires, équipés de boîtes à gants, et de chaînes de cellules blindées, elle est construite de façon modulaire avec des servitudes communes, afin de pouvoir reconfigurer un local particulier pour les besoins des programmes de recherche.

Assainissement et démantèlement des installations nucléaires

Le cycle de vie du nucléaire est étroitement lié à celui de ses installations. En tant qu'exploitant nucléaire, le CEA est responsable de l'assainissement et du démantèlement de ses installations arrivées en fin de vie, ainsi que de la gestion des déchets qui en sont issus. Ces opérations doivent être pilotées dans le respect des règles de sûreté et de minimisation de l'impact sur l'environnement, dans une optique de développement durable, et dans une logique de maîtrise des coûts et de tenue des délais.

Pour le CEA, conduire la recherche dans le domaine du nucléaire implique obligatoirement un parc d'installations en évolution et qui s'adapte sans cesse aux enjeux de la recherche. En effet, des besoins nouveaux apparaissent, les procédés développés sont plus performants et les exigences en matière de sûreté se renforcent. Il est donc nécessaire de mener à bien des programmes de construction et de rénovation d'installations et d'assurer en parallèle des programmes d'assainissement et de démantèlement des installations en fin de vie.

Les opérations de démantèlement

À l'issue de leur période de fonctionnement, les installations nucléaires font l'objet d'opérations qui permettent leur arrêt définitif, puis leur démantèlement et leur assainissement final avant leur déclassement. Le démantèlement comprend notamment des opérations de démontage d'équipements, d'assainissement des locaux et de destruction de structures de génie civil. Ces opérations sont génératrices de déchets, **radioactifs** ou non, qu'il convient de traiter et de conditionner en vue de leur évacuation.

Le terme général de démantèlement couvre l'ensemble des activités techniques ou administratives permettant d'atteindre un état final prédéfini de l'installation, afin d'obtenir son déclassement réglementaire et sa suppression administrative de la liste des installations nucléaires de base.

La stratégie du CEA est conforme aux recommandations des autorités de sûreté nucléaire, l'**ASN** pour le domaine des applications civiles du nucléaire et l'**ASND** pour les applications de défense. Elle consiste à procéder au démantèlement des installations nucléaires au plus tôt après leur mise à l'arrêt définitif, de façon à réduire les risques radiologiques dans les meilleurs délais et à bénéficier des compétences des salariés encore présents.

La Direction de l'énergie nucléaire (DEN) a la responsabilité de mener à bien l'ensemble de ces opérations sur les sites de Cadarache, Marcoule, Grenoble, Saclay et Fontenay-aux-Roses. La complexité et la durée de ces opérations dépendent de l'historique des installations et, *in fine*, de leur devenir envisagé dans leur site d'accueil.

Il n'existe pas d'obstacle technologique rédhibitoire au démantèlement des installations nucléaires. Ces opérations sont réalisables dans de bonnes conditions de sûreté et de radioprotection, grâce à l'emploi de moyens télé-opérés et à distance quand l'environnement radiologique le nécessite.

La loi relative à la Transparence et à la Sécurité en matière Nucléaire du 13 juin 2006 (loi TSN) et ses



décrets d'application font références dans le sens d'un meilleur suivi du contrôle et de l'encadrement des opérations de démantèlement, de la gestion des déchets et du transport de substances radioactives. Chaque exploitant nucléaire établit un plan de démantèlement pour chacune de ses nouvelles installations, dès leur création, et pour celles déjà existantes au plus tard trois ans avant la mise à l'arrêt définitif. Ce plan précise les modalités d'exécution des opérations de démantèlement. L'exploitant y justifie l'état final dans lequel il prévoit de maintenir l'installation (bâtiment conservé, modalités de surveillance de l'environnement en cas de radioactivité résiduelle, etc.). Dès la conception d'une installation, le processus de démantèlement est ainsi pris en compte. Par exemple, les scientifiques qui conçoivent l'installation **ITER** à proximité du site de Cadarache se penchent dès à présent sur son démantèlement, envisagé à l'horizon 2050, et sur la meilleure façon de le concevoir, tout en limitant les charges de démantèlement.

Un pilotage opérationnel

À partir des années cinquante, des opérations de démantèlement d'installations nucléaires ont été engagées en France, essentiellement par le CEA, avec notamment la première usine de **plutonium** de Fontenay-aux-Roses et deux petits réacteurs de recherche, César et Peggy, à Cadarache. Depuis une quinzaine d'années, les activités de démantèlement ont pris de plus en plus d'ampleur car de nombreuses installations nucléaires ont été construites entre les

Le dôme 2 du réacteur Siloé, situé sur le centre CEA de Grenoble, après les opérations d'assainissement et de démantèlement. Des contrôles radiologiques sont effectués sur la totalité du sol et sur des milliers de points des murs et du plafond, définis de façon aléatoire et identifiés par des marques bleues.



Les acteurs du projet Passage réunis le 1^{er} juillet 2011 par l'Administrateur général du CEA, Bernard Bigot, et les directeurs des pôles DEN (Direction de l'énergie nucléaire) et DRT (Direction de la recherche technologique), en présence d'André-Claude Lacoste, alors président de l'Autorité de sûreté nucléaire.

années 1960 et 1980 et sont progressivement arrêtées. Pour faire face à cette évolution en profondeur, une organisation de pilotage par projets des activités de démantèlement a été mise en place à la DEN dès 2001. Ce pilotage opérationnel structure les activités de démantèlement du CEA et permet de confier à un tissu industriel qualifié par le CEA l'organisation et l'exécution des chantiers d'assainissement et de démantèlement, en garantissant le respect des exigences réglementaires. Ce pilotage vise également à gérer et à maîtriser les quantités de **déchets radioactifs** produites lors des opérations, en les dirigeant vers les filières de **recyclage** et d'élimination existantes ou, pour les déchets les plus radioactifs, vers des **entrepôts** intermédiaires sur site en l'attente du **stockage en couche géologique profonde**.

De nombreuses installations concernées

Le démantèlement des installations relevant du nucléaire civil (sites de Cadarache, Grenoble, Saclay, Fontenay-aux-Roses, le réacteur **Phénix** et l'Atelier pilote de Marcoule), et celui de l'ancienne usine UP1 de Marcoule à vocation militaire sont pris en compte au travers de 24 projets de la DEN. Ces installations sont de nature très variée : accélérateurs de particules, laboratoires de recherche, stations de traitement des effluents et des déchets, réacteurs de différents types.

Elles présentent toutes une grande diversité d'historiques et de fonctionnements. Il en résulte une large palette de technologies à mettre en œuvre. Le CEA a défini trois projets prioritaires du fait de leur caractère stratégique :

- le démantèlement des installations nucléaires du site CEA de Grenoble (projet Passage) ;
- le démantèlement des installations nucléaires du site CEA de Fontenay-aux-Roses dans le cadre du projet Aladin où, comme à Grenoble, il s'agit de développer d'autres activités que le nucléaire dans une zone d'implantation fortement urbanisée ;
- le démantèlement de l'ancienne usine de **traitement de combustible** irradié UP1 de Marcoule.

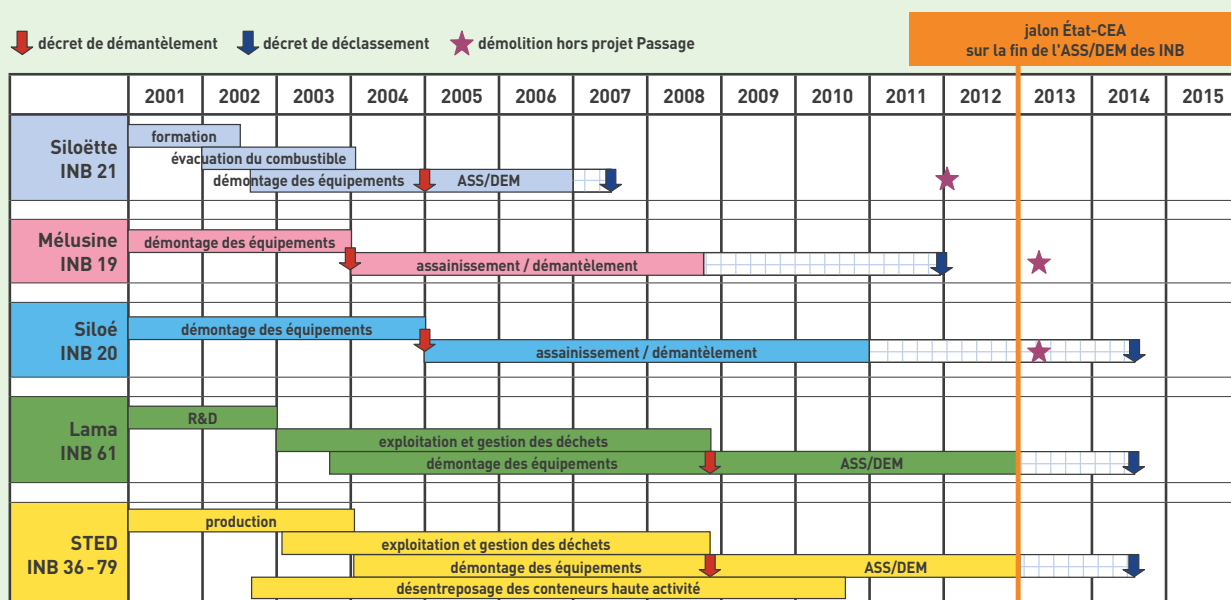
Le démantèlement du site CEA de Grenoble : un Passage réussi

Dans le respect strict des délais prévus (planning directeur en figure 1), une douzaine d'années a été nécessaire pour mener à bien le projet Passage. Ce vaste projet d'assainissement et de démantèlement des installations nucléaires du centre CEA de Grenoble s'est achevé en décembre 2012, avec la fin des travaux de démantèlement de la dernière d'entre elles, le Laboratoire d'analyse des matériaux actifs (Lama).

Créé en 1956 par le prix Nobel de physique Louis Néel, le centre CEA de Grenoble était au départ exclusivement consacré aux recherches sur l'atome. Trois réacteurs expérimentaux, baptisés Siloëtte, Mélusine et Siloé, et un laboratoire d'analyse des matériaux actifs, le Lama, y ont été construits dans les années 1950 et 1960, avec, en parallèle, une station de traitement des effluents et des déchets (STED).

En 2001, il est décidé de regrouper l'essentiel des activités du CEA sur le nucléaire civil dans les centres de Saclay, Cadarache et Marcoule. La mise à l'arrêt définitif des installations de Grenoble est donc décidée, ouvrant le chapitre de leur démantèlement. L'objectif est double : gérer la fin de vie de ces cinq installations nucléaires, et libérer de l'espace pour d'autres activités de recherche, non nucléaires, stratégiques pour le centre CEA de Grenoble. Le projet Passage est original

Figure 1. Planning du projet d'assainissement (ASS) et de démantèlement (DEM) des installations nucléaires de base (INB) du centre CEA de Grenoble (projet Passage).





Les étapes du démantèlement du réacteur Mélusine du centre CEA de Grenoble. 1988 : le hall du réacteur en activité ; 1994 : opérations de démontage des expériences et des protocoles associés ; 2003 : piscine du réacteur en fin d'assainissement après vidange ; mi-2005 : contrôles finaux de la piscine après écroûtage du béton ; 2008 : hall du réacteur après retrait du bloc piscine et des structures internes (état physique de l'INB au moment de son déclassement fin 2011).

en ce sens qu'il traite de l'ensemble des installations nucléaires d'un site du CEA jusqu'à l'étape de déclassement, dans un calendrier relativement court. Projet emblématique, il fait l'objet d'un suivi au plus haut niveau du CEA, afin que le retour d'expérience profite aux différents centres du CEA, mais également aux autres secteurs d'activités nucléaires en France.

Passage est arrivé à son terme et l'heure des bilans est venue. En matière de sécurité, préoccupation première du CEA, on doit se féliciter du faible nombre et du peu de gravité des accidents de personnes, du fait de la maîtrise des opérations menées et grâce au travail d'anticipation et d'analyse des scénarios envisagés.

En termes d'impact environnemental, les analyses de l'air, de l'eau et les mesures effectuées sur la faune et la flore des alentours du site montrent des niveaux de rejet radioactif extrêmement faibles, bien en dessous des limites autorisées.

Le démantèlement aura généré de l'ordre de 25 000 m³ de déchets radioactifs, dont environ 22 000 m³ de déchets de très faible **activité** (TFA), 3 000 m³ de déchets de faible et moyenne activité (FA-MA), qui ont rejoint les centres de stockage existants exploités par l'**Andra** (**Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs**), et 20 m³ de déchets de haute activité (HA). Ces derniers sont actuellement entreposés dans des installations dédiées de Saclay et de Cadarache, en attente d'un stockage en couche géologique profonde.

La communication et l'information des acteurs et des médias régionaux sont aussi des éléments du succès du projet.

Sur le plan humain, la majorité des 150 salariés du CEA qui travaillaient en 2001 sur ces installations a progressivement pu prendre part aux nouvelles activités du site de Grenoble, avec une reconversion thématique à la clé. D'autres, forts de leur expérience, rejoignent ou vont rejoindre Marcoule, Cadarache ou encore Fontenay-aux-Roses. Dès l'origine du projet Passage, le CEA a engagé des actions destinées à maîtriser les compétences nécessaires à la réalisation du projet et à préparer la reconversion des salariés. Le retour d'expérience dans ce domaine est très positif.

Enfin, le budget du projet Passage, d'un montant de 267 millions d'euros, est resté maîtrisé. Les dépenses se sont étalées dans le temps comme indiqué en figure 2.

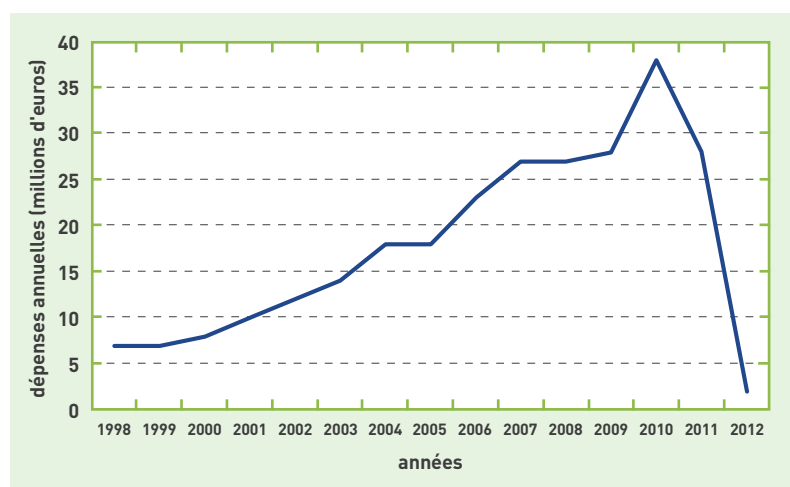


Figure 2. Évolution des dépenses sur la durée du projet Passage. Elles sont restées dans les limites du budget prévu (267 millions d'euros en base courante bloquée).

Le centre CEA de Grenoble est aujourd'hui essentiellement tourné vers la recherche technologique (micro- et nanotechnologies, nouvelles technologies de l'énergie et biotechnologies). Il mène également des travaux de recherche fondamentale dans le domaine des sciences du vivant et en physique de la matière.

En permettant au centre de Grenoble de se concentrer sur ces activités stratégiques, le projet Passage démontre avec force que la réversibilité des installations nucléaires est une réalité.

> **Didier Dall'ava¹, Frédéric Tournebize², Bernard Comte³ et Didier Lelievre⁴**

¹Direction de l'assainissement et du démantèlement nucléaire (DADN)
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Saclay

²Département des projets d'assainissement-démantèlement
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Grenoble

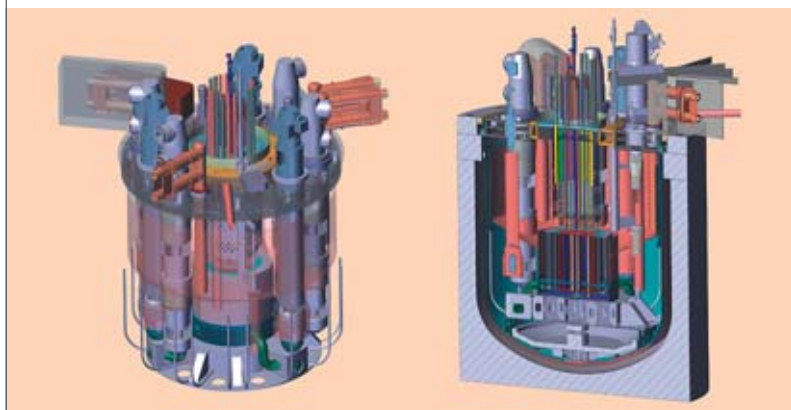
³Institut Leti (Laboratoire d'électronique et de technologie de l'information)
Direction de la recherche technologique
CEA Centre de Grenoble

⁴Direction de la qualité et de l'environnement (DQE)
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Saclay



ASTRID, démonstrateur technologique du nucléaire de 4^e génération

Aptitude à un développement énergétique durable, compétitivité économique, sûreté et fiabilité renforcées, résistance à la prolifération. Tels sont les grands objectifs auxquels devront satisfaire les réacteurs nucléaires de 4^e génération. Très impliqué dans cette démarche de conception des systèmes nucléaires du futur, le CEA s'attache notamment au développement d'un réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de 4^e génération, le prototype ASTRID. **ASTRID intégrera un ensemble de technologies innovantes qui seront autant de progrès décisifs par rapport à ses prédécesseurs. Elles en feront un véritable démonstrateur de l'opérabilité industrielle des réacteurs de 4^e génération.**



Le réacteur ASTRID vu en entier et en coupe (circuit primaire). Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium, d'une puissance électrogène de 600 MWe, ASTRID est un démonstrateur technologique conçu pour démontrer l'opérabilité des choix innovants permettant à la filière des réacteurs à neutrons rapides de remplir les critères de la 4^e génération.

Alors que la 3^e génération de réacteurs nucléaires est en cours d'industrialisation, avec notamment la construction de plusieurs EPR, en Europe et en Chine, la 4^e génération se prépare dans le cadre d'une association intergouvernementale lancée en 2000, le **Forum international Génération IV** (GIF, pour *Generation IV International Forum*).

Dans une optique de développement durable de l'énergie nucléaire et face aux risques de changements climatiques et d'épuisement des ressources fossiles et en uranium, le GIF a fixé plusieurs objectifs aux systèmes nucléaires du futur. Ils devront pouvoir recycler le **plutonium** sans limitation du nombre de **recyclages** (multirecyclage), exploiter le mieux possible la ressource en uranium et, si cette option est retenue, être capables de réaliser la **transmutation** de certains **actinides mineurs**. Ceci implique la conception de réacteurs fonctionnant en **spectre de neutrons rapides**, couplés à un **cycle fermé du combustible**. Les réacteurs de 4^e génération seront aussi tenus de présenter un niveau de sûreté au moins équivalent à celui des réacteurs de 3^e génération et d'intégrer le retour d'expérience des évaluations de sûreté menées sur les centrales françaises, suite à l'accident de Fukushima (Japon). Enfin, ils devront atteindre une compétitivité économique satisfaisante compte tenu du service rendu et offrir des garanties de résistance face aux risques de **prolifération nucléaire**.

Dans ce cadre, le GIF a sélectionné six concepts de réacteurs : quatre mettent en œuvre des neutrons rapides et deux des **neutrons thermiques**⁽¹⁾. Un plan de R&D a été défini afin d'apporter les innovations nécessaires à leur déploiement.

La maturité technologique des systèmes retenus par le GIF est très variable. Le CEA se concentre principalement sur deux filières : les **réacteurs à neutrons rapides** (RNR) refroidis au **sodium** (RNR-Na) et, dans une moindre mesure, les RNR refroidis au gaz (RNR-G), surtout en ce qui concerne l'innovation sur les matériaux.

