

NUCLÉAIRE & ÉNERGIES

Une publication ARSCA

n°71 - Décembre 2017



Dans ce numéro

Comme un petit air de changement

Acceptation de la cuve du réacteur EPR
à Flamanville

L'actualité des réacteurs nucléaires

Panorama de l'actualité de l'aval du cycle

Contre-vérités

C'est l'énergie finale... (air connu)

Rappels sur énergie et puissance

ARSCA

Association d'anciens et de retraités d'AREVA

NUCLÉAIRE & ÉNERGIES

CONJONCTURE

Comme un petit air de changement

Page 3

NUCLÉAIRE

Acceptation de la cuve du réacteur EPR de Flamanville

Page 9

L'actualité des réacteurs nucléaires

Page 15

Tournant dans l'enrichissement de l'uranium

Page 20

Panorama de l'actualité de l'aval du cycle au second semestre 2017

Page 25

NUCLÉAIRE et SOCIÉTÉ

Contre-vérités

Page 31

ÉNERGIE

C'est l'énergie finale... (air connu)

Page 39

Le Charbon : une énergie du passé qui durera encore longtemps

Ce texte fait l'objet d'une diffusion particulière (site www.uarga.org)

QUELQUES RAPPELS SUR ÉNERGIE ET PUISSANCE

Page 47

Couverture : Cuve de Flamanville janvier 2014 (Copyright : Ouest-France Gilles Collas).

« NUCLÉAIRE ET ENERGIES » est établi à partir d'articles rédigés par différents auteurs. Ont contribué à ce numéro :

Conjoncture

Bernard LENAIL

Énergie

François JUSTIN, Patrice CAUMARTIN, Claude SEYVE et Jacques SIMONNET

Nucléaire et Société

Henri ZACCAI

Énergie

Jean-Luc SALANAVE

La coordination de l'ensemble des rubriques est réalisée par Guy DUCROUX, Gérard LEPINE et Danièle RAISONNIER avec la collaboration de Bernard LENAIL en tant qu'éditeur.

ARSCA

Tour AREVA, Boîte 0706-B2

1 Place Jean Miller, 92084 PARIS LA DEFENSE

Mail bureau@uarga.org Site www.uarga.org

COMME UN PETIT AIR DE CHANGEMENT

Bernard LENAIL

Électronucléaire français

L'hiver est arrivé et, avec lui, les probables coupures d'électricité (délestages), voire même les possibilités de blackout, ce qui est nouveau et qui, sans être une surprise, va devenir désormais la norme pour peu que l'hiver soit un peu rigoureux et pourtant... paradoxalement l'horizon semble s'éclaircir pour le moyen terme en ce qui concerne l'électronucléaire français. À plus long terme, 2035/2050, en revanche l'avenir reste bien sombre.

- Quelques faits saillants de la période écoulée tout d'abord :

- Après les considérables travaux entrepris par AREVA et EDF, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé la cuve de l'EPR de Flamanville. Le réacteur pourra donc démarrer sous un an et l'avenir de la filière française reste ouvert.
- La restructuration du secteur industriel entre EDF, AREVA, New AREVA et AREVA NP touche à sa fin. Espérons que la sérénité reviendra progressivement dans l'ensemble des équipes, notamment dans le nouvel ensemble EDF/AREVA NP. Reste à voir comment le contentieux entre AREVA et TVO concernant l'EPR OKO3 en cours d'achèvement sera réglé.
- Compte-tenu des désordres observés par EDF sur la digue en amont du site de Tricastin (canal Donzère-Mondragon), l'ASN a exigé l'arrêt des 4 réacteurs sans préavis. EDF s'est immédiatement exécutée non sans faire valoir que la mesure lui semblait quelque peu excessive. En quelques jours les 4 réacteurs étaient mis à l'arrêt, moins de deux mois plus tard la digue était renforcée et EDF n'avait plus qu'à attendre quelques semaines... que l'ASN autorise le redémarrage des réacteurs. Le prestige de l'ASN n'est sans doute pas sorti grandi de l'évènement, compte tenu de l'énorme perte d'exploitation et de richesse qu'elle a sacrifiée à un principe de précaution sismique inédit et discutable. Mais une fois de plus, les critiques ont eu tout loisir de débiter leurs sarcasmes habituels sur le vieillissement, voire le délabrement, des vieux réacteurs, sans rapport avec la demande d'arrêt de l'ASN.
- L'ASN semble aussi prendre son temps sur un très lourd dossier : celui de la définition des conditions de prolongation de la durée de vie des réacteurs. Attendu pour 2018, l'avis de l'ASN sera connu en 2020 et entériné en 2021. Ce retard est extrêmement fâcheux pour EDF comme pour le gouvernement : ce dernier comptait s'appuyer sur les avis de l'ASN pour établir en 2018 sa programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et va devoir travailler en aveugle, de son côté EDF va poursuivre son programme de grand carénage sans cadre réglementaire de référence, une situation peu confortable. Le citoyen pourrait croire à nouveau que le lobby nucléaire n'en fait qu'à sa tête ! Au lieu d'être choisi pour ses mérites ou comme un atout incontournable, le nucléaire va être considéré une fois de plus comme le choix inévitable et, par certains, comme un mal nécessaire.

- Réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique

RTE (Réseau de Transport d'Electricité) a publié début novembre son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité pour la période 2017/2035 et décrit différents scénarios possibles de la transition énergétique. Dès le lendemain Nicolas Hulot, ministre de la transition énergétique et solidaire, faisait savoir que l'objectif de réduire la part du nucléaire dans le mix électrique à 50% était reporté de 2025 à 2030/35. C'est qu'entre nucléaire et émissions de CO₂ il fallait choisir. En 24 heures le choix était vite fait : la transition peut attendre ! L'idéologie ou la foi dans les ENR ou dans la Loi de Transition Énergétique ne suffisent donc pas à transformer un mirage en réalité alors que tout observateur, un tant soit peu rationnel et objectif, pouvait prévoir depuis des années que l'objectif, comme l'horizon, était inaccessible.

Les partisans de la Loi de Transition ne se sentent pas battus pour autant : il faut faciliter le développement des ENR, simplifier les procédures, augmenter les programmes... le contribuable puis, à terme, le consommateur paiera mais on oublie de lui dire combien, l'étude de RTE est totalement muette sur ce sujet, ce qui ne manque pas de surprendre ! Une lecture attentive de l'étude RTE montre que, de façon surprenante, la démarche fait passer la réduction du nucléaire avant la protection du climat : réduisons le nucléaire et voyons les conséquences en termes d'émissions de CO₂ et non l'inverse réduisons comme il convient les émissions de CO₂ et voyons ce dont nous avons besoin en nucléaire pour ne mettre en péril ni la sécurité, ni l'indépendance énergétique du pays. La boussole de RTE est-elle dérégulée ?

En tout état de cause dans son étude prospective, grâce à des hypothèses favorables pour certaines et déraisonnables pour d'autres tel l'abandon sans aucune consultation de l'objectif d'indépendance électrique du pays, RTE n'hésite pas à affirmer sa confiance : pour 2035 tout sera possible, la part du nucléaire finira bien par baisser, sans risque pour le climat et sans risque pour la sécurité du réseau. Au-delà, à l'horizon 2050, les choses restent radieuses, l'ADEME et l'Association NegaWatt s'y emploient : c'est toujours le mirage du 100% renouvelables et de la fin du nucléaire. Avec les progrès en matière d'efficacité de l'usage de l'électricité et surtout en matière de sobriété (comprendre privations et décroissance) tout deviendra possible y compris la neutralité carbone.

En résumé, le parc EDF a sans doute gagné quelques précieuses années et on constate au plus haut niveau de l'État un retour à la raison et à un langage de vérité, ce qui change agréablement : après tant d'année où l'incantation prévalait, le retour à un pragmatisme auquel nous n'étions plus habitués montre que tout espoir n'est pas perdu.

- Fessenheim

Prise en otage depuis le choix électoraliste de 2011, la centrale de Fessenheim est condamnée. Cela a été confirmé dans la Loi de Transition Énergétique (fermeture avant la mise en service de Flamanville) et Ségolène Royal, malgré un combat acharné, n'a pas réussi à obtenir cette fermeture dès 2017. Quant à lui, Emmanuel Macron a indiqué *ne varietur* que la production cesserait comme prévu au démarrage de Flamanville, donc sans attendre l'avis de l'ASN : l'otage est donc bel et bien condamné sans jugement. La prudence n'aurait-elle pas voulu que, sur la base du bilan RTE déjà mentionné, l'arrêt de Fessenheim soit reporté à la date où l'EPR de Flamanville aura atteint sa pleine puissance plutôt que le jour où les premiers combustibles auront été chargés dans le cœur réacteur, ce qui aurait évité la fragilité du réseau dans l'intervalle ?

Bref, quoi qu'il arrive Fessenheim va être arrêtée ! Les uns sont résignés, les autres n'ont toujours pas compris pourquoi il faut fermer et les derniers attendent avec impatience ce trophée pour garnir leur tableau de chasse avant de reprendre leur combat : après Fessenheim, à qui le tour ?

- Bure : CIGEO Stockage profond des déchets

Le projet est long et compliqué à conduire, l'enjeu stratégique est de première importance pour la France. ANDRA avance tranquillement. La seule chose visible est que les antis s'incrument sur place. Ils font tantôt le combat juridique et tantôt le coup de main violent, proche du terrorisme (agressions contre les infrastructures locales et certains habitants...), ils rêvent de bloquer le projet comme leurs collègues le font à Notre-Dame-des-Landes.

Le risque d'enlisement est très réel : l'abandon du projet CIGEO serait une catastrophe pour le pays beaucoup plus importante que celui d'un aéroport dans les Pays de Loire.

- Complémentarité entre Nucléaire et les ENR (Renouvelables)

Nous n'avons pas pour habitude d'alimenter une guérilla stérile ou même contre-productrice entre nucléaire et renouvelables mais qu'on ne compte pas sur nous pour verser dans la théorie malsaine d'une trompeuse complémentarité entre ces deux moyens de production comme le font quotidiennement EDF, le CEA, les ministères, la presse sans oublier le lobby environnemental. Au gré des vents et du soleil, le nucléaire module la puissance de ses réacteurs, palie l'intermittence des ENR et leur sert de béquille bienveillante, voilà ce qu'est la complémentarité : d'une part les renouvelables ne supportent pas les coûts découlant de leur intermittence et de l'autre, le nucléaire fait son affaire du détriment technique et économique. Drôle de complémentarité ! L'Académie française doit revoir son dictionnaire.

Ceux de nos lecteurs désireux d'en savoir plus sur cette stratégie exemplaire, cette expérience française unique pourront consulter la courte analyse de Michel Gay au lien suivant :

<https://docs.google.com/viewer?a=v&pid=sites&srcid=ZGVmYXVsdGRvbWVpbnxzaxRlbWljaGVsNzN8Z3g6NzRINDhjMWFjZDFjNzYzNq> ou encore sur <https://www.contrepoints.org/2017/12/18/305695-nucleaire-renouvelables-complementaires-bonne-blague>

- Les EPR en construction

2018 sera l'année des grands démarrages, 4 sont en vue : en début d'année, en Chine, Taishan 1 doit diverger suivi à moins d'un an de Taishan 2, son jumeau ; l'EPR d'Olkiluoto en Finlande est en essais d'ensemble à chaud depuis décembre 2017, démarrage début 2019 ; l'EPR de Flamanville est en essais à froid depuis décembre 2017, démarrage fin 2018.

Par ailleurs la construction des 2 EPR anglais d'Hinkley Point a démarré.

- EDF Le grand saut solaire

Sous la pression du gouvernement et celle de l'opinion publique, EDF a soudain annoncé son intention de faire en France le grand saut dans l'énergie photovoltaïque avec un vaste plan de quelques 30 gigawatts de puissance sur une quinzaine d'années (2020/2035) installés par paliers de 1,5GW/an pendant 5 ans, puis 2GW/an pendant 5 ans, pour terminer à 2,5 GW/an pendant les 5 dernières années.

30 GW de puissance, c'est énorme par comparaison aux quelques 7,2 GW aujourd'hui raccordés (tous producteurs confondus dont seulement 200MW par EDF en France même) et très significatif par rapport à la puissance nucléaire installée (63,3 GW).

EDF se propose de répondre avec ce plan à toutes les exigences qui lui sont imposées tout en réduisant le poids du nucléaire dans le mix, sans nécessairement fermer autant de réacteurs qu'on aurait pu le craindre, mais en acceptant de les faire fonctionner à charge réduite... bel exemple de complémentarité interne et réelle cette fois !

Ce projet ambitieux comporte différents défis :

- 1) Défi financier 30GW c'est 25 Milliards d'euros d'investissement, c'est beaucoup pour une société déjà très endettée mais EDF doit pouvoir compter sur les banques et peut s'appuyer sur expérience de projets analogues menés hors de France avec différents partenaires de sorte qu'EDF pourrait n'avoir à investir que 20% en capitaux propres ; par ailleurs EDF bénéficiera de coûts d'investissement réduits comparés à ceux rencontrés dans le passé sur d'autres projets ;
- 2) Autre défi les surfaces au sol dont il faut disposer sont considérables : 30 000ha mais EDF ne part pas de rien (sites actuels y compris installations hydrauliques) et EDF espère sans doute que l'État et des collectivités locales libéreront certaines surfaces ;
- 3) Bien sûr le cadre administratif devra être adapté et EDF espère sans doute que le gouvernement soutiendra un tel projet.

Quelques chiffres à retenir sur le projet :

30 GW installés en France de 2020 à 2035 25 milliards d'euros d'investissement
30 000 hectares de foncier nécessaires 1 MW construit = 5 à 10 emplois créés (ADEME)

Bien sûr, en raison de l'intermittence du solaire, tant qu'on ne saura pas stocker et déstocker durablement de façon économique l'électricité d'origine solaire, solaire et nucléaire resteront difficilement comparables et répondront à des besoins différents. Un parallèle entre le projet annoncé par EDF et le nucléaire reste cependant tentant quoique non pertinent : avec un investissement de 25 milliards d'euros, soit 3 EPR nouveaux, il serait possible de produire 2 fois plus d'énergie pendant 3 fois plus longtemps qu'avec 30 GW solaires intermittents.

Un parallèle avec l'Allemagne

Malgré un effort gigantesque -et admiré par beaucoup- sur les renouvelables, l'Allemagne rate ses objectifs climatiques. Ceci n'est pas pour faciliter la mise en place d'une nouvelle coalition gouvernementale à Berlin et Angela Merkel n'a pas fait le déplacement de Paris pour le récent *One Planet Summit*. Les allemands le savent, les français l'ignoreront si France Stratégie ne l'avait pas reconnu dans une note très détaillée du 24 septembre.

http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/transition_energetique_allemande_la_fin_des_ambitions_etienne_becker_note_n59_aout_2017_0.pdf

C'est la fin d'une ambition : l'Allemagne sort rapidement du nucléaire (c'est en cours) mais rate son objectif sur le climat car si ses efforts sont très réels sur les renouvelables, la priorité est restée aux fossiles, au lignite le plus mauvais d'entre tous, pour produire l'électricité. L'Allemagne n'a cure ni du CO₂ ni des particules fines qu'elle exporte à l'envi, c'est un constat présent et l'avenir reste extrêmement incertain. Constat sévère juge la presse française qui peine à ouvrir les yeux : l'éolien ne garantit pas un approvisionnement sûr malgré plus de 50 GW installés et les moyens traditionnels (charbon et gaz) assurent l'approvisionnement en toute circonstance.

Par ailleurs, l'Allemagne reste hostile à la fixation d'un prix pour le carbone qui « procurerait un avantage au parc nucléaire français » et handicaperait l'industrie allemande et ses exportations puisqu'un prix de 30 €/tonne augmenterait de 40% le coût de l'électricité pour l'industrie. À l'évidence français et allemands ne vivent pas dans le même monde.

COP23 / One Planet Summit

Comme chaque année la COP s'est réunie pour sa 23^{ème} session ; session ordinaire sans grand agenda ce qui signifie que peu de chefs d'Etat ont fait le déplacement et que les spécialistes et diplomates de chaque pays ont eu tout loisir de défendre leurs intérêts propres sans se soucier d'abord de l'avenir du climat au plan global. Malgré le battage alarmiste habituel auquel se sont livrés l'ONU, le GIEC et les ONG sur le nouveau record des émissions de gaz à effet de serre, il ne fallait pas attendre beaucoup de cette 23^{ème} édition d'autant que le contexte ne s'y prêtait guère : émissions de CO₂ reparties à la hausse du fait de la relance de la croissance, notamment en Chine ; défection US annoncée sans être encore effective mais offrant à l'administration US l'occasion de saper les efforts des autres gouvernements ; etc.

Les engagements pris à Paris en 2015 sont insuffisants, chacun le sait depuis l'origine, pour limiter à 2°C la hausse des températures. La belle affaire : les engagements volontaires des états devront être revus périodiquement à la hausse et leur non-respect sera sanctionné par la seule opprobre internationale qui s'abattra sur les états défaillants. Les efforts nationaux doivent s'accroître et depuis la COP 21 de Paris on sait que c'est plutôt vers une hausse de 3,5°C que le monde va. Au total une conférence sans élan, sans leader au cours de laquelle le système onusien a retrouvé son traintrain habituel.

Le sommet de Paris, *One Planet Summit*, nouveau et premier du genre faisant suite à la COP23 avait pour ambition d'accélérer la quête aux financements pour permettre aux pays les plus pauvres et exposés de réunir les crédits pour *l'adaptation* sans parler des *pertes et préjudices*. Au total un succès d'estime avec quelques avancées remarquées sur l'arrêt du financement du charbon (FMI) ou celles faites par la *société civile* (grandes régions, industriels, fondations) que par les états eux-mêmes. Après le départ de Barack Obama, la défense du Climat attend encore son leader charismatique pour entraîner les autres à aller de l'avant.

A la COP comme à ce nouveau *Summit*, rien sur la taxation du carbone...et pourtant chacun sait que sans elle il n'y aura pas de salut pour le climat.

Rumeur sur un projet de refonte de la structure d'EDF

Depuis des années, l'État n'a mené aucune réflexion à long terme sur ce que devrait être la politique énergétique du pays et, pour ce qui est particulièrement d'électricité et d'EDF, il s'est limité à ramasser des dividendes que rien ne justifiait, soutenir de manière aveugle une concurrence excessive, sans rien faire contre les dérives du marché détruisant de la valeur... et voilà que tout à trac circule la rumeur selon laquelle Bercy étudierait une scission d'EDF. Ceci intervient curieusement au lendemain d'une interview de Nicolas Hulot parue dans le *Financial Times* : fâché sans doute qu'EDF ne partage pas sa foi dans les énergies renouvelables celui-ci a déclaré (traduit de l'anglais) *qu'EDF devait aider le pays à renoncer à sa dépendance au nucléaire et que lui-même était prêt à imposer un changement de gouvernance si nécessaire*. À l'évidence beaucoup en France oublient que la mission première d'EDF est de fournir au pays l'électricité dont il a besoin en toute circonstance même quand auront été supprimées toutes les réserves de production dont il dispose encore (charbon ou pétrole) et même si les renouvelables du fait même de leur intermittence sont incapables d'assurer un service équivalent.

Alors changer de gouvernance, à quoi bon ? Cela fait peur quand on voit comment l'État a géré EDF depuis 20 ou 30 ans. Les quelques exemples étrangers, dans des contextes tout à fait différents il est vrai, ne sont guère rassurants.

Le lecteur intéressé pourra se référer à l'étude publiée par Philippe François au lien suivant :

<http://www.ifrap.org/agriculture-et-energie/edf-le-geant-entrave>

Ou au texte de Jacques Percebois au lien suivant :

<https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/le-projet-de-scission-dedf-sanctuarisation-du-nucleaire-ou-depecage-programme>

Pour notre part nous croyons utile de faire part d'une rumeur qui circule mais ne souhaitons pas la commenter.

Nous aurions aimé évoquer dans ce numéro des efforts menés aux USA pour éviter l'arrêt progressif de beaucoup de réacteurs dont l'équilibre économique est mis en péril par la concurrence des gaz de schistes ; mentionner aussi les différents efforts faits au niveau fédéral pour maintenir ouverte à long terme l'option nucléaire. Nous aurions voulu parler de la Russie qui tente de truster tous les nouveaux programmes de construction à travers le monde en profitant du fait que la concurrence chinoise ne s'est pas encore déployée, que celle de la France n'est pas encore repartie et que celle de Westinghouse est aujourd'hui bloquée : le manque de place nous l'interdit.

Nous ne voulons pas cependant différer une information réjouissante et inattendue : à l'initiative du chef du parti local des Verts, la Finlande vient de faire le choix du « tout nucléaire ». Avec de petits réacteurs implantés près des villes, les besoins courants des habitants (chauffage urbain et domestique, rechargement des véhicules électriques, ...) vont pouvoir être satisfaits en substitution des combustibles fossiles. Nous aurons le temps de vous en reparler, puisque les réacteurs en question sont encore au stade de l'étude.

Un petit air de changement disions-nous en introduisant cet édit. C'est peut-être un petit peu optimiste ; les premières manifestations d'un vent nouveau ne constituent pas les prémices d'un changement fondamental d'autant que la France n'est pas seule en Europe et que sa situation est bien singulière par comparaison à celle de ses voisins allemands, belges, suisses et italiens.

Tout le monde sera cependant d'accord pour constater un net frémissement !

Faute de place nous n'avons pu retenir dans le corps de ce numéro un document important et passionnant sur le charbon (Le Charbon : une énergie du passé avec laquelle nous devons vivre encore longtemps !).

Il est diffusé par ailleurs (canal des dernières nouvelles) et mis sur le site au lien :

https://www.uarga.org/downloads/Documentation/Le_Charbon_Durret_2017-12-14.pdf

[Retour au sommaire](#)

ACCEPTATION DE LA CUVE DU RÉACTEUR EPR DE FLAMANVILLE

François JUSTIN

La synthèse ci-dessous faite et illustrée à partir des documents publiés par l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire, l'expert public en matière de recherche et d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques), a été validée par la Commission Communication de l'ARSCA.



La cuve du réacteur EPR de Flamanville dont la construction est en cours d'achèvement a défrayé la chronique depuis plusieurs années : au terme d'un très lourd programme d'investigations et de recherche conduit par AREVA et EDF, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a donné son accord pour la mise en service de la cuve. Cette affaire est difficile à comprendre par le non spécialiste pour deux raisons principales :

- *La nature des questions analysées est difficile : métallurgie de pièces en acier très spécial, de très grande taille et masse et de surface, pour certaines, très complexe ;*
- *L'échelle de temps : plus d'une dizaine d'années entre le début de fabrication de l'appareil et sa mise en service, période au cours de laquelle les spécifications auxquelles devaient répondre l'appareil ont changé, avec mise en application de la nouvelle norme selon un protocole paru par étapes et tardivement.*

Il convient enfin de signaler qu'un problème connexe est venu troubler la sérénité du débat : la découverte de certaines irrégularités dans la documentation, qualifiées, avant toute analyse, de falsifications, terme en l'occurrence impropre puisqu'il n'y a pas eu dissimulation. Sans incidence

réelle sur la qualité du produit puisque cela ne concernait pas des pièces EPR, ce problème supplémentaire est venu alourdir de façon extrêmement importante la charge de travail d'AREVA.

C'est le 12 octobre 2017 que l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a donné un avis favorable à l'utilisation de la cuve et son couvercle fabriqués à partir de 2006 : cette autorisation est assortie de quelques conditions que l'exploitant devra respecter.

La question est née à la suite d'une interférence entre le début de la fabrication des pièces de la cuve et l'émission concomitante d'une nouvelle réglementation des appareils à pression (Arrêté de décembre 2005 dit ESPN – Enceintes Sous Pression Nucléaires) plus exigeante que la réglementation de 1979 à laquelle elle se substitue. Les difficultés d'interprétation de cette nouvelle règle n'ont été éclaircies que progressivement – un guide d'application N°19 a encore été émis en mars 2013, jusqu'à faire apparaître la question de la teneur en carbone des zones centrales, qui a nécessité des mesures et leur exploitation avant que la question ne soit évoquée publiquement en 2015.

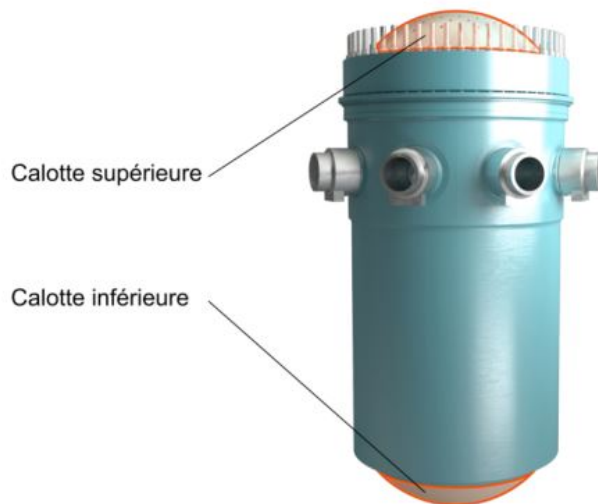
Les pièces respectaient les obligations de la réglementation de 1979 et AREVA a fait preuve d'une totale transparence dans les négociations avec l'ASN. Il n'y a aucun lien entre cette question et la question des anomalies documentaires constatées ultérieurement à l'usine du Creusot, qui font l'objet d'un traitement complètement distinct de celui qui est décrit dans la suite de ce document.

L'arrivée sur site de la cuve du réacteur en 2013 et son montage début 2014 ont été suivis d'un grand nombre d'études et analyses complémentaires pour justifier sa sûreté dans les conditions réglementaires, que nous verrons plus loin. Analyses sur pièces originales elles-mêmes mais aussi sur des pièces neuves identiques, fabriquées dans les mêmes conditions, qui ont subi des essais destructifs (pièces dites « sacrificielles », ce qui est peu courant).



Arrivée de la cuve de l'EPR (European Pressurized Reactor) sur le site de Flamanville

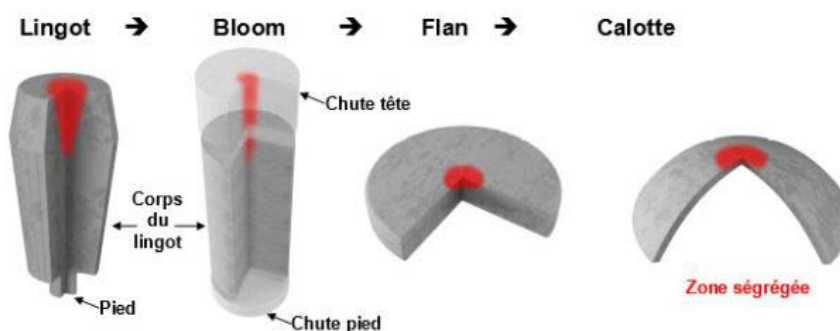
La cuve du premier EPR construit en France a été fabriquée dans les usines de Creusot-Loire en 2006 et 2007, et le dossier de fabrication envoyé par AREVA à l'Autorité de Sûreté en 2008. Après discussion avec les Autorités, un dossier plus complet a été envoyé par AREVA en 2010. En 2011/2012, l'Autorité a demandé davantage d'examen dans la zone de la calotte inférieure et la calotte supérieure (couvercle amovible), que l'on peut voir ci-dessous.