Les atouts des réacteurs à neutrons rapides

La filière des RNR présente des avantages extrêmement importants en matière d'énergie durable. En premier lieu, elle autorise une excellente utilisation de la ressource en uranium et a la capacité de multirecycler le plutonium. En effet, alors que les réacteurs actuellement exploités sur le parc nucléaire français et les futurs EPR n'emploient qu'environ 1 % de l'**uranium naturel**, les RNR peuvent consommer plus de 80 % de la ressource. Avec le stock d'uranium appauvri disponible à ce jour sur le territoire français, il serait ainsi théoriquement possible d'alimenter un parc de RNR pendant plusieurs milliers d'années. Les RNR sont également une source d'énergie intensive, dont le fonctionnement n'émet aucun gaz à effet de serre. Enfin, ils sont aptes à brûler les actinides mineurs en produisant de l'électricité, d'où une forte réduction de la quantité et de la durée de vie des **déchets radioactifs ultimes**.

Le choix du sodium comme fluide **caloporteur** pour refroidir le cœur du réacteur est lié à une analyse multicritère. Outre le fait qu'il ne ralentit pas les neutrons – une condition essentielle – le sodium

(1) Neutrons rapides : SFR (Sodium-cooled Fast Reactor, RNR-Na en français) ; GFR (Gas-cooled Fast Reactor, RNR-G en français) ; MSR (Molten Salt Reactor, RSF en français) ; LFR (Lead-cooled Fast Reactor, RNR-Pb en français). Neutrons thermiques : SCWR (Super Critical Water-cooled Reactor, RESC en français) ; VHTR (Very High Temperature Reactor, RIHT en français).

À ce sujet, voir *Clefs CEA* N° 55, Été 2007, p. 6-7.

liquide est doté de bonnes propriétés thermiques (**conductivité**, évacuation de la chaleur) et de **viscosité**, montre une faible **activation** sous les neutrons, est compatible avec les aciers... Ses principaux inconvénients résident en son opacité et en sa forte réactivité chimique avec l'eau et l'air.

Les RNR-Na (figure 1) ont fait l'objet de nombreux projets dans le monde. Ils ont permis d'accumuler plus de 400 années-réacteur d'exploitation.

Renforcer la sûreté des RNR-Na

Depuis plusieurs années, le CEA, en partenariat avec EDF et Areva, s'attache à renforcer les lignes de défense et la robustesse de la démonstration de sûreté afin de hisser la technologie des RNR-Na au niveau requis pour des réacteurs de 4^e génération. L'effort porte notamment sur la conception du cœur, les moyens d'évacuation de la **puissance résiduelle** et la résolution du problème lié à la réactivité du sodium avec l'eau.

Le CEA et ses deux partenaires travaillent ainsi à l'élaboration d'un cœur à faible vidange (CFV) qui, contrairement à ceux conçus précédemment, a la particularité de présenter un **coefficient de vidange** du sodium très faible, voire négatif⁽²⁾. En contrôlant la **réactivité** du réacteur, ce cœur constitue un progrès décisif en termes de sûreté.

En matière d'évacuation de la puissance résiduelle, il faut rappeler l'importance de l'**inertie thermique** et de la marge par rapport à l'ébullition du caloporteur : plus celles-ci sont élevées, plus le réacteur sera résistant à l'augmentation de température en cas de perte des sources d'évacuation de la puissance résiduelle. Or, un RNR-Na intégré possède une inertie thermique multipliée par la marge à l'ébullition presque 20 fois supérieure à cette même grandeur sur un **réacteur à eau sous pression (REP)** de conception standard. En complément, les RNR-Na comportent une combinaison de systèmes, **passifs** et **actifs**, redondants et diversifiés, permettant l'évacuation de la puissance résiduelle dès la chute des barres de contrôle, et ce même en cas de perte totale des alimentations électriques et de la source froide en eau. En effet, certains de ces circuits fonctionnent par circulation naturelle passive (thermosiphon) et utilisent l'atmosphère comme source froide (figure 2). Leur efficacité a été vérifiée à plusieurs reprises lors de tests sur les réacteurs **Phénix** et **Superphénix**.

Enfin, en ce qui concerne la réaction sodium-eau, l'objectif est de réaliser des réacteurs qui, soit éliminent totalement la possibilité d'une telle réaction par l'emploi d'un fluide alternatif (de l'azote à la place de l'eau par exemple), soit garantissent l'absence de conséquences sur la sûreté au cas où une telle réaction aurait lieu malgré les lignes de défense mises en place (concept de générateurs de vapeur modulaires).

ASTRID, un RNR-Na de 4^e génération

Sur la base de l'expertise acquise sur les RNR-Na qui ont fonctionné dans le passé (notamment Phénix) ou qui fonctionnent actuellement (BN-600 en Russie), le CEA s'intéresse à un ensemble d'options technologiques nouvelles pour développer un réacteur de 4^e génération, ASTRID (*Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration*) : prototype d'intégration technologique permettant la démonstration de sûreté et de fonctionnement à l'échelle industrielle de

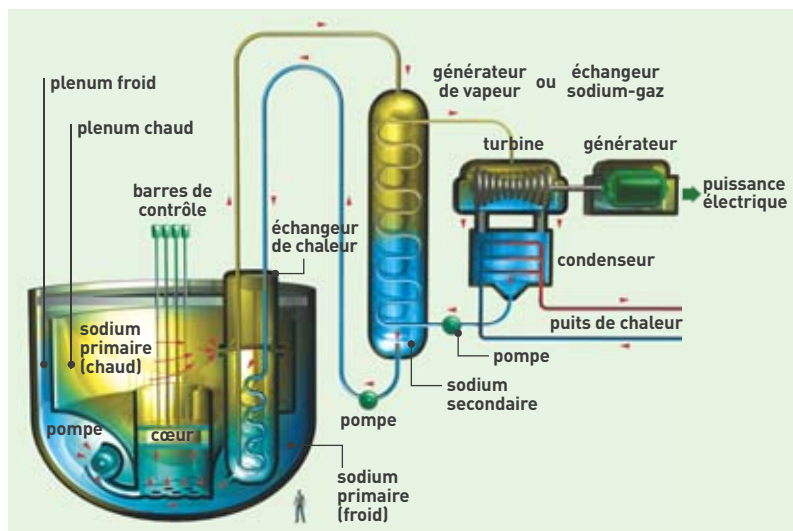


Figure 1. Principe de fonctionnement d'un réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (RNR-Na) de type intégré. Par rapport à un réacteur à eau sous pression (REP) de conception standard, plusieurs points sont à retenir : le circuit primaire du réacteur est intégré dans la cuve principale, laquelle contient non seulement le cœur, mais aussi les échangeurs intermédiaires et les pompes primaires ; il existe un circuit intermédiaire en sodium qui sert de barrière entre le sodium primaire et le circuit de conversion d'énergie ; le circuit primaire n'est pas pressurisé et possède une grande inertie thermique ; enfin, l'architecture générale du réacteur offre une excellente radioprotection des travailleurs.

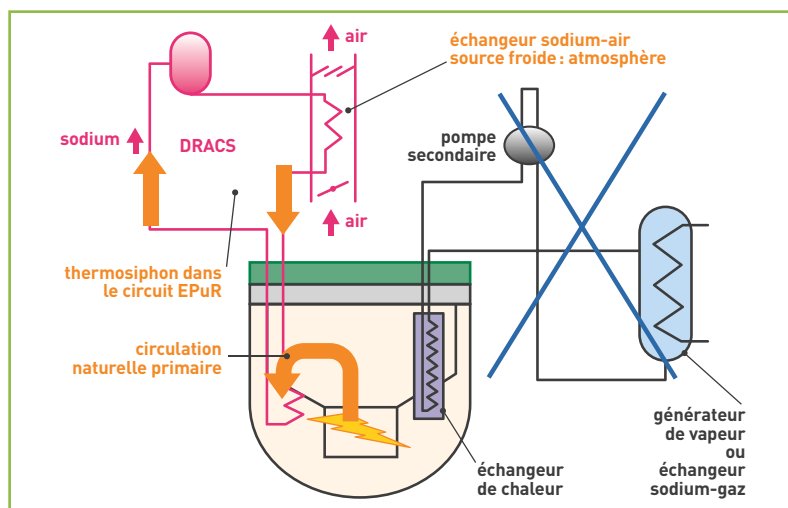


Figure 2. Évacuation autonome de la puissance résiduelle (EPuR) d'un RNR-Na. En cas de perte de l'évacuation normale de la puissance résiduelle (perte des pompes primaires et du circuit secondaire, chute des barres de contrôle), un RNR-Na présente, outre une grande inertie thermique, une combinaison de systèmes rendant possible l'évacuation autonome de la puissance résiduelle. Pendant les premières dizaines de secondes, l'inertie des pompes primaires permet de refroidir la puissance résiduelle des assemblages, très élevée juste après la chute des barres. Après l'arrêt des pompes primaires, la circulation naturelle du circuit primaire s'installe. Elle est renforcée par un circuit d'EPuR de type DRACS (*Direct Reactor Auxiliary Cooling System*), qui fonctionne par circulation naturelle passive (thermosiphon) avec l'air comme source froide.

réacteurs rapides refroidis au sodium de 4^e génération. ASTRID répondra à des garanties de sûreté et de sécurité au moins équivalentes à celles de la 3^e génération de réacteurs, prenant en compte le retour d'expérience de l'accident de Fukushima dès la conception, et démontrera des progrès significatifs en matière d'exploitation industrielle. ASTRID sera également doté de capacités de transmutation de déchets radioactifs afin de poursuivre les expérimentations sur ce sujet à une échelle significative.

(2) Un coefficient de vidange positif signifie que la réactivité du réacteur augmente en cas de disparition du sodium, par ébullition, par exemple.

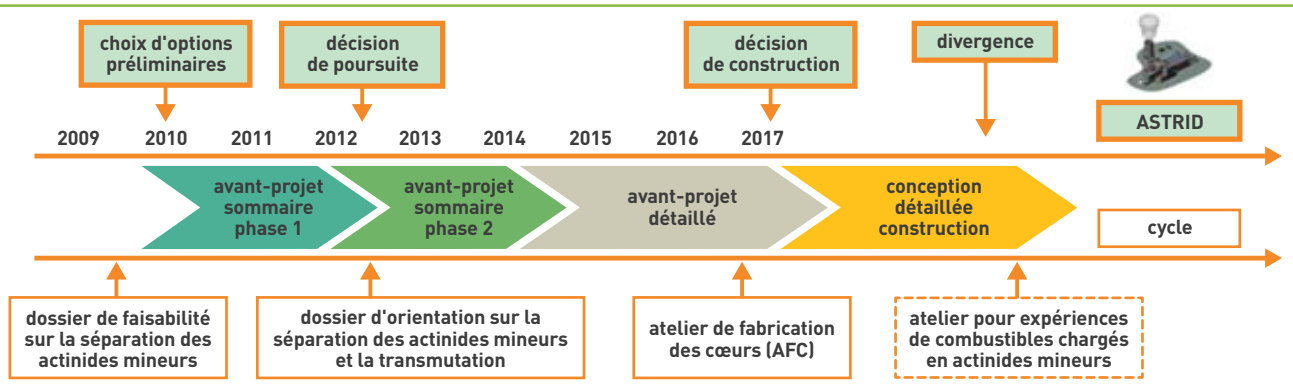


Figure 3. Le calendrier d'ASTRID. Le programme ASTRID est constitué de la réalisation du réacteur proprement dit, de la construction de boucles de validation technologique en sodium et de la validation sur celles-ci de composants à l'échelle 1. Il comprend également l'élaboration d'un atelier de fabrication du combustible des cœurs (AFC). Le début de la phase de conception détaillée et de construction est prévu en 2018 pour une mise en service à l'horizon 2023.

Pour répondre aux objectifs de la 4^e génération, ASTRID présentera des innovations décisives par rapport aux précédents RNR-Na :

- un cœur amélioré à coefficient de vidange très faible, voire négatif. Ce cœur, qui confère au réacteur un comportement naturel favorable en cas de perte de refroidissement, constitue une avancée essentielle dans le domaine de la sûreté ;
- l'installation possible de dispositifs complémentaires de sûreté dans le cœur. Sont explorés par exemple des dispositifs d'insertion passive d'anti-réactivité (brevet SEPIA), qui permettent l'atteinte d'un état sûr du réacteur lors d'une perte de refroidissement sans chute des barres de contrôle, ou bien des systèmes de plaquettes renforcées pour écarter le risque de compaction du cœur ;
- l'augmentation des performances de l'instrumentation du cœur : thermocouples pour suivre la température des **assemblages**, chambres à **fission** pour la détection des neutrons et des **produits de fission**, technologies par ultrasons pour les mesures de déplacement, détection acoustique de l'ébullition, mesures de débit... ;
- un système de conversion d'énergie à générateurs de vapeur modulaires, pour limiter les effets d'une éventuelle réaction sodium-eau, ou à échangeurs sodium-azote, pour supprimer totalement la présence d'eau à proximité du sodium ;
- une grande inertie thermique, une **convection** naturelle et l'élimination pratique de la perte totale et prolongée des moyens d'évacuation de la puissance résiduelle ;
- l'élimination des grands feux de sodium par case-matage et/ou inertage de locaux ;
- la prise en compte des agressions externes (séisme, inondation, chute d'avion...) dès la conception, avec suffisamment de marges pour garantir l'absence d'**effet falaise**, garantissant la faculté du réacteur à revenir à un état sûr ;
- une réflexion d'ensemble de l'architecture du réacteur garantissant une résistance accrue aux risques de prolifération.

ASTRID intégrera également des dispositions permettant de réduire la durée des arrêts pour le rechargement du combustible et d'augmenter le **taux de combustion** et la durée de **cycle**. L'inspection en service, intervention et réparation est aussi prise en considération dès le début : simplification de l'architecture du circuit primaire, objectif d'inspection de toutes les structures dont la défaillance serait préjudiciable pour la sûreté (accessibilité

des structures, inspection par l'extérieur, robots porteurs), composants démontables pour réparation ou remplacement.

D'une puissance de 600 MWe, ASTRID sera conçu pour une durée de vie de soixante ans, équivalente à celle de l'EPR.

Un projet ambitieux

Le prototype ASTRID devrait être opérationnel à l'horizon 2023. La première échéance du programme, fixée par la **loi du 28 juin 2006**, a été atteinte fin 2012, après la première phase d'un Avant-projet sommaire (APS) engagé par le CEA sur 2010-2012. À partir du retour d'expérience des réacteurs précédents et d'un programme de R&D conséquent, ces premières études ont permis de définir les options techniques innovantes et les orientations de sûreté. La deuxième phase de l'APS se déroulera de 2013 à 2014. L'avant-projet détaillé est quant à lui prévu de 2015 à 2017, pour une entrée dans la phase d'études d'exécution et de construction proprement dites à la fin de cette période (figure 3). À chaque étape-clé, une revue des options retenues est effectuée de façon à garantir le respect des critères de la 4^e génération.

Les études de conception d'ASTRID, phase d'avant-projet détaillé incluse, sont financées par le **Programme d'investissements d'avenir (PIA)**, action « Nucléaire de demain ». Le PIA couvre également les études pour la construction d'un atelier de fabrication des cœurs d'ASTRID ainsi que la rénovation ou la réalisation d'installations technologiques de qualification de composants à l'échelle 1. Au total, jusqu'à fin 2017, 650 millions d'euros sont attribués au titre du PIA pour le programme ASTRID.

Pour la mise en œuvre du projet, le CEA s'est entouré d'industriels qui participent aux études au travers d'accords de collaboration prévoyant une contribution sur fonds propres des partenaires. En comptant les partenariats actuels, plus de 500 personnes travaillent sur le projet ASTRID, R&D et études de conception, et d'autres collaborations sont en cours de discussion. Élément-clé permettant de démontrer la faisabilité industrielle d'un réacteur de 4^e génération, ASTRID est un projet ambitieux qui prépare le déploiement d'une filière de réacteurs à neutrons rapides à l'horizon 2040.

➤ **François Gauché**

Direction de l'innovation
et du soutien nucléaire (DISN)
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Saclay



Cœur à faible vidange (CFV) du réacteur ASTRID visualisé sur le mur d'images de la Direction de l'énergie nucléaire. De conception innovante, ce cœur est beaucoup plus robuste lors des accidents de perte globale de refroidissement du cœur.

P. Stropia/CEA

La fusion, une source d'énergie pour l'avenir

Même si elle ne peut apporter une contribution immédiate à l'équation du mix énergétique, la fusion nucléaire par confinement magnétique est plus que jamais une voie à explorer pour les futurs réacteurs électrogènes de grande envergure. **Les confirmations expérimentales et l'amélioration constante des simulations ont permis d'enclencher avec confiance la construction du tokamak ITER, actuellement en cours à Cadarache.** Les résultats d'ITER et le programme scientifique et technique qui l'accompagne ouvriront, à l'horizon de la seconde moitié de ce siècle, la voie vers le réacteur de démonstration. Le CEA y contribue activement.

La recherche en **fusion** nucléaire par confinement magnétique est une recherche à dimension sociétale qui vise un but unique : développer, dans les conditions de sécurité souhaitées, une source d'énergie basée sur le principe de la fusion de deux noyaux légers. De manière schématisée, on peut parler de la domestication de l'énergie produite dans les étoiles, en particulier dans notre Soleil.

Les atouts de la fusion

Disposer d'une source d'énergie préservant les avantages de l'énergie nucléaire en matière de concentration de puissance électrique, tout en résolvant la problématique de la gestion du **combustible nucléaire** (production et **stockage** de **radionucléides** à **période** longue), telles étaient les motivations initiales des années cinquante et soixante. Sur Terre, la réaction la plus accessible pour aller vers ce type d'application consiste à faire fusionner un noyau de **deutérium** avec un noyau de **tritium**. Cette réaction, qui se déroule dans un **plasma** confiné par un champ magnétique, donne naissance à un noyau d'hélium stable et à un neutron. Les déchets potentiels du processus sont donc uniquement liés à l'**activation** de la structure du réacteur. La fusion présente en outre un avantage majeur en matière de non-**prolifération** et constitue un atout en termes de disponibilité des matières premières. En effet, le deutérium se trouve en quantité quasi inépuisable dans les océans. Quant au tritium, **isotope radioactif** de l'hydrogène non disponible à l'état naturel, il est créé dans le réacteur, *via* l'interaction entre les neutrons engendrés par les réactions de fusion et le lithium placé dans les couvertures de l'enceinte de confinement (figure). Or, le lithium est très abondant sur Terre. Il faut enfin souligner les atouts de l'énergie de fusion en matière de non-production de gaz à effet de serre (GES). Ces atouts, mis en exergue plus tardivement, sont équivalents à ceux de l'énergie nucléaire de **fission**. Ils allient une émission nulle de gaz carbonique (CO_2) en fonctionnement aux taux ponctuels usuels de formation de ces GES dans les phases de construction ou de démantèlement d'une installation industrielle majeure.

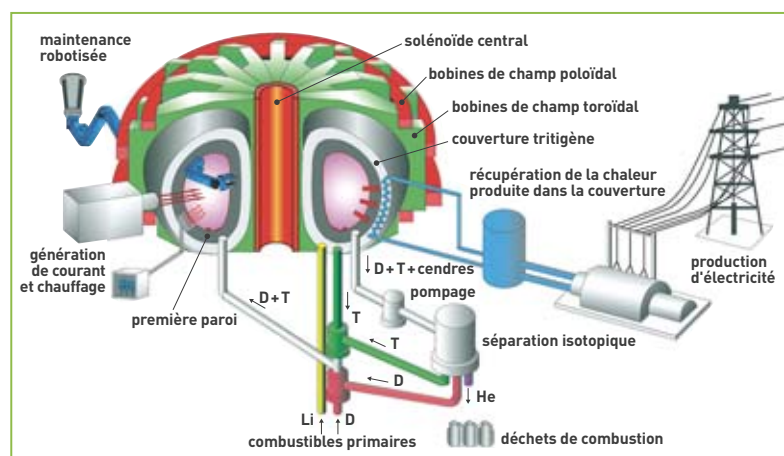
La longue histoire de la fusion

Pour relever le défi de la fusion, il a fallu en premier lieu établir si elle était réalisable sur Terre, dans des conditions à taille humaine. La bonne nouvelle, le résultat



P. Stroppa/CEA

La chambre à vide du tokamak Tore Supra. Installé au centre CEA de Cadarache, Tore Supra a été mis en service en 1988. Principalement dédié à l'étude de la physique et des technologies permettant de réaliser des plasmas performants de longue durée, il est le seul tokamak européen à combiner composants supraconducteurs et composants face au plasma activement refroidis. Il a permis d'obtenir des avancées scientifiques et technologiques majeures pour ITER.