Le problème vient de la constatation d'un excès de carbone dans certaines zones du fond de cuve et du couvercle de la cuve. Il y a en effet une petite quantité de carbone allant jusqu'à 0,32 % dans l'acier, ce carbone ayant un effet favorable à la résistance mécanique, mais défavorable pour la ténacité (diminution de la résistance de l'acier à la propagation d'une fissure). Il existe un optimum dans la zone de 0,20 à 0,22 %, reconnue par le code RCCM (Code de construction des équipements sous pression nucléaires). Or, des mesures ont donné des valeurs locales allant jusqu'à 0,32 %.

Pourquoi ces pics ? La figure suivante montre les phases d'élaboration du lingot d'acier dans le moule vertical qui reçoit l'acier en fusion, le carbone plus soluble dans les zones chaudes se concentre dans celles-ci, en particulier au centre du haut du lingot qui se refroidit en dernier.

Zones des Calottes de cuve



Étapes successives de forgeage du fond et du couvercle de la cuve En rouge, zone présentant un excès de carbone

La pratique est d'éliminer après solidification le haut du lingot, mais il s'est avéré que l'on n'avait pas suffisamment enlevé de matière dans la zone en rouge contenant un excès de carbone, et il restait des pics à 0,32 %. Le délai de fabrication d'une nouvelle cuve avec son couvercle étant jugé rédhitoire, AREVA et EDF décidèrent de démontrer que les caractéristiques réelles des éléments fabriqués étaient suffisantes pour résister aux conditions normales et accidentelles de sollicitations, avec un niveau de sécurité équivalent.

Il s'agit de démontrer que le risque de rupture brutale de la cuve est suffisamment faible, compte tenu de la pression et de la température. Pour la pression, les contraintes sont évidentes et calculables ; pour la température, la résilience (fragilité) entre en compte, et les basses températures, par exemple 0°C dans le code, sont particulièrement défavorables et invraisemblables en exploitation.

Un autre élément est également crucial : la taille des défauts et leur orientation. Le choix effectué pour la taille des défauts est une dimension de 20 mm, limite basse de détection des appareils, opérations de détection faites par AREVA sous le contrôle d'un organisme indépendant mandaté par l'ASN. Les analyses ont conduit à prélever un grand nombre d'échantillons, dont des prélèvements destructifs effectués sur deux pièces sacrificielles, analysés par AREVA et les organismes indépendants. Le tableau ci-dessous présente l'échantillonnage conséquent réalisé, le nombre d'essais mécaniques (1722) ainsi que le nombre analyses chimiques (1503) dont beaucoup ont été faites par les organismes mandatés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Le rapporteur au Groupe permanent d'experts note que la quantité de paramètres et de données dépasse ce qui est habituellement analysé dans le cadre des qualifications techniques des opérations et notamment lors du traitement d'une non-conformité.

Tests	Température	FA3 INF		FA3 SUP		UK SUP		UA INF				UA SUP				TOTAL Par type d'essai
		Recette	Recette	Recette	Seg. 1/4 ep.	Seg. 1/2 ep.	Recette	Seg. 1/4 ep.	Seg. 1/2 ep.	Seg. 3/4 ep.	Recette	Seg. 1/4 ep.	Seg. 1/2 ep.	Seg. 3/4 ep.		
Charpy (transition)	Variable (dont 0°C)	18	18	18	72	52	18	36	36	36	18	36	36	36		430
Charpy (RTNDT)	Fonction de TNDT	-	-	-	2 x 12	2 x 12	-	12	12	12	-	2 x 12	2 x 12	12		144
CT25	50°C & 330°C	6	6	6	12	8	6	9	9	9	6	10	10	10		107
CT12.5	variable	40	40	48	144	84	38	72	72	48	20	74	72	48		800
Traction (interprétation CT25)	50°C & 330°C	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		136+9 en peau
Traction	Ambiante	/	/	/	3	3	/	3	3	3	/	3	3	3		
Traction (interprétation CT12.5)	variable	6	6	6	14	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
PELLINI	variable	-	-	-	2 x 8	2 x 8	-	8	8	8	-	2 x 8	2 x 8	8		96
Total par zone (hors analyses chimiques)		72	72	80	287	195	70	148	148	124	52	171	169	125		1722
Nombre d'analyses chimiques		18	18	74	286	193	19	143	147	122	17	167	169	121		1503

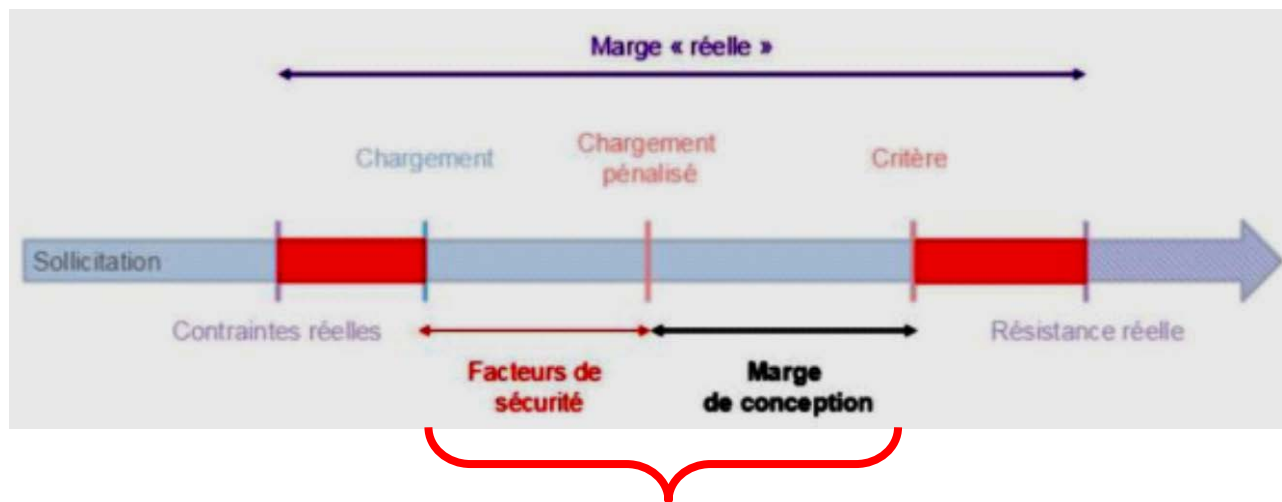
Synthèse du programme



L'IRSN a vérifié les calculs réalisés par Areva NP par comparaison aux résultats de ses propres calculs. L'analyse de sûreté a consisté à vérifier :

- Le caractère pénalisant de la taille et de l'orientation des défauts postulés.
- Le caractère conservatif des chargements thermomécaniques (dû essentiellement à des chocs thermiques).
- La prise en compte des facteurs de sécurité conventionnels.
- Que les propriétés mécaniques enveloppent les résultats d'essais, de manière conservative.

Les marges obtenues à l'issue de ces calculs sont positives et l'aptitude au service du composant est démontrée.

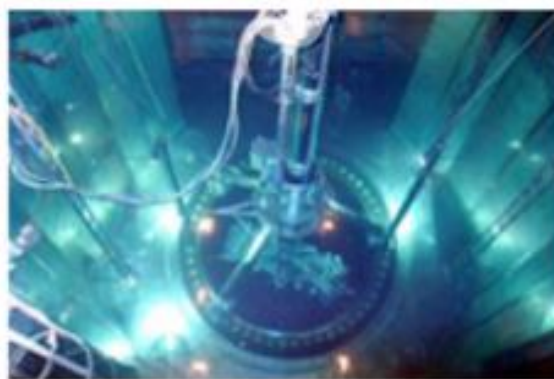


Approche codifiée

Conclusion

Ces éléments ont été approuvés par l'IRSN et le Groupe Permanent d'Experts Réacteurs reconnus par l'ASN. **La ténacité a été jugée suffisante pour prévenir avec un coefficient de sécurité acceptable la rupture brutale du fond de cuve et de son couvercle.** La taille des défauts postulés est jugée suffisamment conservatrice. La figure montre les contraintes réelles à gauche, augmentées de facteurs de sécurité et de marges de conception pour aboutir à la résistance réelle.

Un troisième élément est l'influence de l'irradiation des aciers par la réaction nucléaire. Compte tenu des protections axiales et périphériques du cœur, cet effet n'est pas significatif. Il est néanmoins prévu un examen de détection de l'évolution des défauts du fond de cuve après plusieurs années d'exploitation (visite décennale).



Vue de l'accès au couvercle

Ce contrôle n'est pas praticable pour le couvercle de la cuve, compte tenu des nombreuses pénétrations pour les mécanismes de barres de contrôle et d'arrêt du réacteur que l'on voit en figure ci-dessous. Sauf élément nouveau, l'ASN demande donc la mise en place d'un nouveau couvercle d'ici fin 2024.



Couvercle de cuve du réacteur vu de dessus et de dessous

À noter que l'épreuve hydraulique de la cuve avec son couvercle sera faite avec de l'eau à 35°C pour l'épreuve initiale et 60°C pour les requalifications périodiques pour se rapprocher des conditions réelles d'un arrêt. Ont été rajoutées des consignes et des sécurités spécifiques sur les pompes primaires pour supprimer l'occurrence d'un refroidissement brutal de la cuve qui pourrait donner un chargement thermomécanique excessif.

[Retour au sommaire](#)

L'ACTUALITÉ DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES

Claude SEYVE

En France :

Il est impossible de baisser la part du nucléaire à 50 % du mix électrique d'ici 2025. Et c'est Nicolas Hulot qui le reconnaît, publiquement et officiellement alors que personne n'avait jamais osé, va-t-on doucement vers un peu plus de réalisme après des années de dogmatisme ? Ce n'est pas encore très sûr, mais il est grand temps que l'industrie nucléaire française dispose d'une bonne visibilité à moyen et long terme, comme ses concurrents russes et asiatiques qui confortent leurs positions.

Un arrêt du Tricastin tourne au mauvais roman -cher payé-. Ce sujet a été au cœur des échanges d'une récente réunion de la Commission Locale d'Information à la préfecture de Valence : le 27 septembre, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), face au risque théorique de rupture d'une portion de la digue de Donzère-Mondragon en cas de séisme très important, a ordonné l'arrêt complet des 4 réacteurs du Tricastin pendant les travaux de renforcement d'une durée de deux mois. Déclarant que cet arrêt n'était pas nécessaire et qu'elle ne partageait pas l'avis de l'ASN, EDF a été obligée de s'exécuter, l'Autorité de Sûreté étant souveraine. L'arrêt a fait perdre la production de 6 milliards de KWH. Le montant des travaux de consolidation a été de 3 millions d'euros, mais la perte de production est estimée à 200 millions d'euros par EDF. Cherchez l'erreur...



EDF vient d'annoncer un grand plan d'investissement dans le solaire pour accélérer la décarbonation de l'énergie aux côtés du nucléaire. Pour le Président d'EDF interviewé sur Europe 1, ce programme de 30 GW n'entraîne aucune fermeture de centrale nucléaire. Seule Fessenheim sera fermée après la mise en service de Flamanville, « puisque tel est le choix de l'État ». Le programme de « grand carénage » visant à augmenter la durée de vie des centrales est maintenu dans son intégralité. <http://www.europe1.fr/emissions/linvite-de-patrick-cohen/jean-bernard-levy-si-on-veut-la-transition-energetique-en-france-il-faut-beaucoup-de-solaire-3518468>

Au Royaume Uni :

EDF a procédé à une revue du budget et du calendrier du projet EPR d'Hinkley Point : le coût a été réévalué à 19,6 milliards de livres soit une augmentation de 1,5 milliards par rapport aux évaluations précédentes. L'objectif final de livraison est maintenu à fin 2025. Les deux réacteurs fourniront 7 % de l'électricité du pays.

L'industrie chinoise s'organise en vue du développement de son réacteur Hualong One : trois entreprises ont été créées à cet effet par China General Nuclear Power Group (CGN) : Bradwell Power Corp, responsable du projet des deux tranches de Bradwell, (projet auquel EDF participe pour un tiers), General Nuclear System LTD en charge de la procédure d'homologation du système Hualong One au Royaume Uni, et General Nuclear International pour lancer les projets de CGN dans le pays.

Après le retrait d'Engie, c'est **Toshiba qui abandonne le projet de construction de deux réacteurs AP 1000 Westinghouse sur le site de Moorside**. Mais ce n'est peut-être pas fini, le Sud-Coréen Kepco est en négociation avec Toshiba pour la reprise du projet.

En Suède, Oskarshamn, 1 a été arrêté définitivement. Le bas niveau des prix de l'électricité à court terme sur le marché et les taxes suédoises sur la production d'électricité nucléaire ont conduit OKB à prendre cette décision. Ce réacteur, démarré en 1971 a produit au total 110 milliards de kWh.

En Finlande, d'après l'électricien TVO, la cour d'arbitrage internationale se serait prononcée, à travers 3 décisions partielles successives, **en sa faveur** dans le conflit qui l'oppose au consortium AREVA-SIEMENS pour la construction de l'EPR Okiluoto 3. TVO estime son préjudice à 2.6 milliards d'euros tandis que COGEMA-SIEMENS réclame 3,5 milliards.

Dans l'Est de l'Europe les projets se précisent :

En République Tchèque, l'objectif du pays est d'avoir remplacé la moitié de la production d'électricité issue du charbon, par de la production nucléaire. Ceci impliquera au moins **4 tranches nucléaires de 1000 MW**

En Pologne un investissement de 6000 MW nucléaires d'ici 2035 est prévu.

Par ailleurs, **les Russes poursuivent leur projet, conclus sans appel d'offre de deux réacteurs sur le site de Paks en Hongrie d'ici 2023 et deux VVER 1200 à Ostrovets en Biélorussie**, dont le démarrage est prévu pour 2019 et 2020, le dôme de la tranche 2 vient d'être mis en place.

Au Moyen Orient :

Rosatom poursuit son projet de 4 VVER 1200 sur le site d'Akkuyu en Turquie. Il s'agit d'un projet B.O.O. (Build Operate Own) dans lequel les russes construisent, exploitent, entretiennent et désaffectent les tranches.

Aux Émirats Arabes Unis, la tranche 1 de Barakah construite par le Coréen Kepco, est pratiquement terminée. Malgré une remarquable tenue des délais et du budget, on attend. En effet, le démarrage en Corée de la tête de série Shin Kori 3 a été retardé suite à des malfaçons au niveau de certains câblages. De ce fait, la formation des équipes d'exploitation et le retour

d'expérience nécessaires au démarrage de Barakah a été jugé insuffisant à ce jour par les autorités de sûreté. Ce devrait être l'affaire de quelques mois et Barakah 1 doit démarrer courant 2018, les 3 autres tranches suivant à un an d'intervalle.

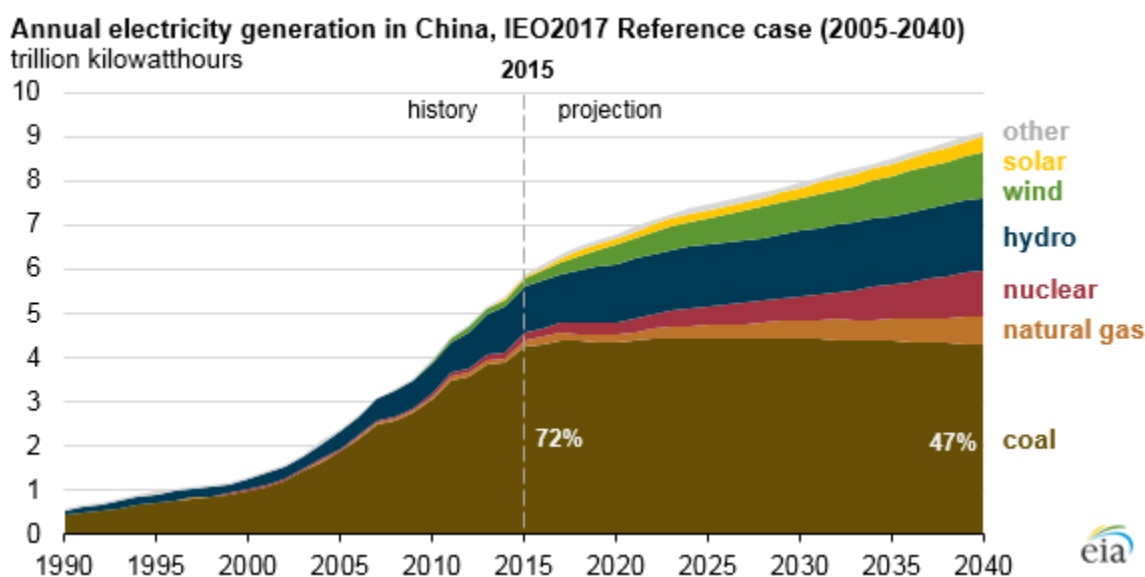
En Iran, les travaux de génie civil de la tranche 2 (VVER russe) de Buser ont été lancés à l'occasion d'une visite officielle du président Poutine dans le pays. Deux réacteurs VVER 1200 viendront compléter Buser 1 pour un coût de 10 milliards de dollars.

Dans ce contexte **l'Arabie Saoudite** ne veut pas être en reste, elle **entend construire deux réacteurs** dans un premier temps, n'hésitant pas par ailleurs à parler d'utilisation d'uranium local... La Russie, malgré son implication en Iran, a réussi à signer un accord de coopération nucléaire visant notamment la construction de réacteurs, après l'Argentine, la Chine la Corée du Sud et la France. Belle bagarre en perspective !

Le site de Roopur au Bangladesh attend pour décembre son premier béton pour la construction **de deux réacteurs VVER 1200** financée par l'État russe.

L'Inde vient de préciser son programme d'implantation de réacteurs indigènes à eau lourde pressurisée (PHWR) : dix réacteurs de 700 MW seront construits d'ici 2031. Au-delà des sites existants, deux nouveaux sites sont prévus dans le Madhya Pradesh et le Rajasthan. Le coût total annoncé est de 16,3 millions de dollars. Dans le même temps, **la deuxième phase de construction de réacteurs VVER 1000 a démarré à Kudankulam.** Après le démarrage de Kudankulam 1 et 2 en 2013 et 2016. 6 réacteurs sont prévus sur ce site. Au total les russes prévoient de construire 12 réacteurs avec le concours de l'industrie indienne.

En Chine, les mises en service de nouveaux réacteurs se succèdent à une allure comparable à celle du programme français des années 80 : 37 réacteurs fonctionnent, 20 sont en construction, ce qui permettra d'atteindre une capacité totale de 58 GW en 2021, on parle maintenant de 150 GW à l'horizon 2030. Ces chiffres importants sont à relativiser quand on se réfère à la taille du pays et au poids prévu des diverses sources :



À surveiller particulièrement le site de Fugin où se construit le premier réacteur chinois de génération 3 (Hualong 3), et celui de Taishan où le premier EPR tarde semble-t-il à entrer en service.

En Corée le premier réacteur du pays, Shin Kori 1 a été définitivement arrêté après 40 ans d'exploitation. Après la décision du nouveau Président sud-coréen Moon Jae In de stopper toute construction de nouveaux réacteurs, le cas du devenir du site de Shin Kori s'est posé. Ce site, qui reflète bien l'évolution du nucléaire dans le pays, devait comprendre 10 réacteurs, dont 5 sont en fonctionnement, aujourd'hui : Kori 2,3 et 4 construits par Westinghouse et démarrés entre 1983 et 1986, Shin Kori 1 et 2 de type OPR 1000 construits par l'industrie coréenne sur la base de la technologie rachetée à Combustion Engineering, démarrés en 2010 et 2011. **Shinkori 3, tête de série de l'AP 1400, fer de lance des Coréens à l'exportation a démarré fin 2016 avec retard** du fait de malfaçons dans le câblage du contrôle commande. Trois autres AP 1400 sont prévus : Shinkori 4 est en phase de test et doit démarrer en 2018, restait le cas des deux derniers AP 1400 qui en étaient au niveau des travaux préparatoires et étaient bloqués par la décision du Président coréen. Finalement, la construction vient d'être autorisée à la suite des travaux d'une commission de 471 citoyens « choisis au hasard ».

Au Japon, le redémarrage du nucléaire se poursuit, retardé par de nombreuses actions de blocage administratif et juridique alors que la « Nuclear Regulation Authority » approuve de nombreux projets « post Fukushima ». Kansai vient de remettre en service Takahama 3 et 4. À noter au passage que « New AREVA » (ex COGEMA) vient de signer avec JNFL un nouveau contrat pour la fabrication de 32 assemblages MOX destinés à Takahama. Par ailleurs le gouvernement de la préfecture de Fukui a donné son accord définitif au redémarrage d'Ohmi 3 et 4 qui devrait, d'après Kansai, être effectif dans les premiers mois de 2018. Il y aura alors 7 réacteurs remis en service.

Aux États-Unis l'achèvement coûteux des 4 réacteurs Westinghouse AP 1000 pose problème après la faillite déclarée par Toshiba : Georgia Power estime devoir terminer la construction de Vogtle 3 et 4 et a soumis la révision du projet à la « Public Service Commission » de Géorgie qui statuera en février 2018. Selon certaines sources, le coût total serait de 19 milliards de dollars ! Le ministère fédéral de l'énergie (DOE) mettrait la main à la poche avec un prêt de 3,7 milliards. Autre orientation pour VC Summer 3 et 4, les actionnaires, South Carolina Electric and Gas et Santee Cooper ont décidé en juillet d'arrêter la construction devant son coût prohibitif. Elle a cependant suspendu cette décision pour laisser le temps à l'État de Caroline du Sud d'étudier l'avenir du projet.

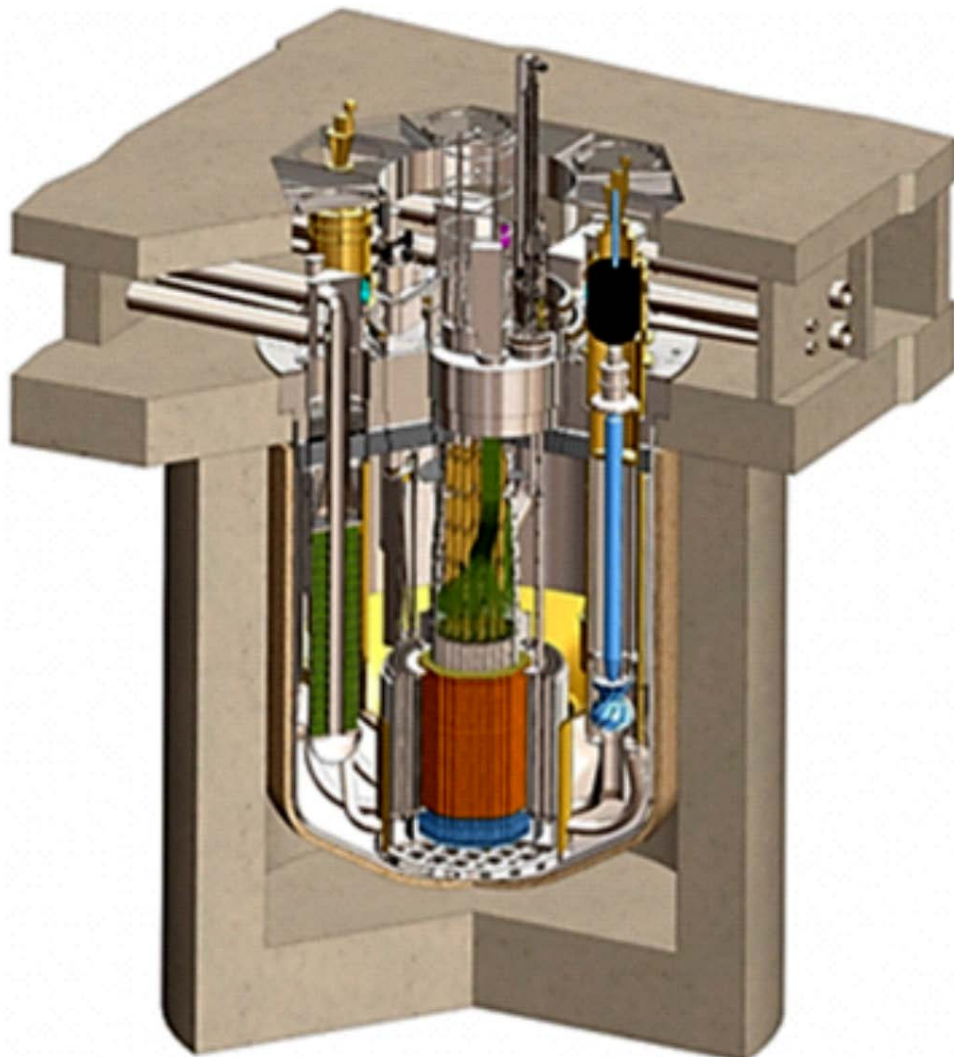
La prolongation à 60 ans de la durée de vie est maintenant la norme : Après South Texas Project qui vient d'obtenir de la NRC une prolongation de 20 ans, **ce sont 86 des 99 tranches en service aux États-Unis qui sont autorisées pour 60 ans !** Et, last but not least, NRC qui est l'ASN américaine, en est à suggérer que **des prolongations à 80 ans de certaines installations seraient possibles** et publie un guide à l'intention des exploitants à cet effet. Pour les sceptiques, voir :

<https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html>.

Pendant ce temps en France on fait du sur place...

Et Bill Gates croit toujours au *Traveling Wave Reactor* (TWR) (en français réacteur à onde de combustion) concept surgénérateur miracle des années 50 qui produirait de l'énergie pendant 60 ans sans rechargement. Sa société ad hoc, Terra Power vient de constituer à parité avec le Chinois CNNC la coentreprise Global Innovation Nuclear Energy Technology visant dans un premier temps la construction d'une installation de démonstration de 600 MW en Chine.

Pour plus d'information : <http://terrapower.com/technologies/twr>



[Retour au sommaire](#)

TOURNANT DANS L'ENRICHISSEMENT DE L'URANIUM

Patrice CAUMARTIN

L'enrichissement, longtemps cantonné à des prix allant de \$ 70 à \$ 100 par unité, a connu ces 15 dernières années une période prodigieuse, atteignant son zénith historique à \$160 en 2010 pour arriver aujourd'hui à \$ 39 pulvérisant en valeur actualisée, les prix historiques les plus bas.

Comparée à celle de l'uranium, cette évolution est plus complexe car outre qu'elle sanctionne l'avortement de la renaissance nucléaire des années 2000, elle procède d'un changement structurel d'ordre technologique qui n'est pas sans conséquences sur le marché de l'uranium.

Suprémie des centrifugeuses

Alors que jusqu'à la chute de l'URSS la diffusion gazeuse régnait en maître dans le monde à économie de marché avec les grosses usines américaines et française voraces en énergie, les années 80 virent émerger la technologie de la centrifugation, insensiblement d'abord en raison de la médiocre tenue mécanique des centrifugeuses, puis d'une façon irréversible grâce au saut technologique apporté par l'introduction des fibres de carbone.

Développées après la seconde guerre mondiale en URSS par une équipe d'ingénieurs allemands, butin de l'armée rouge victorieuse, cette technologie essaime à l'ouest en 1957-58 pour s'implanter en Europe grâce aux efforts acharnés de l'opérateur européen URENCO à développer des générations de centrifugeuses de plus en plus performantes.