CEA

Figure.

Principe de fonctionnement d'un réacteur de fusion nucléaire par confinement magnétique. Le combustible primaire, un mélange de deutérium (D) et de lithium (Li), à partir duquel sera généré du tritium (T), est injecté dans la chambre à vide du réacteur. Il est ensuite chauffé, par des systèmes de chauffage additionnel, à une température d'au moins 150 millions de degrés Celsius afin d'atteindre le point d'ignition du plasma. Une partie de l'énergie des noyaux d'hélium (He) issus de la fusion entre le deutérium et le tritium suffit ensuite à maintenir cette température, l'apport d'énergie externe servant alors au contrôle de la réaction. L'énergie de fusion est transférée dans la couverture qui tapisse la surface interne de la chambre à vide (composants face au plasma) par les neutrons créés lors de la réaction de fusion, ainsi que par la conduction et le rayonnement de l'énergie du plasma lui-même, puis récupérée pour la production d'électricité. Le plasma est confiné, maintenu à distance des parois et stabilisé par de puissants aimants supraconducteurs (bobines de champ poloïdal et bobines de champ toroïdal). Le tritium, brûlé au fur et à mesure des réactions de fusion, est remplacé par du tritium formé lors de l'interaction des neutrons avec le lithium des couvertures tritigènes.



tangible et remarquable apporté par la Communauté scientifique à la fin du XX^e siècle, a été de montrer que cela était possible. En clair, le dimensionnement de physique a permis de conclure qu'un réacteur de fusion est envisageable dans des installations comparables en taille à celles actuellement connues pour la production massive d'électricité. Il conduit à des unités générant une puissance électrique de l'ordre d'un à quelques **GW**. Cette étape déterminante a été franchie à la fin des années quatre-vingt-dix, avec notamment une démonstration expérimentale sur le **tokamak** européen JET (*Joint European Torus*). Saluée universellement, elle a clôturé la première phase, longue mais décisive, de l'histoire de la fusion nucléaire contrôlée, la phase des pionniers. Cette dernière comprend typiquement deux époques.

Trouver une solution pour confiner un plasma

La première époque couvre deux décennies, de la déclassification des recherches en 1958 à la décision de construction du JET en 1980. Elle a vu l'exploration, de par le monde, de très nombreuses voies visant à développer une configuration magnétique, c'est-à-dire une boîte immatérielle capable de confiner un plasma extrêmement chaud qu'aucun mur matériel ne peut contenir. Dans une ambiance hautement compétitive, la configuration tokamak, proposée par les chercheurs russes en 1968 et non détrônée depuis, est arrivée largement en tête. Si d'autres configurations ont été purement et simplement écartées, certaines voies alternatives (**stellarator**, **confinement inertielle**) ont été conservées et sont encore d'actualité.

L'ère des tokamaks

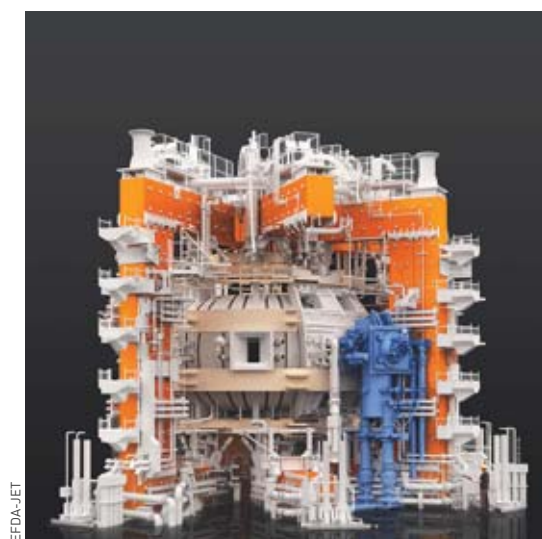
Cette époque, qui couvre les deux décennies suivantes, a été marquée par l'exploitation des grands tokamaks, dont le plus grand à ce jour reste le JET. Elle a été consacrée à définir les performances de la configuration tokamak, c'est-à-dire à établir les lois permettant d'extrapoler les résultats acquis à la conception d'un réacteur. Il s'est agi de combiner

des informations expérimentales (construction de prototypes, mesure des paramètres d'études, analyses et interprétations), des informations théoriques (sélection des processus physiques qui régissent le phénomène, simulations, confrontations aux résultats de l'expérience) et des modèles qui reproduisent les comportements de manière *ad hoc*. Ce sont généralement des lois simples, avec des paramètres ajustés sur l'expérience.

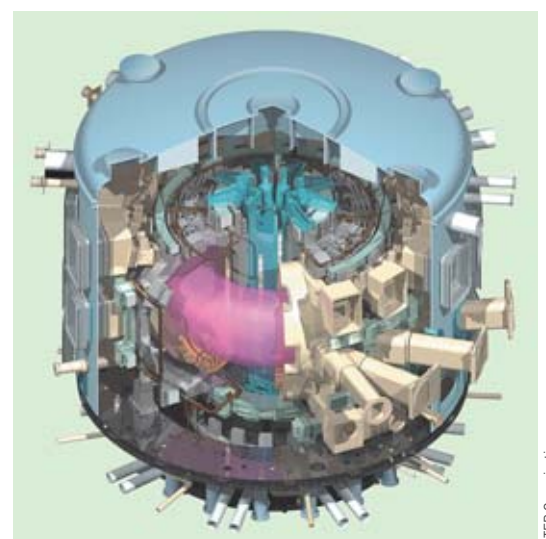
Les conclusions convergentes de l'expérimentation JET et de la modélisation ont confirmé la faisabilité scientifique de la fusion nucléaire par confinement magnétique et ont permis de déterminer la taille minimale que devait avoir un plasma dans un tokamak pour entretenir ses réactions de fusion. Cependant, le JET présentait deux limitations majeures. La première est liée à la taille même du réacteur, qui n'a pas permis d'atteindre, même s'il a été approché, le point de **breakeven**. La seconde provient de la conception du JET, qui interdit de consolider un tel résultat sur une durée suffisamment longue pour valider la solution à un réacteur électrogène.

Cette limitation de la durée du plasma a fait l'objet de toute l'attention du CEA, dont les équipes de l'Institut de recherche sur la fusion par confinement magnétique basé sur le Centre de Cadarache, avec la mise en service, dès 1988, de Tore Supra. C'est le seul tokamak européen combinant bobines de champ magnétique toroïdal **supraconductrices**, composants face au plasma activement refroidis et systèmes de puissance additionnelle adéquats, qui lui permettent d'étudier les problématiques de l'intégration d'un plasma de fusion dans un environnement stationnaire.

Les succès de fonctionnement fiable, de longue durée et à forte puissance injectée de Tore Supra, rendus possibles par des avancées combinées en physique, technologie et opération contrôlée en temps réel, associés aux performances du plasma du JET, ont abouti à la décision collective de construction d'**ITER** (**International Thermonuclear Experimental Reactor**) en 2005.



EFDA-JET



ITER Organization

Les tokamaks JET (à gauche) et ITER (à droite, vue éclatée ; le plasma chaud est représenté en rose). Installé au Culham Science Centre près d'Oxford (Royaume-Uni), JET a produit son premier plasma en 1983. Avec un poids de 2 800 tonnes, un volume de plasma de 90 m³ et un champ magnétique de 3,45 teslas, JET est à ce jour le plus grand des tokamaks. Son successeur, ITER, qui pèsera 23 000 tonnes pour un volume de plasma de 840 m³ et un champ magnétique de 5,3 teslas, a été conçu pour produire 400 MW de puissance à partir de 40 MW injectés.

ITER : des objectifs scientifiques ambitieux

Le programme ITER est porté par sept grands partenaires, la Chine, la Corée du Sud, les États-Unis, l'Europe, l'Inde, le Japon et la Russie, représentant la moitié de la population mondiale. L'Europe, qui héberge le projet en France, prend en charge à elle seule 45 % des investissements. Une Organisation internationale ITER a été créée pour assurer la réalisation du projet. Le CEA participe activement à la contribution française, laquelle combine des développements scientifiques et techniques sous la bannière d'Euratom aux activités de préparation de site et d'hébergement, confiées à l'Agence ITER France.

Trois grandes missions scientifiques sont assignées à ITER. La première concerne la production de plasmas de deutérium et de tritium pour lesquels l'énergie dégagée par la réaction de fusion soit de dix fois supérieure à l'énergie injectée nécessaire pour déclencher la réaction. Pour y parvenir, ITER a été conçu pour générer 400 MW d'énergie à partir de 40 MW de puissance additionnelle. Des données à comparer aux résultats obtenus avec le JET, où la puissance produite a atteint 16,5 MW pour une vingtaine de MW injectés. La réalisation de cet objectif imposera non seulement de confirmer que les extrapolations sont correctes mais fournira également des données majeures sur le comportement des plasmas, en matière de confinement et de stabilité.

Deuxième grande mission d'ITER : produire des plasmas de deutérium et de tritium tels que l'énergie dégagée par la réaction de fusion contribue de manière significative à l'entretien du processus, dans des conditions de durée préfigurant le fonctionnement d'un réacteur, c'est-à-dire des conditions approchant la stationnarité. Ceci exige des contraintes supplémentaires quant au maintien de la configuration magnétique elle-même, via des systèmes de puissance additionnelle adéquats.

Enfin, ITER permettra de tester des régimes proches de l'ignition, où l'on cherche à minimiser la puissance injectée totale en vue de mieux cerner les conditions (température, densité...) nécessaires et suffisantes pour assurer l'entretien des réactions de fusion dans un futur réacteur.

En lien avec ces missions scientifiques, ITER devra permettre à terme de conclure sur la faisabilité technologique du processus, c'est-à-dire si la fusion nucléaire par confinement magnétique est, ou non, un procédé pouvant conduire à une filière de réacteurs nucléaires totalement différents de ceux existant actuellement. Cet enjeu est pris avec le plus grand sérieux par tous les acteurs. L'organisation internationale ITER est ainsi chargée de proposer une machine qui devra remplir cette mission avec des protocoles expérimentaux qui devront être validés un par un par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) avant toute mise en service et toute introduction du mélange deutérium-tritium dans la machine.

ITER devrait démarrer au début des années 2020 sans tritium pour une durée de cinq à sept ans. Puis, au terme d'une progression par étape, le réacteur devrait parvenir aux performances qui lui sont fixées. Lors de ces phases, l'ensemble des composants et des processus physiques seront constamment testés, modélisés



ITER Organization

et comparés aux prédictions, de manière intégrée et en vraie grandeur.

Vers une nouvelle filière électrogène

Les résultats, s'ils sont ceux escomptés aujourd'hui, permettront de valider la fusion nucléaire par confinement magnétique comme un processus suffisamment mûr pour que soit déclenchée la phase suivante, à savoir la conception d'un prototype industriel, le réacteur de démonstration DEMO. Cette étape devra en particulier satisfaire aux critères d'industrialisation, de durée de vie d'exploitation et d'efficacité de production électrique qui sont ceux d'un réacteur. Tous les partenaires d'ITER démarrent ainsi des études conceptuelles dans ce sens et, parallèlement à leur contribution au fonctionnement d'ITER, envisagent déjà les étapes de recherche et développement nécessaires. Les instituts de recherche européens impliqués commencent également à se mettre en ordre de bataille au sein du programme Euratom. Même s'il est probable que le premier tokamak de la génération DEMO voie le jour en Asie, l'Europe travaille à proposer une solution issue de son savoir-faire scientifique et industriel, avec ses propres exigences de qualité. L'horizon prévisible à la deuxième moitié du XXI^e siècle pour une telle filière n'inscrit pas encore la fusion nucléaire par confinement magnétique dans le besoin d'adaptation de notre mix énergétique aux exigences environnementales du moment. Toutefois, le maintien d'un programme volontaire et ambitieux de recherche et développement à l'échelle planétaire permettra à terme de proposer une nouvelle solution de production massive d'électricité pérenne et responsable en matière de respect de l'environnement.

> Alain Bécoulet

Institut de recherche sur la fusion par confinement magnétique (IRFM)
Direction des sciences de la matière
CEA Centre de Cadarache

Le chantier ITER à Cadarache (Bouches-du-Rhône). Entouré d'un béton armé spécial, le tokamak ITER reposera sur des patins parasismiques disposés en étoile.

L'ensemble du site sera en outre équipé de capteurs qui enregistreront toute activité sismique, aussi minime soit-elle.

POUR EN SAVOIR PLUS

« L'énergie des étoiles - La fusion nucléaire contrôlée », Paul-Henri REBUT, Éditions Odile Jacob, 1999, 285 pages.

« ITER, le chemin des étoiles », Robert ARNOUX et Jean JACQUINOT, Édisud, 2006, 190 pages.

« Nuclear Fusion: Half a century of magnetic confinement of fusion research », Cornelis M. BRAAMS, Peter E. STOTT, IoP, 2002, 327 pages.



La consommation d'énergie primaire en France repose à plus de 50 % sur les énergies fossiles, le pétrole, le charbon et le gaz. Présentes en quantités limitées sur notre planète et de plus en plus coûteuses, ces énergies sont de surcroît fortement émettrices de gaz à effet de serre (GES). Dans ce contexte, le plan européen sur le climat et le Grenelle de l'environnement ont fixé des objectifs clairs : d'ici à 2020, la France doit réduire de 20 % ses émissions de GES et couvrir 23 % de ses besoins énergétiques avec des énergies renouvelables. Des objectifs auxquels le CEA consacre une part significative de ses travaux de recherche et développement, tels ceux menés dans le domaine de l'énergie solaire. Améliorer la productivité des technologies photovoltaïques, et faire ainsi baisser leurs coûts, constitue l'un des grands axes de ces travaux. **Ces derniers portent non seulement sur la production de matériaux et la mise au point de procédés de fabrication plus performants, mais aussi sur le développement de produits ou de systèmes pour l'intégration du photovoltaïque dans les bâtiments.** Avec, en ligne de mire, un transfert des progrès réalisés vers le marché qui soit le plus rapide possible.

Le solaire photovoltaïque

Technologies photovoltaïques et production centralisée d'électricité

Depuis leurs premiers développements, dans les années cinquante, les technologies photovoltaïques ont connu des avancées spectaculaires. Avec les progrès attendus d'ici à 2020, le coût du kWh photovoltaïque devrait passer sous la barre des 10 centimes d'euro, rendant concurrentiel ce mode de production de l'électricité.



Caractérisation électrique d'une cellule photovoltaïque en silicium cristallin.

Découvert en 1839 par le physicien français Antoine Becquerel⁽¹⁾, l'effet **photovoltaïque** consiste à transformer directement l'énergie rayonnée par le soleil en électricité à courant continu. Sa première application est née en 1956 pour l'alimentation des satellites, sur la base de **cellules photovoltaïques** au **silicium**. Ces dernières ont été mises au point aux États-Unis dans les laboratoires Bell, lors de recherches sur les transistors. Les premiers développements terrestres à grande échelle se produisent dans les années quatre-vingt pour l'alimentation électrique de sites isolés, avec des usages professionnels comme le balisage ou les radio-émetteurs, et des usages domestiques tels que l'éclairage, l'audiovisuel

et le pompage. Les centrales photovoltaïques pour la production d'électricité sur les réseaux électriques apparaissent quant à elles à partir des années quatre-vingt-dix. Elles utilisent des **onduleurs** pour convertir le courant continu en courant alternatif, d'abord dans des unités de quelques **kW** en Suisse et en Allemagne, puis à l'échelle du **MW**. À l'heure actuelle, les installations les plus puissantes atteignent les 100 MW et, dans les pays de la Sunbelt⁽²⁾, certains projets sont annoncés dans la gamme du **GW**. La fiabilité des capteurs ou **panneaux solaires photovoltaïques** est l'un des facteurs-clés de cette expansion par niches de marché progressives : plusieurs des technologies employées dans les années quatre-vingt fonctionnent encore de nos jours, faisant la démonstration de durées de vie supérieures à trente ans et d'un besoin d'entretien particulièrement faible.

Un marché qui devient concurrentiel

Les progrès technologiques et économiques réalisés au cours des trois dernières décennies ont été particulièrement impressionnants. Au début des

(1) Antoine Becquerel (1788-1878) : outre la découverte de l'effet photovoltaïque et l'invention de la pile photovoltaïque, on lui doit notamment la découverte de l'effet piézoélectrique et du diamagnétisme. Il est le grand-père d'Henri Becquerel, découvreur de la **radioactivité**.

(2) Sunbelt : la Sunbelt, ou ceinture du soleil, comprend l'ensemble des 148 pays situés entre le 35° degré de latitude nord et le 35° degré de latitude sud. Elle représente environ 75 % de la population mondiale et 40 % de la demande mondiale en électricité.



P. Avavian/CEA

Four pour la cristallisation du silicium. Le silicium est chauffé jusqu'à sa température de fusion. Au cours du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en formant un cristal unique de grande dimension (silicium monocristallin) ou plusieurs cristaux (silicium polycristallin). Les lingots de silicium sont découpés en tranches très fines (épaisseur de l'ordre de 200 microns) appelées *wafers* (galettes en anglais), constitutives des cellules photovoltaïques.

années quatre-vingt, le **watt-crête (Wc)** issu d'usines produisant alors quelques MW par an, telles celles des sociétés RTC et Photowatt à Caen (Calvados) et France-Photon à Angoulême (Charente), coûtait 100 Francs, soit 15 €/W hors inflation (donc beaucoup plus en tenant compte de l'inflation). Aujourd'hui, toutes technologies confondues, hormis le photovoltaïque à concentration (voir *Le photovoltaïque à concentration*, p. 38), les **modules photovoltaïques** sont disponibles pour un coût de revient de 0,6 à 1,2 €/W. En valeur courante, cela correspond à une division de ce coût par un facteur supérieur à 10 en trente ans. Le prix de l'électricité photovoltaïque est ainsi compris entre 0,10 et 0,20 €/kWh, selon la taille des systèmes et les régions⁽³⁾. En se basant sur les progrès déjà accomplis dans la décennie en cours, on peut estimer que ces prix descendront entre 0,05 et 0,10 €/kWh en 2020 et, qu'à partir de 2030, l'électricité photovoltaïque sera quasiment partout inférieure à 0,05 €/kWh.

Le franchissement en cours de la barrière des 0,10 €/kWh, avec les ensoleillements les plus favorables, est en train d'ouvrir des marchés considérables, non seulement en Europe du Sud, mais aussi dans les pays de la Sunbelt tels que le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord (MENA pour *Middle East and North Africa*), l'Inde, la Chine et le Chili, et en particulier ceux où l'électricité conventionnelle a un prix élevé (fabrication par groupe électrogène par exemple). Autre avantage important, à la différence des énergies non renouvelables, l'absence de coûts opérationnels rattachés à tout combustible se traduit par des prix fixes liés principalement à l'amortissement des investissements initiaux sur la durée de vie des capteurs et

des systèmes associés (20 à 40 ans pour l'instant). Désormais, pour tout consommateur, investir dans de tels générateurs photovoltaïques revient à assurer une partie de ses dépenses énergétiques contre les augmentations tarifaires.

Trois grandes filières technologiques

L'éventail des technologies photovoltaïques est large, mais il a finalement peu évolué au fil du temps. Toutes les technologies commercialisées ou en développement aujourd'hui étaient déjà l'objet de fabrication ou de recherche dans les années quatre-vingt. Elles peuvent se classer en trois filières :

- les *cellules à silicium massif*, qui constituent la technologie de référence, avec l'utilisation de plaquettes mono-, quasi-mono- et polycristallines de 100 à 300 **microns** d'épaisseur ;
- les *cellules à couches minces*, qui sont élaborées en déposant une ou plusieurs couches **semi-conductrices** et photosensibles, d'une épaisseur de un à quelques microns, sur un support. Elles sont réalisées à partir de **silicium amorphe**, de composés cuivre-indium-sélénium (CIS), cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS) ou cuivre-indium-gallium-soufre-sélénium (CIGSSe), de tellure de cadmium (CdTe), de molécules organiques et de colorants⁽⁴⁾ ;
- les *cellules à concentration*, à base de matériaux comme l'arséniure de gallium GaAs, qui délivrent des hauts rendements, mais qui impliquent l'emploi de concentrateurs optiques et de **trackers** pour suivre la course du soleil.

Force est de constater que les améliorations ont partout été régulières et graduelles, même si certaines étapes du développement des nombreux procédés mis en œuvre ont quelquefois donné lieu à de véritables ruptures technologiques.

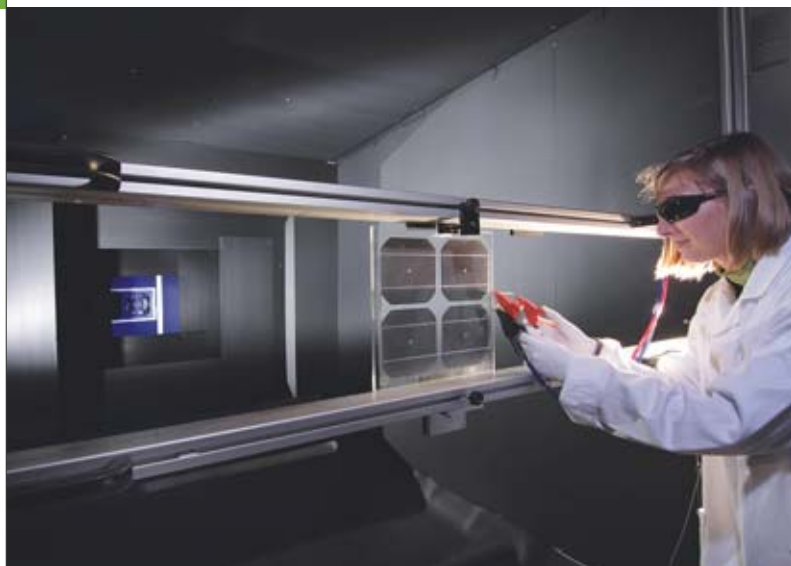
(3) À titre de comparaison, le prix du kWh pour les usages domestiques en France est de 0,099 €, contre 0,128 € pour l'Union européenne à 27 (Source : Eurostat, données 2011).

(4) Cellule à colorant : cellule constituée d'une monocouche colorée pour l'absorption des photons, d'un semi-conducteur pour le transport des électrons et d'un **électrolyte** pour le transport des charges.



P. Avavian/CEA

La lamination, une des étapes de fabrication des modules photovoltaïques. Cette opération consiste à chauffer les modules (cellules photovoltaïques et matériaux encapsulants) tout en les pressant grâce à un vide partiel pour évacuer tout gaz résiduel.



P. Avavian/CEA

Flash test réalisé sur un module photovoltaïque pour déterminer sa puissance maximale.

Dans un marché en pleine croissance, avec des volumes de production annuels multipliés par un facteur 1 000 (de 20 MW en 1980 à plus de 20 GW en 2011), les parts de marchés des diverses filières sont restées globalement stables, avec une part oscillant autour de 85-90% pour le seul **silicium cristallin**. Le silicium amorphe a longtemps été son challenger principal, puis le CdTe et le CIGS. L'organique et le photovoltaïque à concentration se développent sur des niches de marché tout à fait spécifiques.

Dans cette vaste palette technologique, le CEA a choisi de s'impliquer plus fortement sur la technologie dominante, le silicium, qui présente encore de multiples potentiels d'amélioration, tout en contribuant aux deux autres filières, les couches minces, avec l'organique et le CIGS, et le photovoltaïque à concentration.

(5) Énergie grise: quantité d'énergie consommée au cours du cycle de vie d'un matériau ou d'un produit, de l'extraction de la matière première jusqu'à sa destruction ou son recyclage.



L. Chamussy/Sipa-CEA

Banc d'essai comparatif de différentes technologies photovoltaïques. Les modules sont en cours d'installation.

Les enjeux technologiques

De multiples critères sont pris en compte pour évaluer les technologies photovoltaïques: le **rendement**, l'énergie grise⁽⁵⁾ et le temps de retour énergétique, le taux de vieillissement et la durée de vie, la présence de matériaux toxiques ou rares, la recyclabilité, la flexibilité ou la conformabilité des matériaux, etc. Cependant, jusqu'à présent, le coût de revient de la puissance nominale en €/W ou de l'énergie produite en €/kWh pour un ensoleillement donné reste déterminant.

L'évaluation de ce coût, au niveau d'un système ou d'une centrale photovoltaïque, doit prendre en considération tous les autres postes de dépenses au-delà des panneaux solaires: les supports et éventuellement leurs fondations, l'installation, le câblage, l'électronique de conversion, de monitoring et de gestion de l'électricité, le transformateur et les dispositifs de raccordement sur le réseau électrique ou les systèmes de stockage associés selon les applications. Le coût du financement, des assurances qui y sont liées, voire même des démarches administratives complexes dans certains pays, constituent une autre part importante des coûts complets de l'électricité photovoltaïque.

La pression sur les coûts de revient est telle que tous les maillons de la chaîne de la valeur doivent être traités simultanément et ce pour toutes les filières:

- la production des matériaux de ressource aussi purifiés que possible et au moindre coût. Cette bonne maîtrise des impuretés de tous les intrants est l'une des clés de la réussite;
- les procédés à haute productivité pour la cristallisation et la mise en forme des matériaux, la réalisation des cellules photovoltaïques, l'encapsulation des modules ou la fabrication des modules à couches



P. Avavian/CEA

Module photovoltaïque à couches minces. Outre sa très forte implication sur la filière silicium, le CEA mène de nombreuses études sur la technologie couches minces.

minces. Sur la plupart des étapes, l'enjeu est de faire croître les productivités du m^2/min au m^2/s ;

- les structures support, la pose et, dans le futur, le développement de composants d'enveloppes du bâtiment directement photovoltaïques (voir *Production décentralisée d'électricité: le solaire intégré au bâti*, p. 36) qui faciliteront l'installation, voire la fondront parmi les autres postes de couverture et d'isolation ;

- le câblage, la conversion de l'électricité, les protections électriques et le monitoring.

Gérer la fourniture d'électricité photovoltaïque

Valoriser au mieux cette électricité, dont une des caractéristiques est la variabilité de la puissance disponible, constitue un enjeu de taille. La ressource solaire photovoltaïque est plutôt bien en phase avec la pointe de consommation électrique due à l'activité diurne, qui représente en France 10 à 20 GW selon les saisons.

Pour l'instant, les dispositifs incitatifs de tarifs d'achat de l'électricité solaire à prix fixes ne poussent à aucune gestion particulière. Cependant, à terme, il sera possible d'assurer des services complémentaires d'énergie et de puissance garanties en combinant plusieurs thèmes sur lesquels le CEA travaille: la prédiction des puissances à 24 heures, quelques heures, voire quelques minutes, l'analyse du foisonnement géographique qui, sur une ou plusieurs régions, permet de garantir une puissance minimale de la ressource solaire, et l'association avec des actions de gestion de la demande d'électricité et des systèmes de stockage, pour contribuer activement à l'équilibre entre l'offre et la demande sur les réseaux. Une excellente synergie apparaît, en vue d'une optimisation globale du système énergétique, avec l'émergence des bâtiments à énergie positive⁽⁶⁾ et des véhicules électriques.

Pour l'ensemble de la filière photovoltaïque, il s'agit donc de travailler d'une part, sur les matériaux et les procédés de fabrication et, d'autre part, sur l'ingénierie des systèmes – bâtiments (voir *Améliorer la performance énergétique de l'habitat*, p. 88), transport électrique (voir *La mobilité solaire*, p. 76), réseaux (voir *Smart grids: quand les réseaux électriques deviennent intelligents*, p. 71) – de la conception à l'exploitation. Au sein de l'**Ines (Institut national de l'énergie solaire)**, le CEA mobilise près de 300 personnes. Elles interviennent dans des laboratoires disposant des équipements appropriés pour l'ensemble des étapes de production, de caractérisation et de vieillissement accéléré ainsi que des outils de modélisation. Le travail en partenariat avec les industriels du secteur favorise les développements directement sur des équipements à l'échelle 1, d'où une grande réactivité sur les transferts de savoir-faire et de technologies, et par conséquent une répercussion des améliorations techniques et des baisses de coûts au plus vite sur le marché.

> Philippe Malbranche

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)
Direction de la recherche technologique
CEA Grenoble (Site Ines)



Solaredirect

Parc solaire photovoltaïque des Mées dans les Alpes-de-Haute-Provence. Équipé de 105 000 panneaux photovoltaïques déployés sur 50 ha, sa puissance est de 24 MWc. La production est de 34 GWh, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 22 342 habitants. Ce parc a été mis en exploitation en février 2011.



EDF Médiathèque/Philippe Eranian



EDF Médiathèque/William Beaucardet



FranceWatts



Solaredirect

Des exemples d'intégration du photovoltaïque dans le bâti. En haut à gauche, intégration en façade. La façade de la Société d'économie mixte de Nice (Alpes-Maritimes) est recouverte de panneaux photovoltaïques. En haut à droite, intégration en toiture. Vue des panneaux photovoltaïques sur le toit du stade Geoffroy Guichard de Saint-Étienne (Loire). En bas à gauche, intégration en toiture complète. Le toit est recouvert de tuiles photovoltaïques. En bas à droite, intégration de 12 000 m^2 de panneaux photovoltaïques sur la toiture de l'usine Rhodia Belle Étoile (Rhône). L'installation délivre une puissance de 2 MWc.

(6) Bâtiment à énergie positive: bâtiment qui produit plus d'énergie qu'il n'en consomme.



Production décentralisée d'électricité : le solaire intégré au bâti

L'amélioration de l'efficacité énergétique de l'habitat – dépendant à plus de 50 % des énergies fossiles et responsable de près du quart des émissions de gaz à effet de serre – est l'un des enjeux majeurs du Grenelle de l'environnement. Elle passe notamment par l'intégration de systèmes photovoltaïques dans les bâtiments.



Bancs d'essais de systèmes PV intégrés en toiture de la plateforme expérimentale Incas. L'objectif est de comprendre les phénomènes électriques et thermiques engendrés par l'intégration de modules PV en toiture, d'évaluer les performances de l'installation et de trouver les moyens d'optimiser les rendements électriques.

Les **modules photovoltaïques** (PV) permettent de convertir l'énergie solaire en électricité. Aujourd'hui, les **rendements de conversion** dépassent les 20 % pour les meilleures technologies. L'énergie solaire étant abondante, mais diffuse, et la taille des installations photovoltaïques pouvant être relativement petite sans affecter le rendement de production (quelques **kW**), il est intéressant de rapprocher la production électrique photovoltaïque du lieu de consommation. Une production décentralisée sur le toit ou la façade de nos bâtiments offre l'avantage d'utiliser des surfaces déjà existantes tout en réduisant les pertes électriques liées au transport. Ainsi, selon une étude européenne réalisée par l'**EPPIA** (**European Photovoltaic Industry Association**), 40 % des toits et 15 % des façades des bâtiments en Europe pourraient être équipés de systèmes photovoltaïques. Autrement dit, il serait possible de mettre en place des modules PV d'une puissance supérieure à 1 500 **GWc**, donc en mesure de produire 1 400 **TWh**, soit environ 40 % de la demande domestique en électricité en 2020.

Des modes d'intégration diversifiés

En 2006, la France a souhaité favoriser le développement d'une filière industrielle de production de **panneaux photovoltaïques**, en privilégiant notamment l'intégration au bâti. Dans cette optique, les tarifs d'achat par **ERDF** (**Électricité réseau distribution France**) ou par les **ELD** (**Entreprises locales de distribution**)⁽¹⁾ de l'énergie ainsi produite avaient alors été sensiblement augmentés, avec une surprime pour l'intégré. Depuis, les tarifs ont évolué à la hausse puis à la baisse en plusieurs fois et de façon notable.

À ce jour, on compte neuf tarifs différents en fonction du mode d'intégration et du type d'usage des bâtiments. Cette incitation a conduit de nombreux fabricants à concevoir et à commercialiser des systèmes PV intégrés au bâti. Ces derniers présentent plusieurs modalités d'intégration en toiture et en façade de bâtiment.

L'intégration en toiture

Trois catégories de produits peuvent être distinguées :

- les *produits de type tuiles*, pour lesquels les modules PV sont intégrés dans des supports qui remplacent la tuile, l'ardoise ou le support de couverture classiquement utilisé. Dans ce cas, aucun *abergement*⁽²⁾ spécifique n'est à prévoir ;
- les produits permettant d'intégrer des modules standards. Deux sortes de systèmes sont proposées. D'une part, des *systèmes intégrés simplifiés*, bénéficiant d'un tarif d'achat de l'électricité dit « intégration simplifiée au bâti », dont l'étanchéité est réalisée par une membrane, un bac en acier étant placé sous l'ensemble des modules. La suppression du module n'affecte pas le maintien de l'étanchéité. D'autre part, des systèmes pour lesquels l'étanchéité est assurée à l'interface entre deux modules. Dans ce cas, l'étanchéité n'est plus garantie lorsque le module est enlevé. L'électricité produite par ces *systèmes intégrés* bénéficie du tarif d'achat dit « intégration au bâti » le plus élevé ;
- les *modules PV intégrés sur des membranes*.

Dans la plupart des cas, ces produits sont fabriqués à partir de modules souples en **silicium amorphe**. Ils permettent de recouvrir à moindre coût de grandes surfaces pratiquement planes (hangar, bâtiment logistique, toiture de centre commercial...).

L'intégration en façade

Différents systèmes permettent d'intégrer des modules PV, opaques ou semi-transparents. En position verticale sur la façade, les modules seront placés en allège⁽³⁾, en garde-corps de balcon ou de fenêtre, en remplacement de vitrage, en double peau⁽⁴⁾, en mur-rideau⁽⁵⁾... Au-dessus d'une fenêtre, les modules pourront être positionnés en brise-soleil, mobile ou non. Cela présente le double avantage d'avoir un meilleur angle de captation de l'énergie solaire et de protéger le bâtiment contre les surchauffes d'été.

(1) ELD : fournisseur d'électricité ou gestionnaire de réseau de distribution d'électricité qui a conservé ses prérogatives sur son territoire de desserte, généralement municipal, lors de la nationalisation des fournisseurs d'électricité en 1946.

(2) Abergement : élément permettant d'assurer l'étanchéité entre deux ouvrages du bâti. Par exemple, les pièces de zinguerie entre la souche de cheminée et les tuiles.

(3) Allège : partie du mur (intérieur ou extérieur) située entre le plancher et l'appui de fenêtre.



Exemple d'intégration en double peau de modules PV bifaciaux à haut rendement. Dans ce type d'intégration en façade, la paroi du bâtiment est doublée d'une seconde paroi vitrée dans laquelle sont intégrés des modules PV. L'espace entre les deux parois est rempli d'air.

Des voies d'amélioration

Le photovoltaïque intégré au bâti offre un grand nombre de combinaisons possibles selon la technologie retenue (**silicium cristallin**, silicium amorphe, couches minces, organique, voir *Technologies photovoltaïques et production centralisée d'électricité*, p. 32) et le système d'intégration. De nombreux travaux de R&D, notamment sur les aspects énergétiques, doivent encore être menés pour développer cette solution.

Les installations photovoltaïques intégrées au bâti étant principalement connectées au réseau, il est essentiel de gérer intelligemment ces flux d'énergie qui fluctuent de façon importante en fonction de l'heure et de la météorologie. Il s'agit non seulement de faire coïncider au maximum production et consommation, mais également de stocker l'énergie solaire excédentaire. D'où l'intérêt du développement des smart grids au niveau du bâtiment et du quartier (voir *Smart grids: quand les réseaux électriques deviennent intelligents*, p. 71).

Des travaux sont également en cours afin d'évaluer et de garantir la production électrique photovoltaïque au niveau des bâtiments. Cela implique de déterminer précisément la production et la durée de vie des installations. Deux problèmes principaux se posent. Le premier est lié aux pertes par ombrage des modules PV. En effet, les bâtiments se trouvant essentiellement en milieu urbain, de nombreux objets (autres bâtiments, poteaux, arbres...) peuvent créer des ombrages nuisant à la production. Il convient alors de proposer de nouvelles architectures électriques au niveau de l'aménagement pour réduire de façon significative l'impact de ce phénomène.

Le second problème est rattaché à la température des modules. En effet, plus celle-ci augmente, plus le rendement diminue. Pour les technologies mettant en œuvre du silicium cristallin, un accroissement de 10°C réduit d'environ 4% la production. Une plateforme « intégration solaire dans le

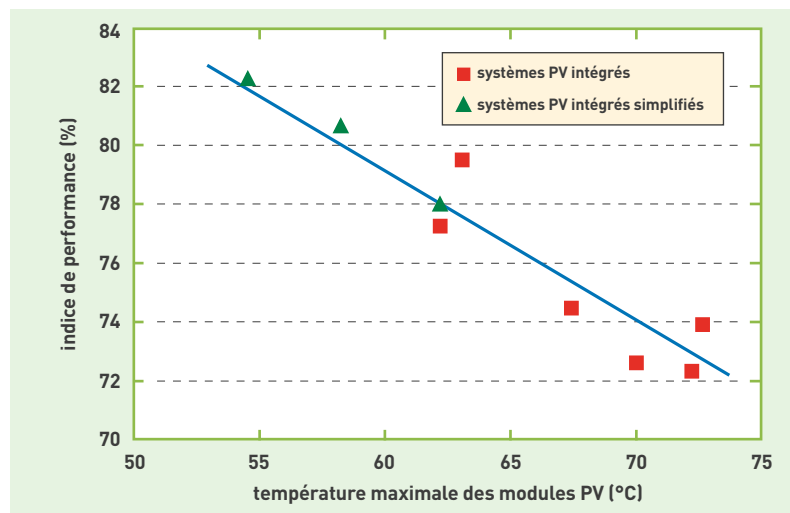


Figure.

Détermination de la performance d'une installation PV testée sur la plateforme Incas. L'indice de performance de systèmes PV intégrés et de systèmes PV intégrés simplifiés est calculé en fonction de la température maximale observée au niveau des modules lors d'une journée de fort ensoleillement de juin 2011. Un écart de plus de 15°C apparaît entre les systèmes les plus performants (intégrés simplifiés) et les moins performants (intégrés). Cet écart de température, qui influe sur la production, est lié à une moins bonne ventilation de la face arrière des modules ainsi qu'à leur couleur foncée, d'où une tendance à être plus chauds.

bâtiment» permettant de tester les systèmes PV intégrés en toiture a été réalisée sur la plateforme Incas (Instrumentation de nouvelles constructions d'architecture solaire) de l'Ines (Institut national de l'énergie solaire) en vue d'étudier cet aspect. Elle comprend 10 bancs représentant un élément de toiture de 35 m² fortement isolée. Après un an d'essais, il apparaît que les systèmes intégrés en toiture sont globalement moins performants que les systèmes intégrés simplifiés (figure).

Par ailleurs, pour plusieurs installations intégrées au bâti, tels certains aménagements de façade ou les systèmes hybrides photovoltaïques thermiques (PV/Th), il est nécessaire d'avoir une vision plus large que la simple production électrique. En effet, ces équipements auront un impact sur l'énergétique globale du bâtiment. C'est le cas par exemple des vitrages photovoltaïques semi-transparents, qui vont réduire l'apport solaire et donc augmenter le besoin de chauffage l'hiver, diminuer le besoin de climatisation l'été et accroître le besoin en éclairage. Il importe donc de développer des méthodes permettant d'évaluer non seulement la production photovoltaïque, mais aussi l'impact sur la consommation de chauffage ou de climatisation et sur l'éclairage.

Le CEA s'emploie activement à développer l'ensemble de ces axes d'amélioration des systèmes PV intégrés au bâti. De plus, les équipes travaillent à mettre au point des éléments multifonctionnels de toiture ou de façade qui intègrent en préfabrication les systèmes PV, permettant ainsi de réduire les coûts de mise en œuvre et de maîtriser le niveau de qualité. Un projet de start-up est d'ailleurs en cours d'étude sur ce sujet.

> Benjamin Boillot

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)
Direction de la recherche technologique
CEA Grenoble (Site Ines)

(4) Double peau: deuxième paroi située à l'extérieur de la première paroi.