Cette progression, associée à l'arrivée sur le marché de l'enrichissement issu des centrifugeuses russes, fut irrésistible. En 2003 AREVA acquérait cette technologie en formant à parité avec URENCO une société : ETC, productrice des plus performantes des centrifugeuses existant sur le marché, pour remplacer dans la foulée son usine de diffusion gazeuse (Eurodif) par une usine de centrifugation, GB2.

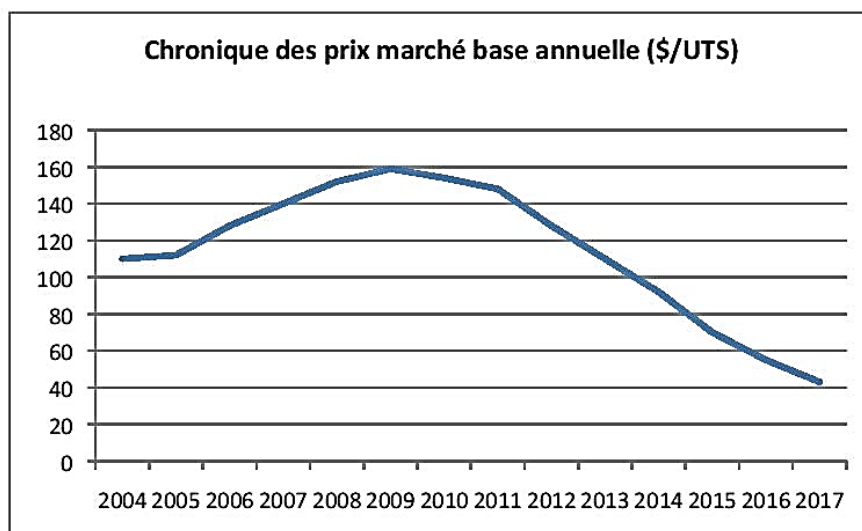
Incomparablement plus économes en énergie, modulables et de bonne résilience, ces cylindres en rotation rapide qui enrichissent l'UF6 gazeux en U235 en leur centre et l'appauvrissent près des parois ont supplanté ces 20 dernières années tous les autres procédés d'enrichissement parce que produisant à moindre coût.

À remarquer, revers de la médaille : toutes ces qualités font aussi de la centrifugation la voie royale de la prolifération. Moins coûteuse, progressive et discrète dans ses installations, elle est à l'origine, par l'entremise zélée du pakistanais Abdul Qadeer Khan (ex URENCO) de tout une génération d'aspirants artificiers planétaires avec entre autres le Pakistan, l'Iran, la Chine et la Corée du nord...

Marché de l'enrichissement

Désormais à l'exception d'une petite unité chinoise de diffusion gazeuse, l'enrichissement mondial dans sa totalité repose sur le travail des centrifugeuses. Voyons comment son marché s'en trouve affecté.

Le graphe ci-dessous retrace l'historique des prix des services d'enrichissement exprimés en Unités de Travail de Séparation (usuellement UTS).



On y distingue une période ascendante culminant en 2009. Deux facteurs l'ont initiée :

- Le « trade case » : opération, en forme d'un injuste procès commercial en dumping et subvention, au cours de laquelle la très libérale administration américaine taxe, pour prolonger une diffusion gazeuse domestique à l'agonie (USEC), les UTS françaises passant la frontière américaine. L'effet est immédiat et le prix marché des UTS dépasse durablement les \$ 100/UTS,
- La renaissance nucléaire du début de siècle : l'anticipation de la relance de la construction de réacteurs porte les cours à des niveaux jamais atteints.

Passé un court plateau la courbe amorce dès 2010 une période de déclin continu dont nous ne percevons pas encore la fin. On remarquera que cette inflexion précède 2011 : échec de la renaissance déjà perçu par le marché bien avant Fukushima, début de la suprématie des centrifugeuses ?

Une cause structurelle va rendre cette chute inexorable : tous les enrichisseurs à l'exception d'AREVA font s'envoler leurs capacités (+40% environ au total) alors que les espoirs de nouveaux réacteurs en Europe et aux USA deviennent des peaux de chagrin et que ferment les réacteurs japonais ! De sorte qu'alors que la demande mondiale devrait avoisiner les 50 MUTS, la capacité mondiale totale culmine maintenant à 59 MUTS réparties entre 4 enrichisseurs : le russe Rosatom (27 MUTS), l'européen URENCO (19 MUTS), AREVA (7,5 MUTS) et le chinois CNNC (5,5 MUTS).

Ceci nous amène aujourd'hui à un prix marché de \$ 39 / UTS, un niveau impensable à l'époque où prédominait la diffusion gazeuse, indication (s'il en était besoin) de l'incomparable compétitivité de la centrifugation.

Poursuivant cette logique, la chute des cours devrait s'enrayer une fois atteint le coût marginal de l'unité de centrifugation la moins performante et les prix remonter lorsque cette unité est arrêtée. Cependant les choses sont un peu plus complexes dans l'enrichissement.

Suralimentation/sous-alimentation

Dans un contrat d'enrichissement, la quantité en uranium naturel sous forme UF_6 à fournir à l'enrichisseur par l'électricien et la quantité d'UTS requises pour l'enrichissement procèdent des **équations de séparation** réglées sur 3 paramètres : 1) la quantité d'uranium enrichi, 2) son isotopie, 3) l'isotopie de de l'uranium appauvri (taux de rejet). Si les deux premiers paramètres sont fixés par le réacteur, il n'en est pas de même pour le taux de rejet qui est un paramètre ouvert : établi contractuellement par les deux parties contractantes (**taux contractuel**), il est en réalité à la main de l'enrichisseur, propriétaire en dernier ressort de l'uranium appauvri (**taux effectif**).

Si le taux de rejet effectif est plus élevé que le taux contractuel, moins de travail de séparation sera nécessaire pour produire l'uranium enrichi contracté. En contrepartie il faudra plus d' UF_6 que la quantité apportée par l'électricien pour compenser le surcroît d'uranium 235 qui part dans l'uranium appauvri. On appelle cette pratique : **suralimentation**. Réciproquement, si le taux effectif est moins élevé que le contractuel, le travail de séparation sera plus intense avec pour contrepartie moins d' UF_6 naturel entrant nécessaire c'est la **sous-alimentation**.

En résumé, la suralimentation économise les UTS et consomme plus d'uranium naturel, la sous-alimentation consomme plus d'UTS et moins d'uranium naturel avec pour corollaire commercial: dans la suralimentation l'enrichisseur intervient sur le marché en tant qu'acheteur d' UF_6 naturel et dans la sous-alimentation il devient vendeur.

Dans cet ordre d'idée, les années 90 furent une période durant laquelle on pratiqua la suralimentation. Le prix de l' UF_6 naturel était particulièrement bas (de l'ordre de \$ 25 /kgU / UF_6) en regard de prix UTS réglés sur les piètres performances de la diffusion gazeuse américaine (~\$ 85-95 / UTS) et le marché en raison de meilleures performances des réacteurs, de plus en plus demandeurs d'uranium enrichi. Des achats conséquents d' UF_6 effectués par des enrichisseurs contribuèrent de façon significative à éponger les stocks d'uranium qui inondaient le marché et à faire remonter le prix de l'uranium.

La tendance actuelle est radicalement renversée. Certes les prix de l'uranium ont chuté mais sans atteindre les bas précédents. Nous sommes au - dessus de \$ 55/kgU / UF_6 à opposer aux \$ 39 de l'enrichissement. La capacité d'enrichissement est trop élevée en regard d'un parc de réacteur passablement mité. Les conditions sont réunies pour que se développe une période d'intense sous-alimentation.

De façon théorique la décision d'opter pour l'une ou l'autre des deux approches repose sur la différence entre taux de rejet contractuel et taux de rejet effectif.

Le taux contractuel procède d'une recherche d'optimum pour les coûts d'approvisionnement Unat-UTS des électriciens, l'inertie et les prix plus élevés des contrats long terme y jouent un rôle clé.

Le taux effectif s'appuie sur un prix marché spot de l' UF_6 naturel et sur le coût marginal de l'usine d'enrichissement sachant qu'une usine d'enrichissement ne s'arrête pas et que la quantité de travail d'une usine en activité n'est pas rétractable, que ses coûts dépendent des conditions économiques du pays, du niveau d'exigence de ses autorités de sureté.

Galop quantitatif

Nous raisonnerons sur l'année 2017 en nous appuyant sur les données statistiques de la World Nuclear Association (WNA) ainsi que celles d'Euratom.

Des données WNA nous pouvons déduire que la demande mondiale en uranium enrichi contenu dans les recharges de combustible, s'établit à 7000 t U avec une isotopie moyenne de l'ordre de 4,7 % d'U235.

Les statistiques Euratom indiquent un taux de rejet contractuel moyen de 0,24% pour les électriciens européens. C'est sans doute une bonne approximation du taux mondial.

À partir de ces données les équations de séparation permettent d'inférer pour l'année 2017 des demandes mondiales de 66 000 t U en uranium naturel et de 52 MUTS en enrichissement.

En comparant ce dernier chiffre à la capacité mondiale (59 MUTS), on note **une surcapacité de 7 MUTS** pour l'enrichissement.

Reste à évaluer la quantité d'uranium naturel que va pouvoir produire ce surplus de 7 MUTS. Une approche simple consiste à partir de l'hypothèse que la totalité des 59 MUTS ont été mobilisées pour produire les 7 000 t U à 4,7% des combustibles et à utiliser les équations de séparation pour déterminer les taux de rejet et uranium naturel entrant correspondants. On en déduit un taux moyen effectif de 0,187 % U235 et un besoin en UF₆ naturel entrant de 60 000 t d'U.

Ce chiffre comparé aux 66 000 t d'uranium qu'apportent les électriciens aux enrichisseurs révèle un delta de 6 000 t d'uranium que les enrichisseurs peuvent mettre sur le marché. Si l'on valorise cet uranium au prix spot, cela équivaut à un bonus pour les enrichisseurs de \$6,5 par UTS.

Plus encore, on peut majorer ces 6 000 t d'U en mélangeant à l'uranium naturel entrant dans la cascade de l'uranium appauvri historique.

Pour évaluer l'ordre de grandeur d'une telle approche, supposons le cas limite où la totalité des 7 MUTS de la surcapacité enrichissement est utilisée pour produire de l'uranium naturel à partir d'appauvri à 0,40% U235 avec un rejet à 0,18%. Ce faisant, on génère la bagatelle de 12 500 t U/UF₆ !

Que les producteurs d'uranium se rassurent cette opération n'est possible que si l'on paramètre des cascades spécialement à cet effet. À notre connaissance seule une installation russe l'a faite au sein d'un processus visant à rendre l'uranium issu du démantèlement des ogives de l'« Accord HEU » conforme aux spécifications des installations occidentales. À noter cependant que le DOE aux États-Unis a dans ses cartons le projet de ré-enrichir une part de son appauvri historique...

Une surcapacité durable ?

Un moindre coût et des surcapacités font de la centrifugation une source fatale d'uranium secondaire qui affecte de façon tangible la mine d'uranium naturel.

Le terme de cette surcapacité est difficile à prédire. Les vieilles centrifugeuses sous-critiques du parc russe perdurent grâce à un stock de rechange considérable. La productivité n'est pas fameuse mais l'économie des sites russes est bien différente de celle des sites européens et la dynamique de construction de centrales russes urbi et orbi ne milite pas pour un recul.

Plus encore, on imagine mal que la Chine, engagée dans un programme nucléaire conséquent prenne le risque en des temps où les politiques d'embargo font florès, de dépendre du reste du monde pour ses services d'enrichissement. En possession de la technologie de la centrifugation, elle va à moyen terme agrandir son parc enrichissement.

Un bémol possible cependant : la présence sur le sol d'une Allemagne sans plus aucune énergie nucléaire du site d'enrichissement allemand d'URENCO de Gronau a-t-elle des chances de se maintenir ?

Finalement c'est par le biais de la baisse des taux contractuels que peut s'opérer sur le court terme un relâchement relatif de la contrainte sous-enrichissement mais dans quelle mesure les approvisionnements des électriciens par des contrats à long terme rendront cette approche économiquement pertinente pour eux ?

Et AREVA dans tout cela ?

On peut qualifier la position d'AREVA de bonne et saine : dotée d'un site neuf équipé des meilleures centrifugeuses, elle maîtrise les autres segments de l'amont et possède un solide portefeuille commercial en raison de sa taille raisonnable (ce qui n'est pas le cas d'URENCO).

Autre point intéressant à signaler en faveur d'Areva : les 300 000 t d'U du stock d'appauvri de Bessines aux isotopies souvent très élevées qui pourrait donner lieu grâce la nouvelle donne économique des centrifugeuses à une belle petite mine de plus de 100 000 TU à un coût des plus compétitifs.

Vous avez dit déchets ?

[Retour au sommaire](#)

PANORAMA DE L'ACTUALITÉ DE L'AVAL DU CYCLE AU SECOND SEMESTRE 2017

Jacques SIMONNET

Entreposage-stockage

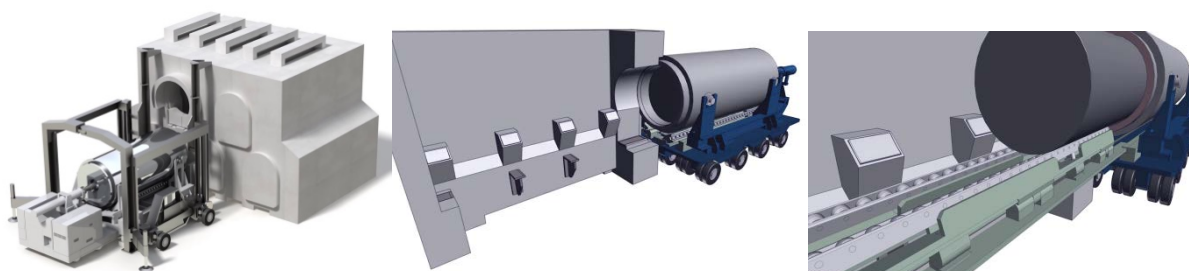
- Dans le monde

L'IFSN (Autorité de Sûreté nucléaire fédérale **Suisse**) a donné son accord pour le lancement du projet d'un entreposage OSPA (Stapelplatz Ost) destiné à prendre le relais de l'entreposage Zwillag qui va prochainement arriver à saturation de ses capacités. Cette installation sera située à Würenlingen près de Zwillag et de l'Institut Paul Scherrer. Elle permettra d'entreposer les déchets nucléaires provenant de la médecine, de la recherche et de l'industrie en attendant qu'ils puissent être transférés dans des dépôts de stockage en couches géologiques profondes, les combustibles usés des centrales suisses restant entreposés sur le site des centrales. La conception devra prendre en compte les nouvelles hypothèses d'aléa sismique établies en 2016.

En **Suisse** encore, dans le cadre de la procédure de sélection des sites pour les dépôts en couches géologiques profondes, le Conseil Fédéral a retenu trois domaines d'implantation (Jura-Est, Nord des Lägern et Zurich-Nord-Est) pour les examiner en détail, en approfondir les connaissances et ouvrir la voie à l'autorisation générale. L'IFSN a jugé que les forages prévus sur les deux premiers domaines étaient appropriés et examine les demandes de la NAGRA (équivalent suisse de l'ANDRA) pour le troisième domaine. Les conclusions sont attendues en 2018.

Au **Japon**, le METI (Ministère de l'économie, du commerce et de l'industrie, anciennement MITI), a publié fin juillet la carte des sites pouvant être retenus pour un stockage de déchets HAVL. Les zones sismiques et celles qui recèlent des ressources naturelles (gaz, pétrole, charbon ou minerais) ont été exclues, néanmoins près de 70% de la surface du Japon est concernée, principalement les zones côtières plus favorables pour le transport. C'est le début d'un long processus que le METI espère voir aboutir par la sélection d'un site en 2025, sans doute optimiste, pour ce genre de choses, 2025, c'est demain ! (à moins que les processus décisionnels japonais soient beaucoup plus efficaces que ceux du reste du monde).

Aux **États-Unis**, AREVA TN, filiale de NEW AREVA, promeut pour tenter de rester compétitif vis-à-vis de son concurrent Holtec son système d'entreposage Nuhoms Matrix de combustibles usés horizontal et modulaire à deux étages qui réduit de 45% la surface occupée au sol.



Un chemin de galets amovible permet d'introduire le conteneur dans un alvéole où il repose ponctuellement sur 8 plots laissant le passage de l'air de refroidissement en circulation naturelle. Le module permet d'entreposer sur deux niveaux, d'où la réduction de surface au sol¹.

- CIGEO en France

L'IRSN a émis à l'occasion d'une réunion du groupe permanent « déchets » son avis sur le dossier d'options de sûreté (DOS) du projet CIGEO qui avait été transmis à l'ASN par l'ANDRA en mai dernier. Cet avis sera repris dans ses grandes lignes par l'ASN qui rendra son avis définitif d'ici la fin de l'année. L'avis considère que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante, que l'ANDRA a acquis une bonne connaissance du sous-sol et que le DOS est documenté et étayé, ce qui constitue un progrès significatif par rapport aux communications précédentes. Subsiste une réserve majeure concernant le risque d'incendie des colis bitumés, pour lesquels les dispositions prévues sont jugées insuffisantes. L'ANDRA devra soit utiliser une méthode de neutralisation du pouvoir réactionnel des bitumes par un traitement préalable approprié (incinération par torche plasma), soit installer des dispositions permettant de faire face à un incendie de ces colis, dont la probabilité est jugée trop élevée par l'IRSN. C'est un ajustement important, mais classique dans l'avancement de ce genre de grands projets et qui n'est en rien bloquant. Une seconde réserve moins importante concerne l'insuffisance d'éléments sur la surveillance du site prévue par l'ANDRA en phase d'exploitation et après fermeture.

La presse et les anti-nucléaires en ont évidemment profité pour se précipiter sur la réserve relative à l'incendie pour critiquer le projet, prématuré et irréalisable selon eux, pour lequel il faudrait poursuivre les recherches sur la nature de ces déchets, leur tri et tarir leur production, « sans dogmatisme », tout en les entreposant en subsurface. La poursuite *ad infinitum* de ces recherches permettrait évidemment à ces opposants d'affirmer que la question des déchets n'est toujours pas résolue et qu'il faut donc arrêter le nucléaire, ce qui ne réglerait évidemment pas la question des déchets déjà produits.

La CNE2 (commission nationale d'évaluation N°2) chargée par la loi du 28 juin 2006 de suivre les études et recherches relatives à la gestion des déchets radioactifs, s'est saisie de ce sujet dans son rapport d'évaluation N°11 de mai 2017.

Elle considère que les études menées par le CEA conjointement avec les producteurs apportent des informations crédibles pour le stockage des bitumes, dont la tenue au feu est compatible avec des températures très élevées n'affectant pas l'intégrité des colis pendant au moins une heure. Les études ne sont pas terminées et doivent être étendues à la possible propagation du feu au secteur entier et les expérimentations doivent être poursuivies.

Par contre, la CNE met en évidence les difficultés rencontrées par le CEA sur la neutralisation par incinération testée sur la maquette Shiva, qui conduit à des réactions difficilement contrôlables et qui ne sont pas complètes, entraînant des émissions de gaz et de particules mal définies et difficiles à piéger. Le CEA considère que le coût d'une installation industrielle capable de traiter les bitumes déjà produits serait rédhibitoire et qu'une étude comparative avec le stockage tel que prévu aujourd'hui a montré un résultat très défavorable à l'incinération-vitrification (9 critères pour le stockage, 1 pour l'incinération, 2 neutres).

Suite à cette analyse, L'ANDRA, le CEA, AREVA et EDF ont mis en place des groupes de travail quadripartites chargés d'élaborer un plan d'action qui sera soumis à une revue externe. Un choix motivé sera proposé, avant le dépôt de la demande d'autorisation de création (DAC),

¹ Vidéo d'explication sur <https://www.youtube.com/watch?v=Ey2Ecwz-Is>

entre le stockage des colis bitume (éventuellement avec un nouveau conditionnement ou une évolution de conception des alvéoles) et leur destruction industrielle dans une torche à plasma.

La Commission, considérant toutes les incertitudes et les contradictions qui subsistent entre les différentes analyses concernant les colis bitume, recommande instamment de procéder à une expertise scientifique pluridisciplinaire et internationale sur l'inflammabilité des déchets bitumineux. Elle rappelle que les matériaux en cause dans les colis bitume sont radioactifs et qu'il convient donc d'y associer des spécialistes des sciences et de la sûreté nucléaires.

Les media n'ont retenu que l'expertise internationale en la sortant de son contexte, ce qui rend la demande peu compréhensible. On peut en comprendre que la CNE, contrairement à l'IRSN, a une préférence pour le stockage direct, moyennant des justifications et des aménagements, et qu'elle compte sur des avis internationaux pour proposer des améliorations et conforter son opinion.

Le directeur général de l'ANDRA alertait depuis plusieurs mois sur le fait que le délai de 2 ans obtenu en 2016 pour déposer la DAC ne serait pas suffisant pour lever les incertitudes techniques du projet. L'avis de l'IRSN a conforté ses positions et l'ont amené à retarder d'un an ce dépôt initialement prévu à mi-2018. Le début de la construction n'interviendra donc pas avant 2022 et le début de la phase pilote d'exploitation pas avant 2025.

L'ANDRA n'est pas épargné par les tracasseries administratives. Après la question de la cession du Bois-Lejuc, l'Autorité Environnementale a reconnu, le 28 juin, sous la pression d'associations d'opposants, qu'elle n'aurait pas dû accepter le 22 mars d'exonérer l'ANDRA d'une étude d'impact pour les forages exploratoires en limite de ZIRA et elle a annulé cette exonération. C'est évidemment un contretemps pour l'ANDRA, qui doit suspendre ses travaux, réaliser et transmettre une étude d'impact et attendre que celle-ci soit acceptée pour pouvoir les reprendre.

Localement, la contestation s'enracine progressivement en s'organisant et en devenant plus violente, l'occupation illégale du Bois-Lejuc n'a pas été levée, des manifestations agressives et des dégradations ont eu lieu, le bâtiment de l'écothèque de l'ANDRA, notamment, a été vandalisé. La gendarmerie a en conséquence procédé à des perquisitions à Bure et dans ses environs, au cours desquelles elle a saisi 40 ordinateurs, 60 téléphones et un photocopieur. Bien que ces actions soient justifiées, elles n'ont pas contribué à apaiser les tensions, les opposants accusant les autorités de les faire monter.



La clôture de l'écothèque vandalisée

Les riverains se plaignent des comportements des opposants (dont la plupart ne sont pas des locaux, certains sont même étrangers) et du climat de tension qui en découle. L'ANDRA, qui a depuis fin 2016 renforcé les dispositifs de co-construction afin d'impliquer plus fortement et plus largement les acteurs locaux et les citoyens dans le projet, a mené une enquête de porte à porte dans 45 communes qui a permis de toucher 40% des ménages. Il en ressort que parmi ceux-ci 33% sont favorables au projet, 35,1% sont neutres ou indifférents, 18,8% sont explicitement défavorables et que plus les riverains sont proches du site, plus ils y sont favorables. Il n'y a donc pas une opposition locale forte au projet.

Le projet ne pourra se poursuivre dans les délais que s'il a un soutien politique suffisant, ce qui n'est pas patent aujourd'hui.

La CNE, dans son rapport annuel N° 11 mentionné ci-dessus, si elle a bien considéré la question de l'incendie des déchets bitumés, n'en a pas fait un de ses trois points critiques qu'elle explicite dans son courrier de diffusion. Ce sont :

- La nécessité d'une instance permettant de gérer dans la transparence l'évolution du stockage pendant la phase de réversibilité.
- La nécessité d'avoir une vision à long terme du parc des réacteurs électronucléaires, celle-ci conditionnant de manière déterminante l'inventaire des déchets à stocker dans l'avenir.
- La nécessité de trouver des solutions innovantes pour la gestion des déchets TFA qui vont représenter des volumes considérables incompatibles avec les possibilités de stockage prévisibles.

La CNE considère que le projet se déroule dans des conditions satisfaisantes. Elle émet quelques recommandations complémentaires comme la demande de la réalisation d'une maquette numérique de CIGEO et celle d'un affinage de l'estimation du coût, notamment pendant la phase industrielle pilote. Elle recommande que les alvéoles soient fermés et isolés dès qu'ils sont remplis, sans attendre la terminaison d'un quartier de stockage, ce qui permettra de surveiller au plus tôt l'évolution de la structure en mode passif vis-à-vis du milieu géologique. Pour ce qui est de la transmutation, la CNE considère que compte tenu des difficultés d'industrialisation, seule celle de l'américium peut être envisagée et recommande de ne poursuivre la R&D que pour ce seul nucléide.

Démantèlement-déchets

• Réacteurs UNGG

L'Autorité de Sûreté poursuit la mise en œuvre de sa doctrine de démantèlement « dans un délai aussi court que possible » qu'elle met en avant depuis plusieurs années. À ce titre, elle a invité EDF à revoir sa stratégie de démantèlement des six réacteurs de première génération (UNGG) dont les cœurs ont été encoconnés et laissés en attente, et de ne pas attendre le démantèlement complet du premier cœur pour entamer celui des cinq autres comme EDF l'a proposé en 2016. EDF doit répondre à cette demande avant la fin de l'année. Rappelons qu'une des difficultés majeures de ce démantèlement tient au fait que les empilements de graphite composant l'enveloppe de ces cœurs (des centaines de tonnes) n'ont actuellement pas d'exutoire. L'ANDRA étudie des solutions, mais lorsqu'une d'entre elles sera retenue, il faudra des années avant qu'elle puisse être opérationnelle. Dans ces conditions, l'ASN admet que le « bloc pile » soit exclu de sa demande. La partie HA ou VL des déchets sera entreposé dans l'installation ICEDA, sur le site du Bugey, dont la construction a finalement été autorisée après des péripéties administratives, en attendant la disponibilité d'un site définitif.

- Allemagne

La bataille commerciale pour les marchés du démantèlement se poursuit. NEW AREVA, associé à EWN a remporté le marché du démantèlement des internes de cuve des réacteurs allemands de Philippsburg 2 et Neckarwestheim 2 qui doivent s'arrêter respectivement en 2019 et 2022 au plus tard. Ce consortium avait déjà remporté le marché du démantèlement de la centrale de Brunsbüttel, à l'arrêt depuis 2011.

Le groupe de traitement de déchets nucléaires allemand Bilfinger a remporté deux contrats pour un montant de 30 millions d'Euros. Le premier concerne la construction par sa filiale Babcock Noell d'une unité de traitement de déchets pour les EPR d'EDF à Hinkley Point, le second, plus emblématique, pour SKB, agence suédoise de traitement des déchets radioactifs, concerne la conception d'un site d'encapsulation de combustibles usés de la centrale d'Oskarshamn suivant le procédé SKB dans des conteneurs en fonte recouverts de cuivre massif.

- France

AREVA PROJETS (Anciennement SGN), la filiale d'ingénierie de NEW AREVA associée à la Sté Wood (fusion de Wood avec Amec Foster Wheeler UK), a signé avec le CEA un contrat portant sur la maîtrise d'œuvre d'opérations de reprise et de conditionnement de déchets entreposés sur le site de Marcoule (Gard). Les opérations concernent environ 50 tonnes de déchets radioactifs (de type faible et moyenne activité et à vie courte). Il s'agit de gaines de magnésium issues des opérations de traitement des combustibles UNGG (Uranium Naturel Graphite Gaz) des anciens réacteurs G1, G2 et G3 du site de Marcoule.