(5) Mur-rideau: mur de façade qui assure la fermeture de l'enveloppe du bâtiment sans participer à sa stabilité. Les panneaux photovoltaïques sont donc appuyés, étage par étage, sur un squelette fixe. Il s'agit d'un type de façade légère.



Le photovoltaïque à concentration

Avec des rendements de conversion de l'énergie solaire qui peuvent atteindre plus de 43 %, le photovoltaïque à concentration, de développement plus récent que le photovoltaïque classique, est à même d'offrir une solution intéressante dans les régions à fort ensoleillement.



Système de panneaux photovoltaïques à moyenne concentration (MCPV) de la société Axiosun déployé dans le sud de la France. Les systèmes MCPV utilisent des trackers à un axe, orienté ici est-ouest. Les miroirs, qui concentrent la lumière sur les modules CPV, sont bien visibles. Ces derniers sont collés à des dissipateurs de chaleur à ailettes pour limiter l'augmentation de la température au niveau des cellules.

Parmi les technologies de production de l'énergie basées sur le solaire **photovoltaïque**, le photovoltaïque à concentration (CPV pour *Concentration PhotoVoltaic*) est l'une des moins connues. Cependant, il entre rapidement dans le circuit des énergies renouvelables. Le concept repose sur l'emploi de systèmes optiques qui permettent de concentrer la lumière du soleil sur des **cellules photovoltaïques** possédant un **rendement de conversion** élevé (figure).

Améliorer la conversion de l'énergie solaire

Les recherches autour du CPV ont été initiées dans l'optique d'accroître le rendement des cellules solaires. Dans un article fondateur paru en 1961⁽¹⁾, le physicien américain William Shockley et son collègue allemand Hans J. Queisser établissent que le rendement de conversion maximum des cellules photovoltaïques **simple jonction**, sous un flux lumineux de 1000 W/m^2 , est d'environ 30 %. Ce flux constitue la valeur standard d'éclairement utilisée pour la mesure des performances des cellules photovoltaïques. Il correspond à la valeur de l'éclairement solaire. Dans le même article, les deux chercheurs posent la première brique du concept de CPV. En effet, selon

(1) « Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells », William SHOCKLEY et Hans J. QUEISSER, *Journal of Applied Physics*, 32, issue 3, 1961, p. 510-519.

(2) X : taux de concentration de la lumière arrivant sur une cellule photovoltaïque après avoir été concentrée par un système optique.

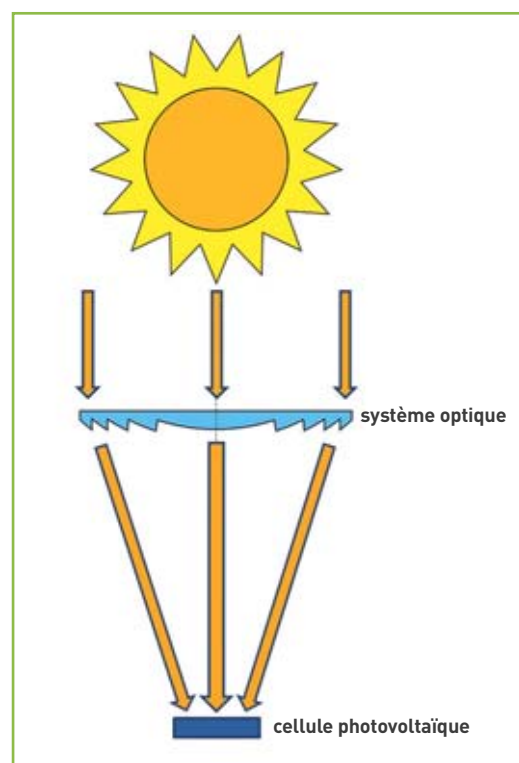


Figure. Schéma de principe du photovoltaïque à concentration. La lumière du soleil est concentrée sur une cellule photovoltaïque de petite taille grâce à un système optique.

leurs calculs, le rendement devrait augmenter avec l'intensité lumineuse incidente sur la cellule.

La validité des prédictions de Shockley et Queisser est démontrée en 1987, quand l'université de Stanford (États-Unis) bat, avec une même cellule, deux records du monde en matière de rendement de conversion de cellules solaires à base de **silicium** : 20 % de rendement pour un éclairage de $1X^{(2)}$ (soit $1\,000\text{ W/m}^2$) et 27 % de rendement pour un taux de concentration de 140X, soit 140 fois l'intensité lumineuse du soleil. Les technologies CPV exploitent donc la possibilité des cellules photovoltaïques de travailler sous un flux lumineux plus intense avec des rendements de conversion plus élevés. Il est important de noter que l'emploi de systèmes optiques implique que les **modules** CPV soient constamment orientés vers le soleil. Cette fonction est assurée par des appareils de suivi de la course du soleil, les **trackers**, dont la complexité technologique et le besoin en précision vont de pair avec le taux de concentration.

Les procédés de concentration

Les différentes technologies CPV disponibles peuvent être distinguées selon leur taux de concentration du flux lumineux. Elles comprennent :

- les *technologies à basse concentration* (LCPV pour *Low Concentration PhotoVoltaic*), entre 2X et 10X, s'appuyant généralement sur des **panneaux photovoltaïques** classiques à base de **silicium cristallin** et des assemblages de miroirs simples accolés aux modules photovoltaïques. Le taux maximal de concentration est limité à 10X. En effet, au-delà, la lumière diffuse n'est plus collectée par ces systèmes. Le principal problème posé par cette technologie réside dans l'utilisation de panneaux photovoltaïques conventionnels, car peu de fabricants de modules classiques maintiennent leurs garanties dans le cas d'un usage sous un flux lumineux concentré ;
- les *technologies à moyenne concentration* (MCPV pour *Medium Concentration PhotoVoltaic*), entre 10X et 100X, qui réclament des récepteurs spécifiques. La conversion photovoltaïque est toujours assurée par des cellules à haut rendement, à base de silicium cristallin. Ces systèmes nécessitent des cellules solaires dont le rendement de conversion se maintient à un niveau élevé avec la concentration du flux lumineux et l'augmentation de température qui en résulte. Le mode de concentration du flux lumineux reste basé sur des miroirs. Pour des taux de concentration supérieurs à 100X, les trackers à un axe de rotation ne suffisent plus ;
- les *technologies à haute concentration* (HCPV pour *High Concentration PhotoVoltaic*), qui sont employées pour des taux de concentration supérieurs à 100X. Elles reposent souvent sur des lentilles de Fresnel et des cellules à base de matériaux III-V (matériaux binaires, ternaires, quaternaires ou plus, composés des éléments de la colonne III et de la colonne V du tableau de Mendeleïev). Le tracker demande alors un suivi sur deux axes.

Des rendements élevés

Aujourd'hui, les cellules à base de silicium exploitées dans le CPV permettent d'atteindre des rendements de conversion de 27,6 %. Les dernières technologies de cellules à base de matériaux III-V offrent quant à



Axiosun

elles des rendements de conversion de 43,5 %, rendements qui augmentent de 1 % par an depuis 1999. Pour les produits industriels, certains fabricants vendent des modules présentant des rendements de conversion d'environ 34 %, contre en moyenne 18 % pour les modules photovoltaïques classiques à base de silicium. Des chiffres qui font rêver, mais qui doivent être appréciés à la lumière d'autres aspects du CPV. Du fait de l'utilisation de systèmes optiques, les modules CPV ne captent que la lumière solaire directe. Il n'y a donc que peu, voire pas, de production lors de passages nuageux ou en cas de ciel totalement couvert. Ces équipements sont ainsi destinés à des zones à fort ensoleillement, pourtour méditerranéen par exemple. Par ailleurs, les trackers comportent des composants mécaniques mobiles, critiques pour la production d'énergie. Si ces composants confèrent aux systèmes CPV une courbe de production d'énergie au cours de la journée beaucoup plus intéressante, leur présence augmente la probabilité de panne sur les installations CPV.

Les systèmes CPV, qui n'ont pas encore bénéficié de l'effet de production de masse dont a profité le photovoltaïque, sont plus chers que les installations classiques. L'accroissement de leur production leur confère néanmoins un retour sur investissement plus rapide lorsqu'ils sont employés dans de grandes centrales de production d'énergie. Celles-ci constituent d'ailleurs leur marché principal. Si le nombre de grands fabricants se compte encore sur les doigts d'une main, il n'en reste pas moins que près de 700 MW de CPV ont été installés en 2012 et sont opérationnels.

Au niveau du CEA, de nombreuses compétences pluridisciplinaires se développent autour du CPV. En effet, dans ce domaine d'activité, les thématiques abordées sont variées et les chercheurs sont impliqués sur la recherche et développement autour de la thermique, de l'optique, de la physique des **semi-conducteurs** et des procédés d'assemblage, ou encore de la mécanique ou de la gestion de l'énergie.

> Mathieu Baudrit

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)
Direction de la recherche technologique
CEA Grenoble (Site Ines)

Module photovoltaïque à moyenne concentration (MCPV) de la société Axiosun. On y voit les cellules à base de silicium, les dissipateurs de chaleur et le flux lumineux incident sur les cellules en provenance du miroir.



Si l'utilisation par Archimède de miroirs ardents pour brûler la flotte romaine attaquant Syracuse est sujette à caution, il n'en demeure pas moins que l'intérêt de concentrer le rayonnement solaire à l'aide de miroirs pour produire de l'énergie est connu depuis l'Antiquité. C'est ce principe qui est exploité aujourd'hui dans les centrales solaires thermodynamiques à concentration.

À la différence des systèmes photovoltaïques qui convertissent l'énergie solaire directement en électricité, ces centrales génèrent de la chaleur, laquelle est ensuite transformée en énergie électrique. La technologie, qui avait fait ses preuves dans les années quatre-vingt, connaît depuis 2000 un regain d'intérêt face aux défis environnementaux (diminution des gaz à effet de serre), au coût des énergies fossiles et à leur raréfaction prévisible. En 2012, la puissance installée totale des centrales solaires thermodynamiques à concentration s'est ainsi élevée à 2 GW. Une puissance qui, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), sera de l'ordre de 20 GW en 2020 pour atteindre 1 000 GW en 2050.

Le solaire à concentration : l'autre alternative pour la production d'électricité

Concentrer l'énergie du soleil

Basées sur l'exploitation du rayonnement solaire concentré à l'aide de champs de miroirs, les centrales solaires thermodynamiques à concentration permettent de chauffer des fluides à des températures susceptibles d'atteindre les 800 °C. Associées à des systèmes de stockage de la chaleur, elles peuvent être utilisées non seulement pour la production d'électricité 24 heures sur 24, mais aussi pour le chauffage, le dessalement de l'eau ou la fabrication d'hydrogène.



Boucles de capteurs solaires thermiques du démonstrateur SAED installé sur la plateforme solaire du CEA à Cadarache. Les boucles, mesurant environ 200 m et montées en parallèle, sont composées de tuyauteries entièrement soudées en acier noir.

Les centrales solaires thermodynamiques (CST) à concentration correspondent à l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil, concentrée sur une surface focale, en chaleur à température élevée. Cette chaleur est

ensuite convertie en énergie mécanique puis électrique (moteur ou turbine couplé à une génératrice de courant), au moyen d'un cycle thermodynamique. Les CST à concentration génèrent de l'électricité dans des gammes de puissance allant de quelques **kWe** à quelques centaines de **MWe**. En les couplant à un système de stockage thermique, il est possible d'étendre leur durée de fonctionnement jusqu'à une douzaine d'heures. En outre, l'énergie thermique non convertie en électricité peut être directement utilisée pour le chauffage ou être valorisée sous forme de source chaude pour des dispositifs de climatisation (systèmes à sorption)⁽¹⁾ ou de dessalement (distillation).

Il existe quatre types principaux de CST à concentration selon la nature de la surface réfléchissante et la manière dont la lumière solaire est concentrée : les centrales à tour à **héliostats** et les centrales à collecteurs paraboliques, à concentration ponctuelle, et les centrales à miroirs cylindro-paraboliques et à miroirs

(1) Sorption : processus par lequel une substance est adsorbée ou absorbée sur ou dans une autre substance. Elle résulte de l'action de molécules de gaz ou de liquide qui, mises en contact avec un liquide ou un solide, adhèrent à sa surface (adsorption) ou s'incorporent dans la totalité de son volume (absorption).

de Fresnel, à concentration linéaire (figure 1). Les centrales solaires à concentration ponctuelle permettent d'atteindre des températures plus élevées, mais elles sont plus délicates à mettre en œuvre. À l'heure actuelle, la technologie du cylindro-parabolique est la plus mature. Elle représente la très grande majorité (95 % des capacités thermodynamiques installées) des centrales solaires en fonctionnement.

La puissance détermine le marché

Selon leur puissance, forte (supérieure à 50 MWe), moyenne (de 50 kWe à 50 MWe) ou petite (inférieure à 50 kWe), les CST à concentration se répartissent sur trois grands segments de marché (tableau).

Les centrales de forte puissance sont adaptées aux réseaux électriques interconnectés. Elles sont dédiées à une fourniture de base, avec ou sans hybridation (appoint sur turbine à vapeur à partir de combustible fossile). Pour les marchés de pointe ou de semi-pointe, elles associent d'importantes capacités de stockage. Pour ces centrales de forte puissance, les principaux enjeux résident en une augmentation des performances (élévation de la température de fonctionnement) et une diminution du coût de l'investissement pour le champ de capteurs solaires.

Les centrales de moyenne puissance s'adressent à des réseaux non interconnectés, avec une vocation de production plus proche de la demande. Sont visées la baisse des coûts de l'investissement et de fonctionnement ainsi que la flexibilité du fonctionnement. Les centrales de petite puissance concernent des sites isolés ou des micro-réseaux électriques. Il s'agit ici d'accéder à une très forte autonomie et une maintenance réduite. La durée de disponibilité de ces centrales peut atteindre 24 heures, avec de très grosses variations de la demande (0 à 100 % de la puissance maximale).

Au CEA, l'Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux) développe, en partenariat avec des industriels, des technologies qui visent l'ensemble de ces marchés.

Des technologies innovantes

L'amélioration de la compétitivité des CST à concentration passe par un travail sur le coût et la valeur du kWh.

Le coût du kWh est proportionnel au montant de l'investissement initial divisé par la production électrique. Pour baisser ce coût, il faut donc soit réduire l'investissement, soit augmenter la quantité d'énergie générée. Le CEA a pris le parti de conduire des développements technologiques sur ces deux voies. Dans ce cadre, le Liten œuvre à la mise au point d'une technologie à bas coût basée sur des capteurs statiques (SAED). Ils s'intéressent également à une technologie utilisant des miroirs de Fresnel (ALSOLEN) fonctionnant à haute température (entre 300°C et 450°C). Cette technologie offre l'avantage d'atteindre des rendements élevés, pour un coût de fabrication inférieur au cylindro-parabolique traditionnel.

La valeur du kWh est donnée par la disponibilité et la qualité de l'énergie générée. D'où les travaux du Liten sur le stockage thermique de l'énergie, qui permet d'adapter la production électrique à la demande (voir *Les promesses du stockage thermique*, p. 44). Cette

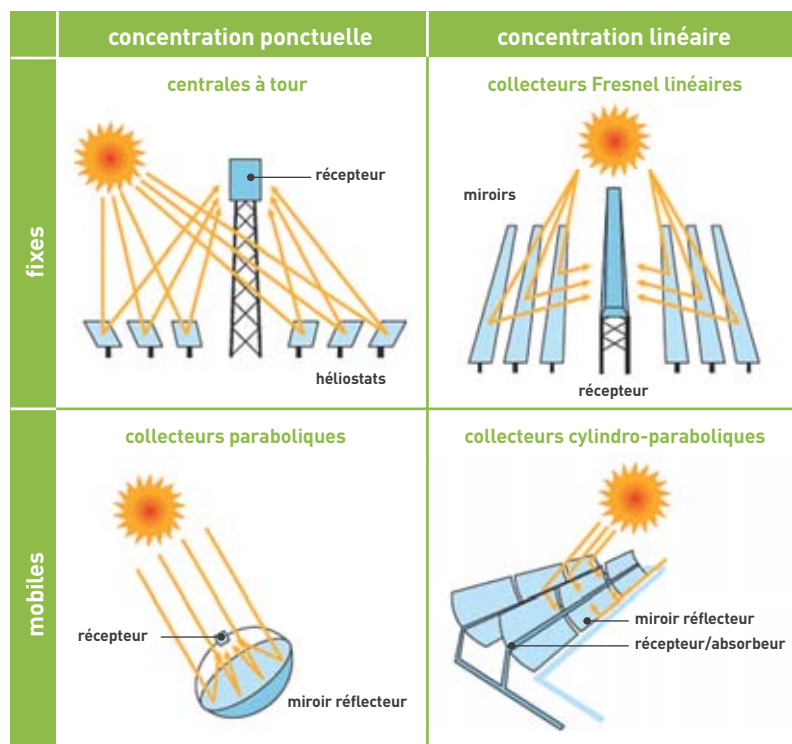


Figure 1. Les principales technologies de centrales solaires thermodynamiques à concentration.

capacité à moduler la puissance peut être réalisée à des coûts nettement plus faibles que si l'on avait recours à un stockage de l'énergie électrique, dans des batteries par exemple.

Technologie basse température à caloducs

En partenariat avec la société SAED (Sophia Antipolis énergie développement), le Liten a mis au point une technologie de champs de capteurs solaires. Extrapolée des capteurs solaires sous vide domestiques, elle s'appuie sur des caloducs originaux et brevetés intégrés dans des tubes sous vide. Ils autorisent un transfert efficace de la chaleur des tubes vers un circuit d'eau chaude. Cette technologie basse température est destinée à la production d'énergie thermique industrielle (de 80°C à 130°C) à faible coût. Elle comprend une fonction de stockage thermique simple (ballon d'eau chaude). De plus, les capteurs, qui utilisent le rayonnement direct et diffus du soleil, peuvent être implantés en zone côtière et tropicale. Courant 2011, un démonstrateur de 200 m² a été déployé sur la plateforme solaire du CEA à Cadarache. Il est désormais opérationnel. Cette solution technologique est entrée en phase commerciale en 2012.

Tableau. Segmentation du marché des centrales solaires thermodynamiques à concentration. Le marché se répartit en trois segments selon la puissance des centrales.

type	petite puissance	moyenne puissance	forte puissance
puissance électrique	< 50 kWe	50 kWe – 50 MWe	50 MWe – 500 MWe
réseau électrique	• micro-réseaux • sites isolés	• réseau local	• réseau interconnecté
enjeux	• forte autonomie • faible maintenance	• baisse des coûts d'investissement • faible maintenance	• forte performance • baisse des coûts d'investissement
coût objectif du kWh	0,30 €/kWh	0,15-0,25 €/kWh	0,08-0,15 €/kWh
marché actuel	quelques projets en cours	quelques projets en cours	2 GWe installés à ce jour



Les capteurs solaires thermiques du démonstrateur SAED sont intégrés dans des tubes sous vide. L'énergie solaire captée est ensuite transférée vers le caloporteur (eau) qui circule dans les tuyauteries en acier.



P. Aravian/CEA

Maquette de la centrale solaire thermodynamique à concentration à miroirs de Fresnel ALSOLEN, installée sur le site de l'Ines. Évolutive, elle a été conçue pour tester différentes options technologiques.



Ines/CEA

Technologie de Fresnel moyenne température

Le Liten s'intéresse, en partenariat avec la société Alsolen (Paris), à des CST à concentration à miroirs de Fresnel de moyenne puissance (jusqu'à 20 MWe) (figure 2). Les CST à concentration ALSOLEN fonctionnent avec une huile comme fluide caloporteur. Cette huile, portée à 300 °C, transfère son énergie thermique à un cycle organique de Rankine (ORC

pour *Organic Rankine Cycle*)⁽²⁾ qui, en actionnant une turbine, génère de l'électricité. Contrairement à la technologie SAED, la technologie ALSOLEN exploite le rayonnement direct du soleil et le concentre 50 fois sur un récepteur solaire. Son originalité réside notamment en une conception intégrant un maximum de fabrications sur le lieu d'installation, une maintenance réduite et aisée, ainsi qu'une longue durée de vie. Un stockage thermique associé autorise, le cas échéant, l'extension de trois à six heures du fonctionnement de la centrale solaire.

Une maquette de centrale productrice de chaleur ALSOLEN, comprenant 100 m² de miroirs et d'une puissance de 50 kW_{th}, a été réalisée début 2011 à l'Ines (**Institut national de l'énergie solaire**). Unique en son genre, elle permet de tester rapidement et simplement les performances thermiques de différents récepteurs solaires et les performances optiques de réflecteurs et de leur système de suivi du soleil. La maquette, évolutive, a été conçue pour pouvoir évaluer diverses options avec des éléments proposés par les industriels du solaire : éléments de récepteur, vitrage, fluide caloporteur... Le CEA et la société Alsolen disposent ainsi au plus vite des résultats des essais, ce qui leur offre la possibilité de sélectionner les options technologiques les plus performantes et les plus économiques pour les centrales de puissance supérieure à venir.

(2) Cycle organique de Rankine: le cycle de Rankine est un cycle thermodynamique qui décrit le fonctionnement d'une machine à vapeur. Il comprend la vaporisation de l'eau, la détente de la vapeur dans une turbine ou sur un piston et la condensation de la vapeur à la sortie de la turbine dans un condenseur. Dans le cycle organique de Rankine, l'eau est remplacée par un fluide organique.

(3) La plateforme Prohytech vise à démontrer la faisabilité industrielle des procédés de production massive d'hydrogène.

(4) Durasol: ce projet comprend la mise en place d'une plateforme sur plusieurs sites, à ciel ouvert et en laboratoire, pour étudier la durée de vie des trois technologies solaires: le photovoltaïque, le solaire thermique et le solaire à concentration.

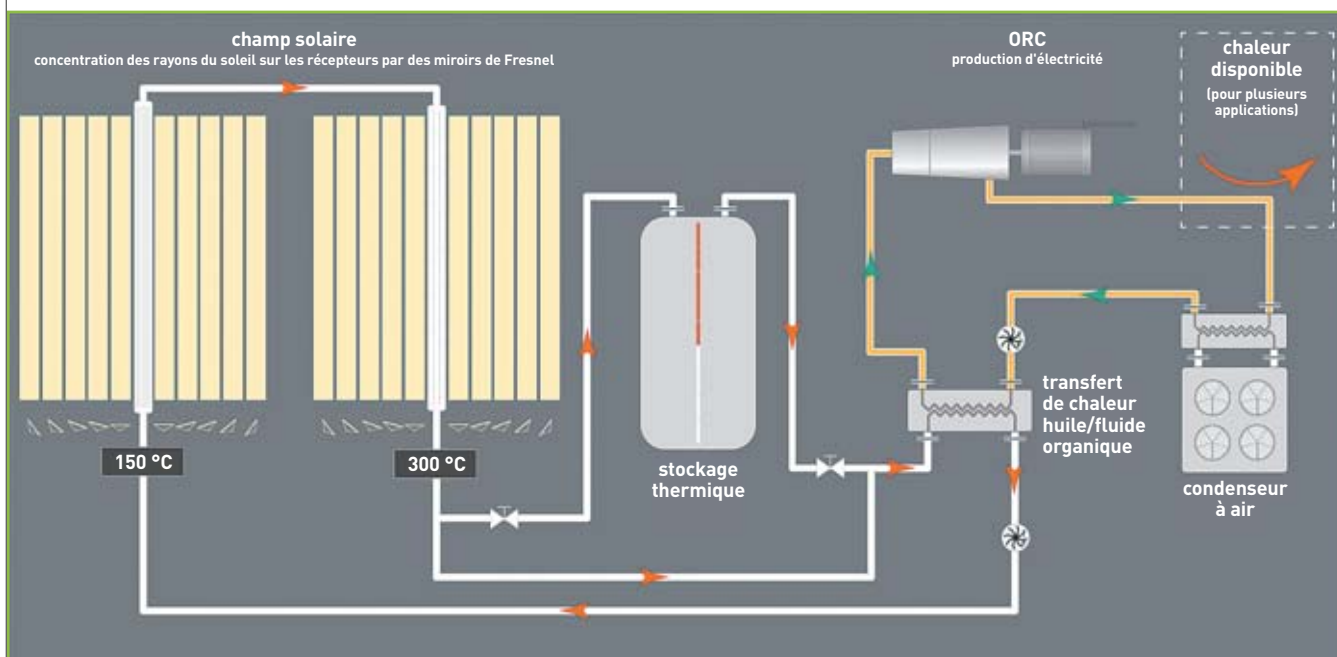


Figure 2.

Principe général d'une centrale solaire thermodynamique à concentration, exemple d'une centrale à miroirs de Fresnel et à caloporteur huile. Les rayons du soleil sont concentrés par un champ de miroirs de Fresnel. Le fluide caloporteur (huile) qui circule au niveau du récepteur est porté à une température de 300 °C. Il transfère son énergie thermique à un cycle organique de Rankine (ORC) qui fait fonctionner un générateur électrique. La chaleur peut également être stockée dans un réservoir intégré à la centrale.



Au cœur des miroirs de Fresnel du prototype ALSOLEN. Au lieu de courber les miroirs, processus coûteux, les miroirs de Fresnel sont très légèrement incurvés.

P. Avavian/CEA



P. Avavian/CEA

été mis au point, fabriqué et testé avec succès sur le grand four solaire d'Odeillo (Pyrénées-Orientales). À ce jour, bien que le concept soit validé et prometteur, la filière industrielle n'est pas encore mature. Pour ces projets, le Liten mobilise une trentaine de personnes qui travaillent sur le développement et l'optimisation des composants de la CST à concentration, notamment les éléments réfléchissants et leur système de suivi du soleil, le récepteur solaire, son traitement sélectif et sa boucle thermo-hydraulique.

Prototype de la centrale solaire thermodynamique à concentration à miroirs de Fresnel ALSOLEN, installé sur la plateforme solaire du CEA à Cadarache.

Un prototype complet de taille représentative a été construit sur la plateforme solaire du CEA à Cadarache à la fin de l'été 2011. Il dispose d'un champ solaire de 1 000 m² de miroirs, d'une turbine ORC de 50 kWe et d'un aéro-réfrigérant destiné à évacuer la puissance résiduelle sans utilisation d'eau. En complément, un stockage thermique à lit de roche de 30 m³, apportant une autonomie de quatre à six heures, a été mis en service fin octobre 2012 et des premiers tests ont été réalisés (voir *Les promesses du stockage thermique*, p. 44).

Le prototype servira également de source chaude à la plateforme Prohytech⁽³⁾, permettant ainsi de faire la démonstration de la valorisation de l'énergie thermique solaire pour le dessalement, la production de froid et la fabrication d'hydrogène par **électrolyse**.

Demain, la haute et très haute température

La course à la baisse du coût du kWh produit impose sans cesse de l'innovation. Dans le cas des CST à concentration, le paramètre température de la source chaude agit au plus haut point.

Dans ce cadre, le Liten développe une CST à concentration à miroirs de Fresnel de forte puissance (50 MWe et au-delà) dénommée ALSOLEN SUP. Cette technologie, dérivée d'ALSOLEN, générera directement de la vapeur surchauffée à 450 °C et sera dotée d'une capacité de stockage thermique. Les verrous technologiques à lever concernent la production de vapeur à hautes pression et température, qui implique des facteurs de concentration importants (> 50), des traitements sélectifs performants et à haute température, ainsi qu'un stockage thermique. Un prototype de 1 500 m² sera réalisé et mis en service au printemps 2013 sur le site de Cadarache.

Le Liten, en partenariat avec le laboratoire Promes (Procédés, matériaux et énergie solaire) du **CNRS**, s'intéresse également aux centrales solaires à tour. Un récepteur solaire original à air chaud (700-800 °C) a

Des recherches de pointe

Au travers de modélisations fluidiques, thermiques, mécaniques et optiques, le Liten dispose d'outils permettant la conception complète de l'architecture de CST à concentration et l'évaluation du productible solaire. Il mène également des études de durabilité afin d'assurer un bon fonctionnement de ces CST en environnement difficile (sable, vent, rayonnement ultraviolet). Une triple stratégie est mise en place. Des études systématiques de modes de défaillance sont conduites sur l'ensemble des sous-systèmes de la centrale solaire. Ces études sont ensuite enrichies par des tests de vieillissement accéléré en laboratoire (humidité, température, rayonnement ultraviolet, sable...). À ce titre, le projet Durasol⁽⁴⁾ du Liten, lauréat début 2012 du 2^e appel à projets Equipex (Équipement d'excellence, **Programme d'investissements d'avenir**) va donner des moyens de premier ordre pour poursuivre cette démarche. Enfin, une collaboration avec la **fondation MAScIR (Moroccan foundation for Advanced Science, Innovation and Research)** de Rabat (Maroc) a été engagée fin 2011 pour mettre en place et suivre le comportement d'éléments de champ solaire dans un environnement réel (désertique par exemple).

Ces nouvelles compétences, renforcées par les équipes de R&D sur la valorisation thermique (stockage thermique, dessalement, chaleur, froid, hydrogène), font du Liten un acteur majeur sur les CST à concentration, au niveau français et demain au niveau international.

> Patrice Tochon¹ et Bernard Thonon²

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)
Direction de la recherche technologique

¹CEA Centre de Grenoble

²CEA Grenoble (Site Ines)



Les promesses du stockage thermique

Le stockage de chaleur est un élément indispensable d'une centrale solaire thermodynamique à concentration car il permet de gérer l'efficacité de la production électrique tout au long de la journée et de l'adapter à la demande. Il est également très prometteur pour le stockage massif d'électricité ou la valorisation énergétique des rejets industriels.



Torresol Energy Investments, S.A.

La centrale solaire thermodynamique à concentration Gemasolar. Située près de Séville (Espagne), Gemasolar est une centrale à tour utilisant un mélange de sels fondus (nitrate de potassium et nitrate de sodium) pour stocker la chaleur. Répartis sur 185 hectares, 2650 miroirs (des **héliostats**) suivent la course du soleil. Ils réfléchissent et concentrent les rayons du soleil en les faisant converger vers un récepteur situé au sommet de la tour au niveau duquel circulent les sels fondus qui emmagasinent la chaleur. Le système de stockage correspond aux deux gros réservoirs (l'un de sels froids, l'autre de sels chauds) visibles au pied de la tour.

Mettre une pierre à côté du feu puis la déplacer, chaude, vers l'endroit que l'on désire chauffer : le stockage thermique est aussi vieux que la découverte du feu par l'homme. Il n'en est pas moins une technologie d'avenir pour les énergies renouvelables. Il est d'autant plus intéressant que des technologies déjà largement éprouvées sont aujourd'hui disponibles industriellement et que de nouvelles possibilités d'amélioration de la compacité, de l'efficacité ou de la durée des installations sont ouvertes.

Les phénomènes physiques

Le stockage puis la restitution de la chaleur sont basés sur trois phénomènes physiques. Le premier, la chaleur sensible, consiste à utiliser la chaleur pour augmenter la température d'un solide ou d'un liquide, qui vont à leur tour transférer leur chaleur à un fluide. Tel est le rôle joué par le ballon d'eau chaude couplé à des panneaux solaires thermiques : il stocke de la chaleur qu'il restitue ensuite au travers de l'eau chaude sanitaire ou d'un plancher chauffant. Le deuxième phénomène physique résulte de l'emploi de matériaux de stockage qui ont la propriété de changer de phase, de l'état solide à l'état liquide, sous l'effet de la chaleur, puis de l'état liquide à l'état solide en se refroidissant, d'où leur nom de matériaux à changement de phase (MCP). L'énergie par unité de volume délivrée par un tel système peut être élevée pour certains matériaux particulièrement adaptés comme les paraffines ou les sels. Le dernier phénomène est basé sur l'exploitation de réactions chimiques réversibles qui, dans un sens, ont besoin de chaleur pour se réaliser (endothermiques) et qui, dans l'autre sens, libèrent de la chaleur (exothermiques). L'intérêt de cette technique de stockage de l'énergie est

lié non seulement aux densités volumiques d'énergie, qui peuvent atteindre de très hauts niveaux, mais aussi à la durée de stockage lui-même, qui peut être très longue et permet d'envisager un stockage saisonnier.

Le stockage de chaleur est déjà intégré dans plusieurs centrales solaires thermodynamiques (CST) à concentration, telle la centrale à miroirs cylindro-paraboliques Andasol en Espagne ou la centrale à tour Solar Two en Californie (États-Unis). Le système de stockage par chaleur sensible utilise un sel fondu circulant entre deux réservoirs, l'un où il est stocké « froid », vers 200°C, et l'autre « chaud », vers 450°C. Équipée d'un système de stockage du même type, la centrale à tour Gemasolar, inaugurée en octobre 2011 en Espagne, est capable de produire de l'électricité 24 heures sur 24.

De nouveaux développements

Avec l'essor prévisible des CST à concentration, de nouveaux systèmes de stockage de chaleur vont devoir être mis au point, mieux adaptés aux niveaux de températures des différentes technologies, plus efficaces, plus compacts et ne nécessitant que de petites quantités de matériaux qui imposent des contraintes de sécurité particulières, comme les sels fondus.

Parmi ces systèmes, le stockage de chaleur à partir des rejets thermiques industriels à basse température est appelé à se développer. En effet, lorsqu'il est couplé à des systèmes de rehausse des températures, il permet de valoriser une énergie, qui autrement serait perdue, en décalant son utilisation dans le temps.

Le stockage massif d'électricité (de l'ordre du **GWh**) sous forme thermique à haute température est une autre voie d'avenir. Deux procédés sont actuellement étudiés, le stockage d'énergie par air comprimé (CAES pour *Compressed Air Energy Storage*) et le stockage d'énergie par pompage thermique (SEPT).

Le stockage d'énergie par air comprimé consiste à se servir de l'électricité excédentaire pour comprimer de l'air qui est ensuite stocké à haute pression (de l'ordre de 100 **bars**) dans une cavité souterraine. Par la suite, cet air est détendu dans une turbine pour produire de l'électricité dans les périodes de forte demande. Il est indispensable de stocker la chaleur de compression à haute température, si l'on désire atteindre des rendements satisfaisants. Le stockage d'énergie par pompage thermique a été développé dans le cadre du projet SETHER⁽¹⁾, financé par l'ANR (**Agence nationale de la recherche**). Ce projet est mené par l'Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux) du CEA en partenariat avec la société Saipem, à l'origine du procédé. Dans ce cas, l'électricité, transformée en chaleur, est stockée dans deux enceintes au travers d'un cycle thermodynamique de pompe à chaleur très haute température (800°C). La chaleur est alors

(1) Projet SETHER : Stockage d'Électricité sous forme THERmique à haute température.

utilisable pour la production d'électricité *via* un cycle de moteur thermique classique. L'efficacité du stockage thermique est un élément-clé du dimensionnement et du coût d'une telle installation.

Les axes de recherche

Le Liten est très impliqué dans l'étude des différentes solutions technologiques de stockage. Les travaux portent sur plusieurs aspects. Concernant les matériaux, l'accent est mis sur la détermination de leurs propriétés physiques thermiques, leur compatibilité avec les fluides caloporteurs et la réalisation de tests sur leur tenue dans le temps. Les aspects relatifs au transfert de chaleur sont particulièrement étudiés. En effet, l'énergie solaire est toujours absorbée par un fluide qui doit la céder à un solide pour qu'elle soit stockée. Les capacités de stockage ou le temps de réponse du système sont conditionnés par la qualité des échanges thermiques. Le Liten travaille donc à leur intensification, par l'optimisation des formes géométriques des systèmes à chaleur sensible ou par l'utilisation concrète des MCP, qu'il convient de « doper » par des structures de type échangeur de chaleur afin d'améliorer leur taux naturel de transfert de chaleur.

Des installations expérimentales adaptées

Le Liten dispose d'installations expérimentales, uniques en leur genre, dédiées à l'étude de solutions de systèmes de stockage de chaleur, depuis l'installation simple d'étude phénoménologique jusqu'à la boucle de tests à échelle semi-industrielle.

Parmi les installations d'étude phénoménologique, celle consacrée à la mise en œuvre des MCP a une section d'essais constituée d'un tube de 4 cm de diamètre et de 40 cm de long, transparent et avec 40 mesures de température pour permettre le suivi précis du front de fusion et la validation des simulations.

La boucle de tests CLAIRE, qui s'adresse aux hautes températures (supérieures à 500°C), permet les études sur le stockage thermique par chaleur sensible. Utilisant l'air comme fluide caloporteur, elle est à une échelle semi-industrielle, avec des volumes de stockage (10 m³) et des puissances thermiques (1 MW) significatifs.

L'installation STONE est dédiée à l'étude du stockage thermique des CST à concentration à miroirs de Fresnel et avec de l'huile comme fluide caloporteur (voir *Concentrer l'énergie du soleil*, p. 40). Elle autorise le suivi détaillé du fonctionnement d'un lit de roche grâce à une instrumentation fine (220 mesures de température



CeA

Vue globale de la boucle STONE (à gauche), avec remplissage de type lit de roche (à droite). Dans une centrale solaire thermodynamique à concentration, le fluide caloporteur chaud peut être envoyé vers le réservoir de stockage où il cède sa chaleur au lit de roche, en le chauffant progressivement depuis le haut vers le bas, et ressort froid. Quand le soleil n'est plus suffisant pour apporter l'énergie nécessaire à la centrale, le fluide caloporteur, injecté froid en bas du réservoir de stockage, se réchauffe au contact du lit de roche et ressort chaud par le haut. Il sert ensuite à produire de l'électricité. Au fur et à mesure de son utilisation, le lit de roche se refroidit progressivement du bas vers le haut. L'intérêt du lit de roche est son coût très raisonnable et la disponibilité du matériau naturel de stockage.

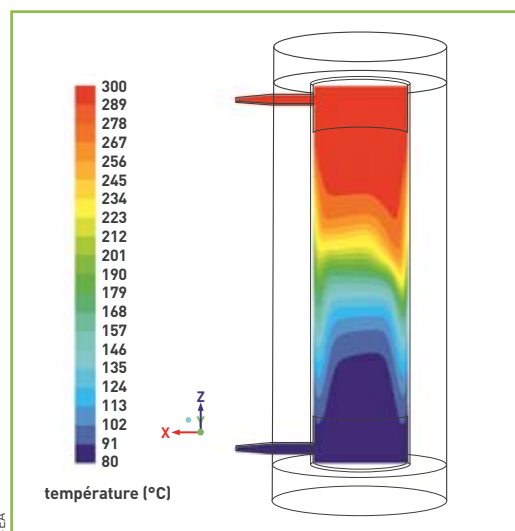
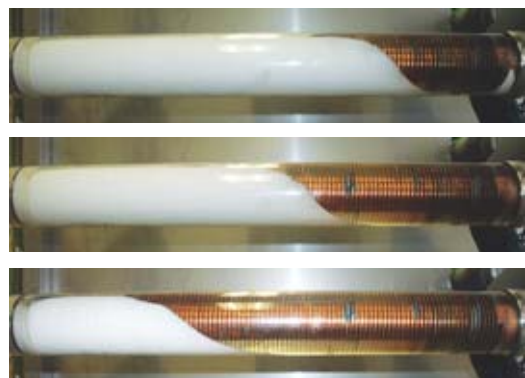


Figure.
Simulation de la progression du front de chaleur dans un lit de roche. Le fluide caloporteur (huile) cède progressivement sa chaleur au lit de roche du haut vers le bas. Il ressort froid.



CeA

Fusion progressive d'un matériau à changement de phase (MCP) autour d'un tube à ailettes transverses.

pour 3 m³ de stockage). En complément, la simulation numérique du stockage thermique permet de visualiser la progression du front de chaleur dans ce lit (figure). Les simulations sont validées par comparaison avec les mesures de température de l'installation STONE. Pour fixer les ordres de grandeur, il est intéressant de préciser que le volume de stockage d'une installation industrielle devrait varier de quelques dizaines à quelques centaines de m³.

Alors que la conservation de l'énergie pour une utilisation ultérieure va rapidement devenir indispensable pour une gestion efficace des ressources énergétiques, classiques et renouvelables, le stockage thermique est une solution particulièrement adaptée pour répondre à ce besoin. Le Liten a l'expérience et les outils nécessaires pour accompagner son développement, par la mise en œuvre de solutions éprouvées ou très innovantes.