NEW AREVA a signé le 28 novembre un important accord cadre de coopération avec la société Coréenne KHNP (Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd) dans le domaine de l'assainissement et du démantèlement. Cet accord, signé en présence de Paik Ungyu, ministre coréen du commerce, de l'industrie et de l'énergie et de Nicolas Hulot, ministre français de la transition écologique et solidaire doit permettre à NEW AREVA de valoriser son expertise dans le démantèlement notamment des réacteurs et faciliter l'ouverture de nouveaux débouchés.

Recyclage

- MOX

Comme annoncé dans le N° 70 de N & E, les combustibles MOX produits par l'usine MELOX pour le réacteur 4 de son client Kansai EPCO à Takahama ont été transportés vers le Japon sans problème. C'est le sixième transport de combustibles MOX vers cette destination. Dans la foulée, NEW AREVA a annoncé mardi 1^{er} août 2017 avoir signé un contrat pour fournir 32 assemblages de combustible MOX supplémentaires à cette même centrale japonaise de Takahama.

- La Hague

À la Hague, une inspection inopinée de l'ASN a détecté un certain nombre de manquements mineurs, formels ou matériels, qui n'auraient cependant pas dû se produire. L'un d'eux, notamment, nécessite une action corrective, puisque le prestataire chargé d'une opération d'urgence n'a pas pu entrer sur le site dans les délais formels à cause des contrôles Vigipirate. Ces manquements ont été montés en épingle par la presse qui en a fait ses gros titres et par les opposants, EELV jugeant « sidérant » le portrait de l'état de l'industrie nucléaire en France. AREVA a lancé une analyse en vue de mettre en œuvre des actions d'amélioration sur l'ensemble des points.

- MFFF

L'histoire de l'usine de Savannah River prévue pour neutraliser² 34 tonnes de plutonium américain dans la cadre d'un accord avec la Russie a été décrite en détail dans les N° 68, 69 et 70 de N & E. Le lecteur est invité à se reporter à ces numéros pour se la remémorer ou en découvrir le détail.

Le sort de cette usine est maintenant scellé. La conclusion de l'étude du DOE, qui montrait que la cause majeure de l'augmentation du coût était le DOE lui-même faisant trainer les choses en longueur en n'accordant qu'un très faible budget annuel pour la construction, a été oubliée au profit du coût final exorbitant atteint si la contribution annuelle restait aussi faible, et l'administration Trump a débloqué une somme encore indéterminée pour que le groupement industriel chargé du projet développe aussi rapidement que possible un plan pour arrêter la construction de MFFF et fermer le site de manière sûre avant la fin de 2018.

C'est très clairement une victoire politique des anti-prolifération sur les industriels et les scientifiques. Elle se traduira par un gâchis considérable, puisque l'usine était terminée à 70% d'après le groupement industriel, les conséquences sociales sont très importantes (il y aurait 4000 sous-traitants dans 39 états différents), les 34 tonnes de plutonium sont toujours là et les relations avec la Russie en ont pâti, puisque Poutine a considéré que les États-Unis ne remplissaient pas leurs obligations et a résilié l'accord de désarmement qui avait conduit à la construction de cette usine.

L'État de Caroline du Sud, dans lequel se trouve le site de cette usine, voulait absolument éviter de devenir le cimetière de ces 34 tonnes de plutonium et il avait obtenu du DOE l'assurance qu'au moins 1 tonne de plutonium serait évacuée chaque année, à défaut de quoi il toucherait un dédommagement de 1 million de \$ par jour de retard. La Caroline du Sud a demandé à la justice la mise en œuvre de cet engagement. Elle a été déboutée une première fois pour ce qui est du dédommagement. Elle est revenue à la charge, le tribunal lui a donné raison sur le fond mais reconnaît qu'il n'est pas capable d'obliger l'État fédéral à respecter ses engagements et que les réponses de celui-ci sont dilatoires (il a prétendu ne pas avoir pu respecter les délais à cause des congés). L'affaire n'est donc pas complètement terminée sur ce plan, ni sur celui du devenir des 34 tonnes de plutonium de qualité militaire.



Enceinte de procédé en cours d'introduction à MFFF, avant qu'il n'ait été décidé de l'envoyer à la ferraille

[Retour au sommaire](#)

² La neutralisation consiste à rendre le plutonium impropre à l'utilisation militaire. Elle est effective dans l'option MOX où le plutonium 239 est détruit par combustion en réacteur. La Russie dit qu'elle ne l'est pas dans l'option enrobage vers laquelle se tournent les États-Unis avec l'abandon de MFFF, parce qu'on peut toujours extraire le plutonium resté de qualité militaire.

CONTRE-VÉRITÉS

Henri ZACCAI

Poursuivant l'analyse des sujets de désinformation, nous abordons dans cette rubrique les trois sujets suivants :

- Les cancers de la thyroïde et Tchernobyl
- Le financement des énergies renouvelables au travers de la CSPE
- La sécurité des installations nucléaires en France

Tchernobyl : augmentation des cas de cancers de la Thyroïde ?

« Encore un cancer de la thyroïde, merci à Tchernobyl ! »

Voilà le genre de discours que l'on peut entendre au détour d'une conversation ou lors d'un déjeuner en ville. Une fois prononcée, cette assertion reste souvent sans réponse ou contradiction et c'est ainsi qu'elle s'inscrit dans les esprits et devient une vérité que personne finalement ne songe à contester tant elle paraît tomber sous le bon sens.

Oui, se dit-on, le nuage de Tchernobyl ne s'est pas arrêté à la frontière, il aurait donc pu générer un accroissement des cancers et pourquoi pas ceux de la thyroïde. Le tour est joué et nous voilà pris dedans

L'Association française des malades de la thyroïde (AFMT), aux côtés de 51 malades de la thyroïde et de la CRIIRAD (Commission de recherche et d'information indépendantes sur la radioactivité) accusent les pouvoirs publics d'avoir minimisé l'ampleur de la pollution radioactive liée à la catastrophe de Tchernobyl et estiment que cette pollution est responsable d'une augmentation des maladies thyroïdiennes en France. C'est ainsi que l'AFMT mène un long combat pour faire reconnaître le rôle de la catastrophe de Tchernobyl dans l'augmentation de ces pathologies.

Oui, mais qu'en est-il en vérité ?

À y regarder de plus près, toutefois, la corrélation défendue par ces organisations n'est pas démontrée, loin de là.

Regardons tout d'abord les faits :

Du point de vue radiologique, le survol du nuage radioactif de Tchernobyl du 30 avril au 3 mai a diffusé dans l'air et sur les sols français un certain nombre d'éléments radioactifs tels que l'iode 131 ou le césium 137. D'après les relevés de mai 1986, le territoire national a été inégalement touché. En effet, les deux tiers ouest du pays montrent une radioactivité en Cs137 comprise entre 0 et 2 000 becquerels par mètre carré (Bq/m²), tandis que tout l'est français monte à des taux allant de 2 000 à 20 000 Bq/m², certaines zones allant jusqu'à 40 000 Bq/m² (voir carte de la figure 2).

Les relevés sur les aliments (légumes, viande, lait, etc.) ont montré une radioactivité allant jusqu'à 1 000 Bq/kg, selon le SCPRI. De son côté la CRIIRAD assurait avoir relevé à l'automne 1987 une radioactivité de 24 000 Bq/kg sur quelques champignons.

Si ces taux sont supérieurs à ceux de la radioactivité naturelle, ils restent infimes et bien en deçà d'un niveau susceptible de poser un problème sanitaire. A titre de comparaison, la radioactivité naturelle dégagée par un corps humain de 70 kg est d'environ 8 500 Bq. Trois corps humains qui discutent à une terrasse de café génèrent donc plus de radioactivité que l'ingestion d'un kilogramme de champignons les plus contaminés de France en 1986.

Un autre chiffre tout aussi factuel permet d'imaginer le caractère ténu de ce « nuage » de Tchernobyl et le message trompeur véhiculé par cette unité minuscule tellement inappropriée à la communication qu'est le becquerel : une moyenne de 4000 becquerels de césium 137 déposés sur chaque mètre carré, cela veut dire que la quantité totale de césium se désintégrant en une année sur les 550 000 kilomètres carrés de notre pays n'est que de 15 grammes !

Du point de vue de l'évolution des cancers de la thyroïde leur nombre a certes doublé en France dans les 10 ans qui ont suivi Tchernobyl mais il avait déjà doublé dans les 10 ans précédant Tchernobyl, sans qu'aucune inflexion ne soit détectable après l'accident, ce qui montre clairement que les causes des pathologies de la thyroïde sont à chercher ailleurs. En effet elles apparaissent dès les années 1950, en même temps que l'apparition des perturbateurs endocriniens, dont font partie notamment les traitements hormonaux largement développés dans l'industrie de la viande, l'agriculture et chez les humains (contraception).

Qu'en est-il de l'analyse de ces faits ?

L'analyse par département, quant à elle, permet de distinguer des disparités géographiques avec des taux d'incidence moyenne dans cinq départements : Ardennes, Calvados, Doubs, Marne et Somme, très inférieurs à la moyenne dans le Bas-Rhin et forte dans le Tarn ainsi que l'Isère. On observe d'ailleurs généralement une stabilisation à partir des années 2000. Ces observations ne sont donc pas du tout corrélées à la cartographie de la contamination radioactive (carte ci-dessous figure 2).

L'incidence du cancer de la thyroïde a fortement augmenté en France comme dans de nombreux pays bien avant Tchernobyl sans révéler d'inflexions particulières après 1986 (voir figure 1). L'étude indiquée montre que la conséquence de l'évolution des pratiques médicales de diagnostics et thérapeutiques induit une augmentation de la découverte fortuite de ces cancers, non détectés auparavant, et souvent bénins mais traités par mesure de précaution. En France, l'Institut de Veille Sanitaire (InVS) estime que 59 % des nouveaux cas de cancer de la thyroïde chez les hommes et 68 % chez les femmes sont directement dus à ce sur-diagnostic et à l'amélioration de la précision des diagnostics.

En outre, l'effet des pratiques médicales se combine probablement avec celui des facteurs de risque pour expliquer l'augmentation de l'incidence. L'hypothèse d'un effet de facteurs de risque est relative à l'exposition aux rayonnements ionisants. Cette exposition peut résulter des radiations reçues lors du traitement de certaines pathologies et être aussi la conséquence de la multiplication des examens radiologiques, notamment dentaires. D'autres sources telles que l'impact de Tchernobyl sont discutées en Europe. Dans la partie occidentale du continent européen, comme vu plus haut, le niveau de ces retombées est resté faible et les mesures d'impact montrent la difficulté de détection d'un effet à partir des données épidémiologiques. Par ailleurs, comme indiqué, il y a une absence de corrélation entre le niveau des retombées (voir figure 2) et la répartition des incidences du cancer de la Thyroïde parmi des départements, l'exemple type étant celui du Bas-Rhin qui a observé le niveau le plus bas de cancer.

Ainsi, la répartition spatiale de l'incidence du cancer de la thyroïde ainsi que son évolution dans le temps ne permettent cependant pas de faire un lien avec un facteur de risque de type environnemental tel que celui de Tchernobyl.

Dans le procès intenté par l'AFMT contre le Professeur Pierre Pellerin, la Cour de Cassation a tranché en 2012 en estimant qu'« *il est, en l'état des connaissances scientifiques actuelles, impossible d'établir un lien de causalité certain entre les pathologies constatées et les retombées du panache radioactif de Tchernobyl* ».

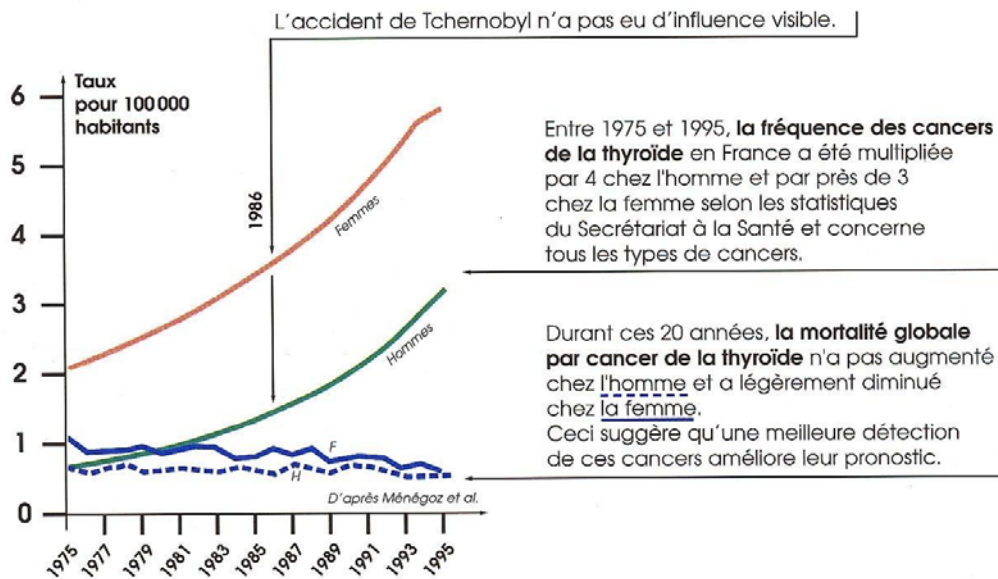


Figure 1 : Évolution en France du cancer de la Thyroïde de 1975 à 1995

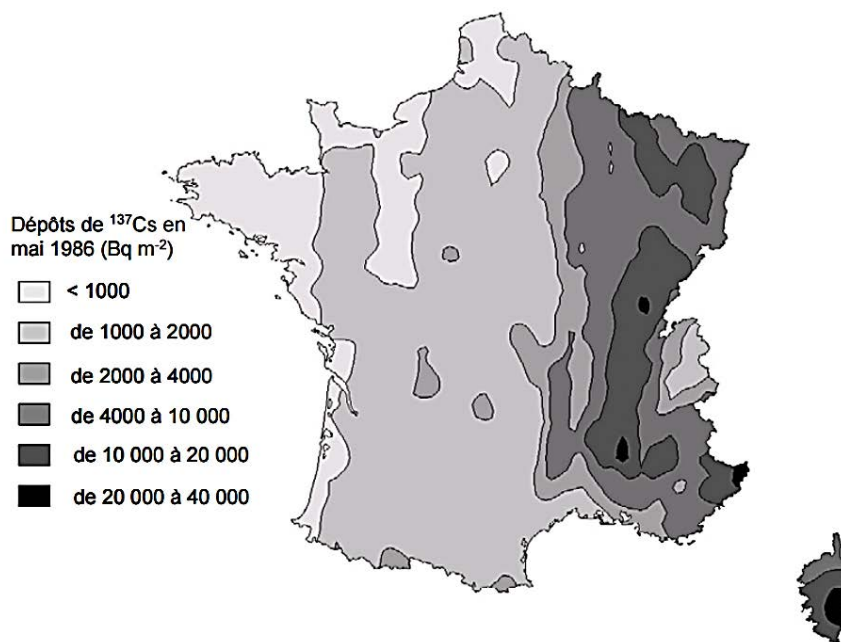


Figure 2 : Répartition géographique des retombées de Tchernobyl en France en mai 1986

L'énergie nucléaire aspire les fonds publics au détriment des énergies renouvelables

Entendu sur les ondes, vu sur les plateaux de télévision, lu dans nos quotidiens et magazines, ce genre d'affirmation ne recueille généralement que peu ou pas de contradictions. On se dit oui, bien sûr, peut-être, ... l'idée s'installe doucement et l'objection ou le débat ne se font pas entendre.