> Jean-François Fourmigué

Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)
Direction de la recherche technologique
CEA Centre de Grenoble



Biocarburants de 2^e génération : le projet Syndièse

La production de biocarburants à partir de biomasse non alimentaire se situe dans la droite ligne des objectifs français et européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Fort de ses travaux dans ce domaine, **le CEA a pris l'initiative de développer un pilote préindustriel de fabrication de biodiesel, de biokérosène et de naphta à partir de la gazéification de résidus forestiers par un procédé thermochimique.** Ce projet, qui à terme devrait fournir annuellement plus de 30 millions de litres de biocarburants, préfigure ce que pourrait être une filière industrielle française dans ce domaine.



Airbus SAS 2011

L'Airbus A380-800 ACJ (Airbus Corporate Jetliner). La compagnie Airbus est partie prenante de l'initiative *Biofuel Flightpath* lancée par la Commission européenne pour accélérer la production et la commercialisation de biocarburants pour le transport aérien.

La France tire aujourd'hui près de 50 % de ses besoins en énergie des ressources **fossiles**, contre plus de 80 % dans les autres pays du monde. Cette situation particulière tient à la part majoritaire (78 %) du parc électronucléaire français dans la production d'électricité. La dépendance aux combustibles fossiles n'en demeure pas moins importante dans certains secteurs tels que les transports routiers, aériens et maritimes.

Les incertitudes croissantes sur le prix des **hydrocarbures**, dans un contexte géopolitique sensible, et l'essor des politiques nationales et internationales de lutte contre le réchauffement climatique ont poussé le Gouvernement à donner en 2009, à la suite du **Grenelle de l'environnement**, une forte impulsion au développement des énergies renouvelables. Dans le secteur des transports, l'État s'est ainsi engagé à réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2020. L'Union européenne s'est également fixé des objectifs ambitieux dans ce domaine. Son but d'ici 2020 est que 10 % des énergies soient d'origine renouvelable.

Aussi, la **Commission européenne** a lancé, à l'occasion du dernier Salon du Bourget, l'initiative *Biofuel Flightpath*, en coordination avec Airbus, les compagnies aériennes et des producteurs de biocarburants. Cette initiative vise à accélérer la production et la commercialisation des biocarburants pour les avions en Europe. L'objectif est d'arriver, toujours d'ici 2020, à une consommation annuelle de deux millions de tonnes de biocarburant (*biofuel*) par l'aviation civile, ce qui représente environ 4 % de la consommation actuelle de carburants en Europe.

Des solutions bas carbone pour tous les types de transports

Du fait de l'urbanisation croissante et de la concentration des populations autour des villes, environ 80 % de la consommation annuelle de carburants fossiles dans le domaine des transports concernent des trajets inférieurs à 100 km par jour. Les véhicules disposant de motorisations entièrement ou partiellement électriques offrent d'ores et déjà des possibilités opérationnelles efficaces. Néanmoins, pour les trajets de longue et moyenne distances et, plus particulièrement, pour les transports par camion ou par voie maritime, qui nécessitent la mise en jeu de fortes puissances, les biocarburants de type diesel-FT, issus d'un procédé Fischer-Tropsch⁽¹⁾, apparaissent comme une réelle solution alternative.

De son côté, le transport aérien est soumis, depuis le 1^{er} janvier 2012, au marché européen des ETS (*European Union Emissions Trading System*), une taxe proportionnelle aux émissions de gaz à effet de serre. L'augmentation de cette contrainte économique, dans un secteur très concurrentiel et en fort développement, implique une recherche de solutions alternatives au **kérosène** utilisé actuellement. Les biocarburants liquides de type jet fuel-FT⁽²⁾ (**biokérosène**) se révèlent une voie de substitution prometteuse.

(1) Procédé Fischer-Tropsch (FT) : procédé catalytique de production d'hydrocarbures à partir de gaz de synthèse (monoxyde de carbone CO, hydrogène H₂).

(2) Jet fuel-FT : le jet fuel est un carburant à base de kérosène utilisé par les moteurs d'avion à turbine. Le jet fuel-FT est obtenu par un procédé Fischer-Tropsch.

Les biocarburants : enjeux et recherche au CEA

Le triple besoin du secteur des transports (routiers, maritimes, aériens) place les biocarburants au cœur des recherches actuelles. Le CEA s'implique depuis plusieurs années dans des programmes de R&D sur les 2^e et 3^e générations de biocarburants (voir *Des microalgues pour la production de biocarburants*, p. 49). Ceux de 2^e génération sont produits à partir des fractions non comestibles des végétaux (bois, tiges et partie non alimentaire des plantes, déchets végétaux). Afin de ne pas concurrencer les filières alimentaires et industrielles existantes, en particulier celle du bois, l'organisation des filières d'approvisionnement de la **biomasse** est un enjeu important. Cette organisation devra notamment s'inscrire dans l'utilisation de rémanents forestiers (restes de branches et de troncs laissés en forêt par les exploitants) et de déchets agricoles, prendre en considération les principes de gestion durable de la forêt ainsi que le respect de l'environnement et de la biodiversité. Elle sera tenue d'intégrer des dispositifs visant à minimiser les surfaces agricoles et forestières mobilisées, grâce à l'augmentation des rendements massiques de conversion de la chaîne de procédés qui transforme la biomasse en carburant⁽³⁾. Pour les biocarburants de 2^e génération, deux pistes sont explorées : la voie biologique, pour la fabrication du **bioéthanol**, et la voie thermochimique, pour le **biodiesel** et le jet fuel-FT.

Le CEA privilégie la voie thermochimique, appelée *Biomass to Liquid* (BtL, de la biomasse au biocarburant). C'est dans ce cadre que s'inscrit le projet de démonstrateur préindustriel Syndièse.

Le projet Syndièse : quatre étapes et une première mondiale

L'objectif du projet Syndièse est d'exploiter, sur un site unique, un démonstrateur préindustriel de production de biocarburants de 2^e génération (BtL) à Bure-Saudron (Meuse - Haute-Marne). À partir de 125 000 tonnes de ressources ligno-cellulosiques⁽⁴⁾ à 35 % d'humidité, cette installation pourra fournir plus de 30 millions de litres par an de biocarburants, utilisables directement dans les domaines des transports terrestres et aériens, ainsi qu'en pétrochimie. Syndièse devrait créer une centaine d'emplois directs pour l'exploitation de l'installation et le développement de la filière d'approvisionnement. Il consiste à intégrer sur un même site une chaîne de procédés

(3) Rendement massique : masse équivalente de carburant synthétisé rapportée à la masse de biomasse sèche utilisée.

(4) Ligno-cellulose : composé présent dans les membranes des cellules végétales, très abondant dans le bois et la paille.



P. Avavian/CEA

matures pour en démontrer la faisabilité industrielle. La voie technologique de ce projet se divise en quatre étapes principales (figure).

Une première étape réside en un prétraitement des résidus forestiers (ligno-cellulose) pour les concentrer, c'est-à-dire pour en réduire l'humidité et la taille des constituants. Avec un apport d'oxygène et de vapeur, à haute température (de l'ordre de 1300 à 1400 °C) et haute pression, la biomasse prétraitée se décompose en un gaz de synthèse (hydrogène H₂, monoxyde de carbone CO), appelé syngas. C'est donc un procédé thermochimique. La technologie employée, par réacteur à flux entraîné, permet d'obtenir un gaz riche en monoxyde de carbone et hydrogène, avec le moins d'impuretés possible.

Dans l'étape suivante, de post-traitement, le syngas est débarrassé des impuretés et enrichi en hydrogène afin de doubler le rendement de production (l'hydrogène est généré par **électrolyse** de l'eau au sein même de l'installation). Cet apport d'hydrogène dans la chaîne de procédés constituera une première mondiale.

Le syngas est alors transformé en longues chaînes carbonées —(CH₂)— grâce à une réaction **catalytique** de type Fischer-Tropsch.

La dernière étape consiste à couper ces chaînes aux longueurs correspondant au diesel, au jet fuel et au **naphtha** de synthèse par **hydrocraquage**.

Échantillons de biomasse ligno-cellulosique. Cette matière première renouvelable n'entre pas en compétition avec les filières alimentaires et industrielles existantes.

Un partenariat CEA - Industriels

La société allemande Choren était initialement le bailleur de procédés de la brique technologique de gazéification. Suite à sa mise en redressement judiciaire à l'été 2011, suivie de sa liquidation en février 2012,

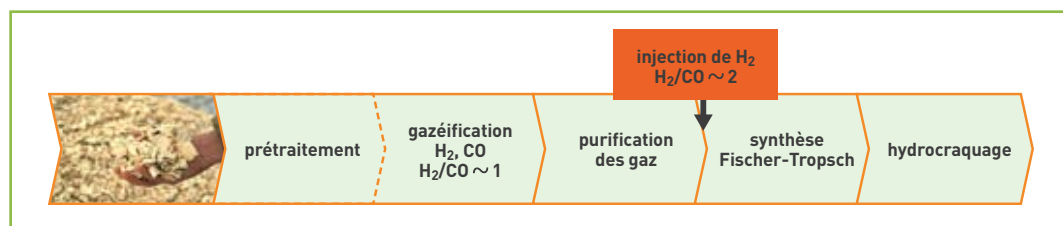


Figure.

Les étapes du projet Syndièse. La technologie mise en œuvre dans le cadre de Syndièse comporte 4 étapes : prétraitement des déchets forestiers et gazéification ; purification du gaz de synthèse obtenu (hydrogène H₂, monoxyde de carbone CO) et enrichissement en hydrogène ; transformation catalytique du syngas en longues chaînes carbonées par un procédé Fischer-Tropsch ; production de biocarburants par hydrocraquage des longues chaînes.



Installation PEGASE située sur le Centre CEA de Grenoble. PEGASE (*Pure and Energetic synthetic GAS Elaboration*) permet de réaliser la purification à haute température du gaz de synthèse issu de la gazéification de la biomasse lignocellulosique.



P. Anavian/CEA

le CEA a décidé, sur la base des résultats probants des programmes de recherche qu'il mène depuis plusieurs années sur ses installations situées à Grenoble, de développer, avec un partenaire industriel français majeur, un concept innovant de gazéification de la biomasse. La première étape du projet Syndièse va donc consister à réaliser, à Bure-Saudron, une unité pilote de démonstration de ce concept. Cette unité pourra traiter une tonne de biomasse par heure. À l'issue de cette phase de validation, la chaîne complète de procédés visant à produire des biocarburants, dont les bailleurs sont Air Liquide-Lurgi, GTL.F1 et UOP pour, respectivement, les étapes 2, 3 et 4, sera réalisée. Le feu vert pour la phase 1 du projet Syndièse a été donné le 4 février 2013.

(5) Biotope: milieu de vie où les conditions physiques et chimiques (eau, lumière, température...) sont considérées comme homogènes et stables. Il est peuplé d'une faune et d'une flore caractéristiques.

(6) Analyse de cycle de vie: méthode d'évaluation des impacts environnementaux des produits et services, depuis l'extraction ou la récolte des matières premières jusqu'à leur élimination ou leur recyclage après usage.



Chim-Architav

Projet du démonstrateur préindustriel de production de biocarburants de 2^e génération (BtL) à Bure-Saudron (Meuse – Haute-Marne). Entrée de l'usine Syndièse.

Respecter une gestion durable de la ressource et minimiser les impacts environnementaux

Tout est mis en œuvre pour que la construction et l'exploitation du démonstrateur aient un impact minimal sur les plans environnemental et énergétique.

Le procédé a ainsi été optimisé et les produits intermédiaires valorisés. Par exemple, la chaleur excédentaire est utilisée pour le séchage de la biomasse et pour la production d'une partie de l'électricité nécessaire au procédé. L'eau issue du séchage est employée pour générer l'hydrogène indispensable au procédé par électrolyse, etc.

Une évaluation des incidences du projet Syndièse sur la biodiversité a été menée. Le but était de regarder l'impact de la construction du site et de son exploitation sur les espèces animales et végétales rares ou protégées, sur la perte de biotope⁽⁵⁾, sur l'eau, sur les zones protégées à proximité (sites du réseau Natura 2000), etc. Les études ont été conduites en lien avec des spécialistes de ces activités: bureaux d'études experts en environnement tels que Sciences Environnement et Bertin Technologies, ou encore Inrap (Institut national de recherches archéologiques préventives). Les résultats de ces études montrent que les impacts sur la biodiversité sont faibles voire nuls. En termes de gestion forestière durable, le CEA demandera contractuellement aux fournisseurs de biomasse que celle-ci soit majoritairement certifiée PEFC (Programme européen des forêts certifiées) ou FSC (*Forest Stewardship Council*), labels garantissant une gestion durable de la forêt. Le CEA a validé au préalable la faisabilité de cette exigence en local: plus de 80 % des surfaces considérées sont aménagées et en partie exploitées dans le respect de ces labels.

En complément, une étude Analyse de cycle de vie⁽⁶⁾ (étude ACV) a été réalisée par BIO Intelligence Service, cabinet indépendant de conseil en environnement. Cette entreprise participe au projet européen BioGrace, qui vise à harmoniser les calculs des émissions de gaz à effet de serre inclus dans la directive européenne sur les énergies renouvelables de 2009. L'étude d'avant-projet sommaire, finalisée en 2011, a apporté les données techniques (bilan en masse et énergie, rendement) permettant de quantifier le bilan en termes de gaz à effet de serre de l'ensemble des composants technologiques de Syndièse: le séchage des plaquettes forestières, la gazéification, la purification du syngas, la synthèse Fischer-Tropsch, la production d'hydrogène par électrolyse alcaline, les postes permanents liés aux utilités. Les phases de démarrage et de maintenance ont aussi été intégrées.

Les conclusions de cette étude démontrent que le projet Syndièse, tel qu'il est envisagé, conduira à une réduction de l'émission de gaz à effet de serre de 77 % par rapport au **diesel** issu des ressources fossiles. Ce résultat est significativement supérieur à l'objectif de réduction établi à 60 % par la Commission européenne et confirme que le projet Syndièse contribue bien à la mise en œuvre des objectifs de diminution des émissions de gaz à effet de serre que l'Union européenne s'est fixée.

➤ **Thierry Pussieux**

Direction de l'innovation
et du soutien nucléaire (DISN)
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Saclay

Des microalgues pour la production de biocarburants

Comparées aux plantes céréalières et sucrières de grande culture utilisées pour l'élaboration des biocarburants de 1^{ère} génération, les microalgues présentent de nombreux avantages. Elles possèdent notamment une productivité surfacique élevée et peuvent être produites sur des terres non cultivables par l'agriculture classique, limitant ainsi la compétition avec la filière alimentaire. Elles ont la capacité de fabriquer naturellement des molécules à forte teneur énergétique. **Cultivés en masse, ces microorganismes pourraient à l'avenir produire des biocarburants dits de 3^e génération.** Pour relever ce défi, le CEA mène des travaux visant à faire sauter les verrous, tant sur le plan biologique que sur celui des procédés, auxquels se heurte encore l'exploitation des microalgues pour la production d'énergie.



Culture de microalgues en photobioréacteurs instrumentés pour l'analyse des capacités de production des souches.

Les microalgues présentent une très grande diversité d'organismes biologiques, allant des **cyanobactéries** aux **protistes photosynthétiques**, en passant par les **algues vraies** (dont les algues vertes ou chlorophycées). Cette biodiversité résulte d'une histoire évolutive très complexe au cours de laquelle elles ont évolué par paliers, suite à des emboîtements de cellules les unes dans les autres ou endosymbioses. Ces organismes ont colonisé la plupart des environnements terrestres (océans, lacs, rivières, sols, glaces et déserts). Grâce à la **photosynthèse**, ils utilisent l'énergie solaire, l'eau et le gaz carbonique (CO₂) pour élaborer de la **biomasse** et sont responsables de 40 à 50 % de la fixation de CO₂ sur Terre. Certaines espèces accumulent ainsi jusqu'à 60 % de leur poids sec en

huiles (lipides de réserve constitués de triglycérides, composés complexes contenant de longues chaînes carbonées), ce qui représente une ressource intéressante pour la synthèse de **biodiesel**. Toutefois, la production mondiale de biomasse de microalgues, destinée pour l'essentiel aux marchés des composés à haute valeur ajoutée (compléments alimentaires, cosmétique...), reste confidentielle. Elle est ainsi estimée à 15 000 tonnes en 2011.

Dans les années quatre-vingt-dix, un ambitieux programme de recherche, l'*Aquatic Species Program*, ayant pour but d'explorer la potentialité des microalgues pour la fabrication de biodiesel, a été financé aux États-Unis. En France, des recherches sur les microalgues ont été initiées au CEA dans les années



Microalgues modèles développées pour faire progresser les recherches en biologie. À gauche, la cyanobactérie *Synechocystis* vue en microscopie électronique à balayage. Elle présente l'intérêt de pouvoir être facilement modifiée par ingénierie métabolique pour la production de biocarburants. Au milieu, *Chlamydomonas reinhardtii* qui est une microalga verte d'eau douce flagellée. À droite, la diatomée marine *Phaeodactylum tricornutum*. Polymorphe, elle présente trois morphotypes. Les diatomées sont des organismes unicellulaires photosynthétiques caractérisés par une enveloppe externe en silice.



quatre-vingt, en particulier dans le cadre de l'Association pour la recherche en bioénergie solaire (ARBS). Depuis les années 2000, on assiste à un regain d'intérêt pour l'utilisation des microalgues en vue de la production d'énergie, sous forme d'hydrogène et de biodiesel. D'importants investissements privés et publics ont notamment été réalisés aux États-Unis et de nombreuses sociétés ont vu le jour, telles que Sapphire, Solazyme, Synthetic Genomics et Aurora Fuels.

En France, plusieurs équipes du CEA⁽¹⁾ allient leurs efforts pour relever le défi des biocarburants de 3^e génération. Ces recherches sont soutenues par différents projets financés par l'Agence nationale de la recherche ANR (projets Shamash, Algomics, Diesalg, DiaDomOil) ou par le Fonds unique interministériel FUI (projet Salinalgue). Ils entrent pour part dans le cadre de l'IEED Green Stars.

Les mécanismes biologiques de l'accumulation de lipides de réserve

Lorsqu'elles rencontrent des conditions de culture défavorables à leur croissance (limitation en azote, stress...) les microalgues, à l'instar d'autres organismes, accumulent des composés de réserve comme de l'amidon ou des lipides (huile). La biosynthèse des triglycérides de l'huile s'effectue en trois étapes principales et fait intervenir plusieurs compartiments de la cellule (figure). Les triglycérides sont ensuite stockés dans des corps lipidiques présents dans le cytoplasme et le chloroplaste.

Les propriétés des huiles des microalgues sont déterminées par les caractéristiques des acides gras constituant les triglycérides, notamment la longueur des chaînes carbonées et leur degré d'insaturation, défini par le nombre de doubles liaisons carbone-carbone.



G. Lesénéchal/CEA

Banques de mutants de microalgues cultivées en milieu liquide.

La présence d'acides gras saturés accroît la viscosité des huiles. Pour éviter que le biodiesel ne se fige à température ambiante, il faut augmenter le nombre de doubles liaisons carbone-carbone, ce qui a aussi pour effet d'accroître l'instabilité à l'oxygène, ou diminuer la longueur des chaînes carbonées. Des travaux de génie génétique sont mis en œuvre pour optimiser la composition des huiles afin de répondre aux critères de viscosité et de stabilité.

Améliorer la productivité des souches

Quelques rares espèces sauvages de microalgues sont à ce jour cultivées industriellement. Leur domestication reste donc un enjeu majeur pour qui veut les utiliser pour la production de molécules d'intérêt. Il s'agit notamment d'obtenir des souches accumulant des huiles sans avoir recours à une carence nutritive, car celle-ci diminue fortement la productivité. Plusieurs stratégies sont déployées. Elles font appel à des techniques à haut débit et à des plateformes technologiques de pointe (séquençage de génomes, analyses globales des protéines ou des lipides), qui sont des atouts forts de la Direction des sciences du vivant (DSV) du CEA. Il s'agit d'une part de rechercher dans la biodiversité naturelle des souches présentant des propriétés d'intérêt et, d'autre part, de générer de la diversité par mutation pour créer chez une espèce modèle des propriétés nouvelles et identifier les gènes impliqués. La collecte d'espèces issues de la biodiversité est notamment réalisée lors de campagnes de prélèvements au cours de missions océanographiques de grande ampleur telles que Tara Oceans, et sa prolongation par le programme Biotechnologies et Bioressources Oceanomics, auxquels la DSV est associée au travers de plusieurs de ses instituts.

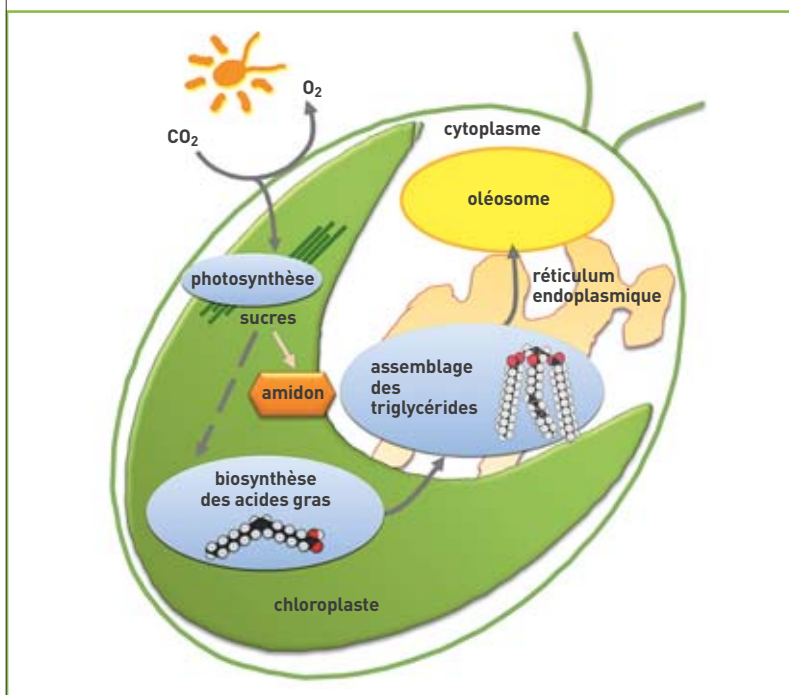


Figure.

La biosynthèse des triglycérides chez les microalgues. Elle a lieu dans les chloroplastes, organites cellulaires sièges de la photosynthèse. Les acides gras sont d'abord fabriqués dans les chloroplastes, à partir des sucres issus de la photosynthèse. Après modification, trois acides gras sont combinés à une molécule de glycérol pour former un triglycéride au niveau du réticulum endoplasmique ou du chloroplaste. Les triglycérides sont stockés dans des oléosomes, structures lipidiques présentes dans le cytoplasme et les chloroplastes.

(1) Il s'agit des équipes de la Direction des sciences du vivant [l'Institut de biologie environnementale et biotechnologie (iBEB, centre de Cadarache), l'Institut de recherches en technologies et sciences pour le vivant (IRTSV, centre de Grenoble), l'Institut de biologie et de technologies de Saclay (iBiTec-S, centre de Saclay)], de la Direction de la recherche technologique [Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux, centre de Grenoble)] et de la Direction de l'énergie nucléaire (centre de Marcoule).

Pour une espèce donnée, l'approche de génétique directe consiste à cribler des collections de mutants et à identifier ensuite le gène conférant l'amélioration recherchée. Une autre approche, dite de génétique chimique, vise à identifier au sein de chimiothèques les composés chimiques capables de modifier le **métabolisme** lipidique des microalgues. Ces approches multidisciplinaires sont mises en œuvre dans les laboratoires de la DSV.

La production de lipides extracellulaires

La transformation en biodiesel des lipides de réserve accumulés par les microalgues nécessite de récolter la biomasse et d'en extraire l'huile, deux étapes qui, à elles seules, représentent actuellement environ 70 % du coût de production. La sécrétion continue de lipides par les cellules de microalgues constituerait une avancée importante susceptible de réduire drastiquement le coût du biodiesel, car l'huile produite dans le milieu de culture pourrait être récoltée par simple séparation de phase.

La sécrétion de lipides en grande quantité, rarement observée chez les microalgues, existe chez toutes les **plantes supérieures**. Les cellules épidermiques de ces dernières sont en effet spécialisées dans la sécrétion de divers lipides destinés à protéger la plante du dessèchement dû à l'atmosphère terrestre. Des recherches visant à comprendre l'évolution des voies de biosynthèse et de sécrétion des lipides extracellulaires, afin de les stimuler ou de les introduire dans les microalgues, sont actuellement menées à la DSV. Les efforts portent en particulier sur la famille des **alcanes**, directement utilisables comme carburants.

La biosynthèse d'éthanol

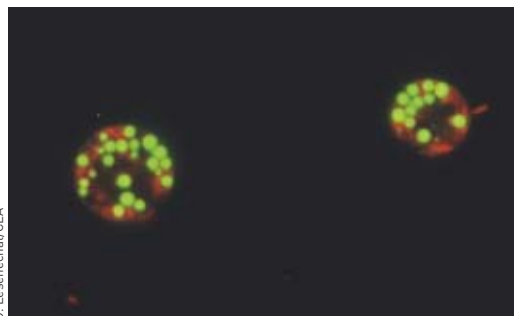
Le **bioéthanol** de 1^{ère} génération, abondamment employé sous forme de mélanges avec l'essence, est produit à partir de plantes sucrières ou céréalières. Après extraction, les sucres simples (glucose) ou **polymérisés** (amidon) sont transformés par des **levures** en bioéthanol. Des recherches conduites au CEA visent à fabriquer directement du bioéthanol en couplant, chez des cyanobactéries, le métabolisme photosynthétique à la production d'éthanol. Pour ce faire, les **enzymes** permettant la biosynthèse de l'éthanol, telle la pyruvate décarboxylase et l'alcool déshydrogénase (qui provient de la levure), sont produites dans la cyanobactérie modèle *Synechocystis*.

Développement et utilisation de modèles biologiques

Les recherches en biologie progressent grâce au développement de modèles biologiques appropriés. Ainsi, le colibacille (*Escherichia coli*) chez les **bactéries**, l'arabette des dames (*Arabidopsis thaliana*) chez les plantes, ou la souris chez les mammifères, se sont imposés comme des modèles de choix. Différents modèles de microalgues ont émergé au cours de ces dernières années.

• *Synechocystis* et les cyanobactéries

Apparues il y a 3 milliards d'années, les cyanobactéries sont à l'origine de l'oxygène que nous respirons. Ces organismes très simples et extrêmement robustes sont aussi à la source, par endosymbiose, des chloroplastes des cellules végétales. Même si les cyanobactéries



Accumulation de lipides de réserve chez un mutant de l'algue verte modèle *Chlamydomonas reinhardtii* vue au microscope à fluorescence. Les lipides, stockés dans des structures sphériques appelées oléosomes, apparaissent colorés en vert.

n'accumulent pas naturellement de lipides de réserve, elles sont souvent utilisées comme modèle unicellulaire pour l'étude de la photosynthèse. En outre, certaines d'entre elles, telle *Synechocystis*, sont facilement modifiables par ingénierie métabolique pour la production de biocarburants (alcools, alcanes...).

• *Chlamydomonas reinhardtii* et les chlorophycées

Chlamydomonas reinhardtii est une algue verte unicellulaire d'eau douce souvent présente dans les sols. Son génome a été récemment séquencé et de nombreux outils de modification des génomes ont été mis au point chez cette espèce. Cette algue a été utilisée comme organisme modèle pour l'étude de nombreux processus biologiques dont la photosynthèse, la fonction des flagelles, la photo-production d'hydrogène et, plus récemment, l'accumulation de lipides. Plusieurs autres microalgues ont émergé depuis peu comme modèles d'étude. Ainsi, le génome de *Chlorella*, une espèce d'intérêt industriel, a été séquencé.

• Les chromalvéolés:

Phaeodactylum, *Nannochloropsis*

De nombreux organismes unicellulaires, appelés par excès de langage microalgues – il s'agit en fait des protistes – ont une architecture cellulaire complexe. C'est le cas des diatomées, dont l'apparition au cours de l'évolution suit l'inclusion d'une algue rouge à l'intérieur d'une cellule non photosynthétique. Cette association, appelée endosymbiose secondaire, a été à la source d'un groupe extrêmement vaste de protistes, nommés chromalvéolés, et couvrant des êtres aussi divers que des espèces photosynthétiques marines (comme la diatomée *Phaeodactylum tricornutum*, dont le génome a été intégralement séquencé), ou des parasites de l'homme (dont *Plasmodium*, l'agent du paludisme) étudiés depuis plus d'une décennie dans les laboratoires du CEA.

Des travaux récents ont montré que la transformation de *Nannochloropsis*, une microalgue d'intérêt industriel, procédait par **recombinaison homologue**, ce qui permet d'envisager des modifications ciblées du génome.

Les procédés de culture, de récolte et de traitement de la biomasse

Les microalgues sont cultivées soit dans des systèmes extensifs ouverts – il s'agit généralement de *raceways* – soit dans des systèmes intensifs fermés, les photobioréacteurs, qui permettent d'atteindre une meilleure productivité mais à un coût plus élevé. Des études technico-économiques menées au CEA montrent que les innovations et optimisations des procédés (culture, récolte, extraction des composés d'intérêt, transformation en biocarburant) constituent des enjeux de la filière au même titre que les améliorations



scénario	ratio énergétique net	coût de production (€/L de biodiesel)	émission de gaz à effet de serre (kg de CO ₂ -équivalent/100 km)	consommation d'eau (L d'eau/L de biodiesel)
	valeurs moyennes			
référence	1,1	1,4	20,5	1 520
innovant	2,2	2,8	9,1	340
diesel de pétrole	5,4 ⁽¹⁾	0,6 ⁽²⁾	20,2 ⁽¹⁾	15 ⁽³⁾

(1) Francesco CHERUBINI, Neil D. BIRD, Annette COWIE, Gerfried JUNGMEIER, Bernhard SCHLAMADINGER, Susanne WOESS-GALLASCH, «Energy- and greenhouse gas-based LCA of biofuel and bioenergy systems: Key issues, ranges and recommendations», *Resour. Conserv. Recy.* 53, 2009, p. 434-447.

(2) EIA, Gasoline and Diesel Fuel Update, Avril 2011. Disponible sur : <http://www.eia.gov/oog/info/gdu/gasdiesel.asp>.

(3) Carey W. KING, Michael E. WEBBER, «The Water Intensity of the Plugged-In Automotive Economy», *Environ. Sci. Technol.* 42, 2008, p. 4305-4311.

Tableau.

Résultat d'une étude technico-économique comparant un scénario de référence et un scénario innovant pour la production de biodiesel. Le scénario de référence correspond au procédé le plus rencontré dans la littérature. Il comprend les étapes suivantes : culture en *raceway* (lagunes à haut rendement), séchage par centrifugation et par sécheur tambour à gaz, extraction des lipides par *n-hexane*, transestérification des lipides et digestion *anaérobie* des résidus de microalgues (issus de l'étape d'extraction des lipides). Le scénario innovant est un procédé optimisé composé des étapes suivantes : culture en système hybride *raceway*/photobioréacteur, séchage par filtre presse, extraction des lipides en voie humide par *diméthyl-éther*, hydrodésoxygénation des lipides et digestion *anaérobie* des résidus de microalgues. Le ratio énergétique net représente le rapport entre l'énergie produite et l'énergie primaire consommée.

liées à la biologie décrites précédemment, notamment celles portant sur la productivité en lipides. Les premières conclusions d'une étude technico-économique en cours révèlent que la culture est une étape primordiale puisqu'elle est à l'origine de 30 à 60% du coût de production des biocarburants. Ainsi, de nombreuses innovations technologiques sont attendues dans ces systèmes de culture afin de les rendre plus performants et moins onéreux.

Pour obtenir du biodiesel, l'extraction des lipides contenus dans le microorganisme est nécessaire. La méthode de référence actuelle consiste à récolter les microalgues par centrifugation, à les sécher et à en extraire les lipides à l'aide d'un solvant. Cependant, la consommation énergétique de ces technologies, pour le séchage notamment, est un verrou au développement de la filière à grande échelle. La recherche actuelle se concentre sur des technologies innovantes et propres qui permettraient d'extraire les lipides à partir de microalgues humides (tableau). Le CEA s'intéresse en particulier à des technologies basées sur les fluides sous pression. Parmi celles-ci, citons : la liquéfaction hydrothermale, qui transforme une biomasse humide en une biohuile de bonne qualité avec des rendements prometteurs, l'extraction et la *transestérification* directe des lipides en milieu alcoolique *supercritique* pour produire du biodiesel, et l'extraction et le fractionnement des lipides en CO₂ supercritique, qui permet de récupérer, outre les lipides, d'autres molécules d'intérêt susceptibles de rentabiliser la filière (*nutraceutiques*, molécules pour les industries pharmaceutiques et la chimie fine).

Une fois extraits, les lipides sont transformés en biodiesel en utilisant des procédés chimiques de transestérification ou d'hydrotraitement qui ne nécessiteront

pas *a priori* de gros efforts en R&D hormis l'adaptation et l'optimisation des technologies existantes aux spécificités des lipides issus de microalgues.

Relever le défi de la rentabilité économique

Si les microalgues apparaissent comme une voie prometteuse pour la synthèse de biocarburants de 3^e génération, des améliorations importantes doivent être apportées, aussi bien au niveau des capacités de production des souches que des procédés de culture, de récolte et d'extraction. Il faudra significativement accroître la productivité tout en diminuant les coûts d'élaboration pour espérer atteindre une rentabilité économique pour la production d'énergie. Les défis de la filière microalgues ne pourront donc être relevés qu'en menant ces recherches de manière concertée entre biologistes et technologues. Le CEA, qui dispose de fortes compétences en biologie et en génie des procédés, est particulièrement bien positionné.

> Fred Beisson¹, Yonghua Li-Beisson¹, Gilles Peltier¹, Giovanni Finazzi², Éric Maréchal², Franck Chauvat³, Florian Delrue⁴, Karine Froment⁴ et Vincent Blet⁵

¹Institut de biologie environnementale et biotechnologie (iBEB)
Direction des sciences du vivant
CEA Centre de Cadarache

²Institut de recherches en technologies et sciences pour le vivant (iRTSV)
Direction des sciences du vivant
CEA Centre de Grenoble

³Institut de biologie et de technologies de Saclay (iBiTec-S)
Direction des sciences du vivant
CEA Centre de Saclay

⁴Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)
Direction de la recherche technologique
CEA Centre de Grenoble

⁵Département d'études du traitement et du conditionnement des déchets (DTCD)
Direction de l'énergie nucléaire
CEA Centre de Marcoule

Les lipides produits par les microalgues sont analysés par chromatographie liquide haute performance et spectrométrie de masse.



G. Lesénchal/CEA

Axes de R&D du CEA pour développer des énergies bas carbone économiquement et socialement viables

Le programme NTE (Nouvelles technologies de l'énergie) du CEA est centré sur «une énergie bas carbone» avec au menu le déploiement de filières pour la production de vecteurs énergétiques bas carbone (électricité et chaleur d'origine solaire, hydrogène, biocarburants), l'adaptation entre l'offre et la demande (stockage, intelligence des réseaux) et certains usages de l'énergie, notamment transports et bâtiments bas carbone.

Il a pour objectif de développer les énergies renouvelables et les systèmes énergétiques innovants pour les rendre économiquement et socialement attractifs. Cela implique de s'intéresser à l'ensemble de la chaîne de la valeur du produit ou du système, de sa conception à sa fin de vie, dans une approche globale. Quelle que soit la filière choisie, les moteurs de recherche qui sous-tendent les travaux du programme NTE peuvent ainsi être classés en cinq grands thèmes, qui sont systématiquement et simultanément traités.

L'éco-conception

Dès la conception d'un composant (cellule solaire, **pile à combustible**, **batterie**...), les matériaux sont choisis en respectant plusieurs critères environnementaux et économiques. Ils doivent être abondants (sûreté d'approvisionnement, stabilité des coûts), non toxiques et non polluants. C'est le cas du composé LiFe_3PO_4 (phosphate de fer lithié) sélectionné comme matériau actif d'**électrode** de batterie, afin d'éviter le cobalt, matériau très spéculatif. Des études sont également menées pour mettre au point les procédés de recyclage et assurer, dans la mesure du possible, une valorisation *via* la «réemployabilité» des matériaux. Il s'agit, par exemple, de récupérer le platine des électrodes de pile à combustible, le **silicium** purifié des processus de découpe des *wafers* (fines plaques) de silicium pour le **photovoltaïque**...

La maîtrise des coûts

Deux types d'approche permettent de réduire les coûts et de minimiser l'impact environnemental des technologies. En premier lieu, l'un des axes majeurs de R&D pour abaisser les coûts de

production, d'usage et d'impact environnemental est le gain en performances, avec entre autres l'accroissement des durées de vie et des rendements des composants et des systèmes. Par ailleurs, que ce soit lors de la conception ou au cours du développement des méthodes de fabrication, la recherche vise à diminuer les coûts matière (par exemple par l'emploi de matériaux finement divisés ou en couches minces, voire de **nanomatériaux**, pour limiter la quantité de matière nécessaire), les coûts procédés (telle la baisse du coût énergétique par l'augmentation de la taille des lingots de silicium) ou encore le coût environnemental (techniques d'enduction de matériaux d'électrodes en voie aqueuse plutôt que par solvant...).

La maîtrise des coûts à l'usage

La réduction des coûts d'usage est réalisée, notamment par le développement de l'intelligence du contrôle-commande, de l'apprentissage des habitudes de l'utilisateur et donc d'une capacité d'anticipation du système : c'est le cas du chauffage des bâtiments en heure creuse, du stockage d'une partie de la production photovoltaïque pour une utilisation ultérieure (adaptation entre l'offre et la demande) ou encore du stockage d'eau chaude solaire. Cette étape passe par la mise au point de capteurs et de logiciels. La diminution des coûts de maintenance, par exemple par du diagnostic et du dépannage en ligne, est aussi prise en considération.

Les usages et l'interface homme-machine

Des recherches sont également conduites en amont pour affiner les usages, voire en imaginer de nouveaux, pour les composants et systèmes mis au point, développer la convivialité de l'interface homme-machine, aider l'utilisateur dans ses choix (contrôle-commande), assurer l'interopérabilité du composant ou du système avec son environnement (la recharge des batteries automobiles devra être possible partout, indépendamment de sa nature et de son fournisseur). Enfin – et c'est une priorité au CEA – de nombreux développements sont menés pour garantir la sûreté de

fonctionnement de ces composants et systèmes. Il convient de citer les travaux de détection d'arc électrique, causé par la rupture du câble reliant le panneau solaire au convertisseur de tension, sur les systèmes photovoltaïques (pour éviter, en particulier, les risques d'incendie), les *Battery Management Systems* (BMS) protecteurs de chaque cellule des **packs de batteries** automobiles (pour prévenir, par exemple, toute réaction chimique dangereuse), les capteurs de déformation des dispositifs de stockage d'hydrogène...

L'analyse technico-économique et de cycle de vie

Tous ces travaux s'accompagnent d'études systématiques des coûts, par des analyses technico-économiques des procédés de production et des conditions d'usage des composants et des systèmes (calcul du prix de revient d'un litre de biocarburant, d'un **kWh** d'électricité photovoltaïque, du coût carbone des technologies, en usage comme dans les étapes de fabrication...). Les études peuvent aussi être étendues à la détermination des conditions économiques du déploiement d'une filière (**biomasse**, photovoltaïque, solaire à concentration...) à l'échelle nationale ou internationale. Ces travaux sont couplés à des analyses multicritères de cycle de vie, dont l'impact en gaz carbonique (CO_2).

La pluralité des compétences du CEA lui permet sur toutes les filières étudiées (solaire, biomasse, réseaux, mobilité, bâtiment...) de développer une approche intégrée allant du matériau au composant puis au système, et de la recherche fondamentale à la mise au point de lignes pilotes de production (batteries, **cellules** et **modules photovoltaïques**...).

> **Nicole Mermilliod**¹
et **Hélène Burlet**²

¹Direction du Programme transversal «Nouvelles technologies de l'énergie»

²Institut Liten (Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux)
Direction de la recherche technologique

CEA Centre de Grenoble