À titre d'exemple, parmi tant d'autres, on pourrait citer une tribune d'ARTE Magazine recueillant des propos de Corinne Lepage le 24 mars 2016 intitulée « Le contribuable paye pour subventionner une filière nucléaire de plus en plus coûteuse ». S'y côtoient des assertions à la contradiction inhérente comme les suivantes :

« La France a mené une politique de très bas prix de l'électricité pour justifier le nucléaire, avec des tarifs parmi les plus faibles d'Europe. (...). En France, le tarif du kilowatt n'est pas cher, (...) »

Affirmation suivie un peu plus loin par la suivante :

« EDF ne cesse d'augmenter ses tarifs car le nucléaire coûte très cher. Pour autant, le prix du kilowatt ne reflète pas la réalité de ses coûts abyssaux. »

Chercher l'erreur.

Pour ce qui concerne les « coûts abyssaux », merci de se référer à la parution de N&E N°70 dans lequel il est clairement démontré que le système de provisionnement mis en place en France, comme au demeurant dans l'ensemble des pays « nucléarisés », la totalité des coûts liés à la gestion actuelle et future des déchets et au démantèlement des installations est bien pris en compte

En outre, le titre est trompeur. Ce n'est pas le contribuable qui paie mais c'est bien en vérité le consommateur des kWh produits qui s'affranchit de la facture comme mentionné dans le même article.

Oui, le kWh en France est un des plus bas d'Europe. Et il faut s'en réjouir. En effet, en moyenne en 2016, un français paye son kWh 16,2 c€, un allemand 29,5 c€ et en moyenne en Europe ce prix s'élève à 21,8 c€. Cette performance est pour l'essentiel due à la compétitivité du nucléaire français. Certes, le nucléaire a bénéficié en son temps d'un support de l'État au travers des budgets alloués au CEA. Mais d'une part, cela fait belle lurette que les acteurs que sont EDF et AREVA sont des entreprises industrielles qui ne bénéficient pas de financements provenant de fonds publics et d'autre part, il faudrait mettre également dans la balance le retour sur investissements que constituent les dividendes perçus par l'État actionnaire, ainsi que les rémunérations des brevets, de la propriété intellectuelle, des redevances pluriannuelles pour l'exploitation de procédés et de technologies ... payés par ces entreprises au CEA qui a développé les programmes de R&D à l'origine de ces innovations et autres développements. L'analyse de ces flux financiers pourraient utilement faire l'objet par ailleurs d'une étude séparée qui mettrait en évidence le bilan financier de ces stratégies industrielles.

De fait, ces stratégies de long terme ont permis, à l'arrivée, la constitution d'une industrie nationale représentant un atout incontestable au plan international. Il ne s'agit pas ici de minimiser les difficultés que traverse cette industrie pour un certain nombre de raisons qui ne sont, au demeurant, pas qu'endogènes. À noter que la remise sur pied d'AREVA grâce à l'intervention récente de l'État actionnaire a fait l'objet d'un accord de Bruxelles démontrant par

là qu'il s'agit bien d'une opération de l'actionnaire majoritaire qui ne saurait dès lors constituer une aide faussant la concurrence à laquelle Bruxelles est tant attaché.

Alors, les énergies renouvelables sont le parent pauvre, nous dit-on, de ces stratégies et de ces financements.

En réalité, le législateur a mis en place un mécanisme visant à répondre à la volonté publique de développer les énergies renouvelables : la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)

La CSPE a été instituée par la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003. Prélevée sur l'ensemble des consommateurs, elle est proportionnelle aux kWh consommés. Elle permet de financer différentes sujétions découlant d'obligations de service public. La loi du 10 février 2000 dispose en effet que « les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques doivent être intégralement compensées. » Début 2016, la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) a remplacé la CSPE. À ce titre, cette dernière n'est plus une contribution mais une taxe qui abonde le budget de l'État. Bien que remplacée, la CSPE conserve le même nom.

Outre le financement de surcoûts ayant une nature « sociale » (péréquation tarifaire permettant d'alléger ou de compenser les charges de territoires insulaires ou non producteurs comme la Bretagne et aide aux personnes démunies), la CSPE finance pour l'essentiel les surcoûts liés aux obligations d'achat de l'électricité d'origine renouvelable (photovoltaïque, biomasse, éolien) ainsi que le surcoût associé aux politiques de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération. Depuis sa création, la CSPE a augmenté de près de 700% passant ainsi de 3€/MWh en 2002 à 22,5 €/MWh en 2017, soit une augmentation moyenne de plus de 14% l'an.

Le mécanisme est simple : EDF a une obligation d'achat des kWh produits par les énergies renouvelables au coût réel de la production de celles-ci (trop élevé pour être normalement « vendable ») et la revend à ses clients au prix de vente du kWh. Par exemple, en 2009, les particuliers installant des capteurs photovoltaïques sur leurs toitures ont pu passer avec EDF un très juteux contrat de revente à 630 €/MWh pour vingt ans alors que le prix de marché était d'environ 30 euros, soit un surcoût de 600 €/MWh répercuté sur les consommateurs via la CSPE jusqu'en 2029 ! En terme monétaire, les montants en jeu de la CSPE sont passés de 1,5 Mds€ à environ 8 Mds€ en 2017 dont la contribution aux renouvelables représente la part principale avec 70%. À noter que les sommes sont remboursées par l'Etat à EDF avec retard, la dette ainsi contractée vis-à-vis d'EDF atteint 6 Mds €.

Quelles sont les prévisions d'évolution ? Un rapport de la Cour des Comptes du 6 juin 2012 prévoit que le développement des énergies renouvelables devrait augmenter de manière significative les charges à couvrir par la CSPE. Avec ces hypothèses, « la contribution demandée au consommateur d'électricité devrait doubler par rapport au niveau de 2012 pour dépasser sensiblement 20 €/MWh en 2020 ». Ces prévisions faites en 2012 sont déjà dépassées puisque nous en sommes déjà à 22,5 €/MWh en 2017 (27 €/MWh en incluant la TVA taxant la ...taxe CSPE !)...

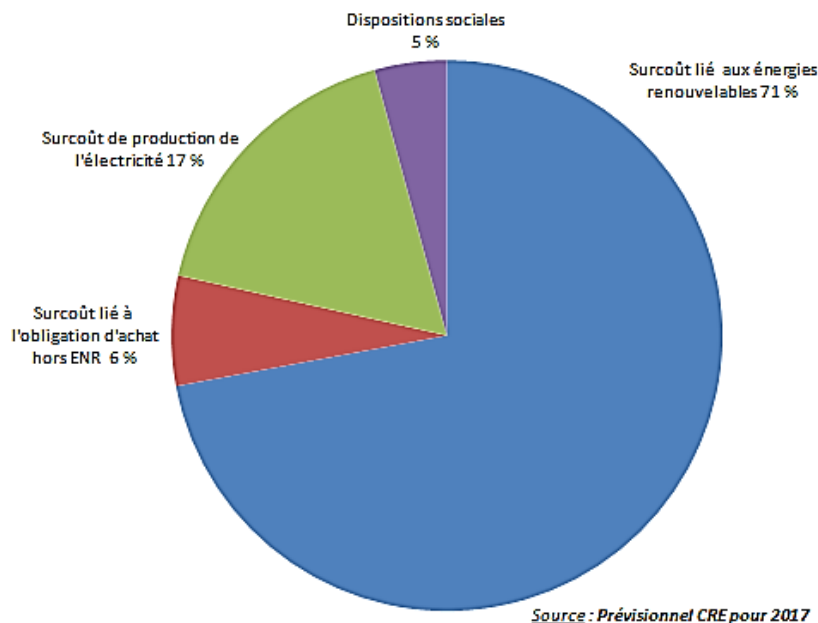
Il est totalement légitime de supporter le déploiement des énergies renouvelables qui constituent sans nul doute une composante souhaitée du mix énergétique que ce soit en France ou en Europe. Que ce financement soit porté par le consommateur qui bénéficie des kWh produits paraît également parfaitement légitime. Que les kWh nucléaires soient les premiers à supporter la taxe qui subventionne les renouvelables qui les concurrencent est plus discutable, mais c'est un choix parmi d'autres.

Il faut néanmoins s'interroger sur le point d'arrivée de ces mesures de soutien dont profite cette filière renouvelable qui n'apparaît donc pas comme le parent pauvre face à l'industrie nucléaire, mais qui est au contraire généreusement financée par cette dernière.

Or, avons-nous réussi à développer de la sorte une filière industrielle nationale ? La réponse est malheureusement non, nos rares champions nationaux ayant au contraire fait faillite, nous obligeant à importer la quasi-totalité de nos équipements solaires et éoliens.

Espère-t-on que des retombées économiques et sociales résultent de ces financements ? Il ne semble pas hélas que cela en prenne le chemin. La chaîne d'approvisionnement des équipements de ces installations passe par des pays, tels que la Chine ou d'autres pays européens (Allemagne, Danemark, Espagne, ...).

Si l'on veut que ces aides ne continuent pas à s'évaporer vers l'étranger, ne faudrait-il pas que les pouvoirs publics s'emparent ardemment de cette question et s'attachent à développer une véritable filière industrielle du renouvelable qui ne passe pas par Pékin ou Berlin ?



CSPE en 2017 : une charge de 8 Mrds €

Sécurité des installations nucléaires en France : une protection défaillante ?

Des signaux d'alarme sont régulièrement tirés sur nos écrans de télévision, à la une de nos quotidiens sur le niveau de sécurité de nos installations nucléaires suite à des interventions spectaculaires d'alpinistes chevronnés de Greenpeace qui parviennent à enjamber les clôtures extérieures de sites de centrales et à escalader les tours de refroidissement ou encore suite au survol de drones parcourant nos territoires en toute liberté. Le téléspectateur ébahi observe ces performances et, bien sûr, se dit que décidément tout ça ne tourne pas rond. Comment ? N'importe qui peut pénétrer sur un site et faire ce que bon lui semble.

S'en suit un défilé d'interviews bien sûr objectifs de représentants de Greenpeace, d'experts judicieusement sélectionnés, suivis d'éditoriaux de journalistes s'insurgeant contre l'incurie des exploitants et des pouvoirs publics.

Déjà, Greenpeace est ainsi intervenu sur les sites des centrales de Fessenheim, Cattenom, Cruas depuis 2014 et des drones ont aussi pu survoler la centrale de Golfech en 2016. S'en sont suivies diverses actions prises par Greenpeace avec d'autres associations :

- Récemment, des manifestants français, mais aussi belges, luxembourgeois, allemands et suisses se sont réunis dans cinq villes de France pour dénoncer le manque de protection des installations nucléaires de l'hexagone et les risques encourus. Ils ont déposé plainte contre EDF et l'Etat français pour mise en danger de la vie d'autrui. A Thionville, Lyon, Dunkerque, Colmar et Bordeaux, 250 citoyens européens se sont mobilisés pour signifier leur refus des risques nucléaires français.
- Un groupe de sept experts « indépendants » des questions nucléaires et du terrorisme, mandatés par Greenpeace a planché pour échafauder les pires scénarios d'attaques sur les 19 sites de centrales nucléaires avec pour objectif d'identifier les failles de sécurité, et alerter les pouvoirs publics et EDF sur le danger que cela représente. Les conclusions sont alarmistes mais Yannick Rousselet de Greenpeace de tempérer : « Il s'agit d'alerter l'opinion et les pouvoirs publics, pas de donner des idées à des personnes mal intentionnées. ». Tant mieux.

Il est intéressant de souligner que ce groupe d'experts a également évalué ce que coûterait, selon eux, la mise à niveau des sites de centrale pour assurer leur sécurité. Ils arrivent à des chiffres proprement ahurissants : pour les 19 sites ainsi que le site de La Hague, il faudrait compter entre 140 et 222 Mds€. De quoi faire rêver nos ingénieries....

Comment est organisée en France la sécurité de nos sites ?

Selon la loi 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, la sécurité nucléaire comprend la sûreté nucléaire, la radioprotection, la prévention et la lutte contre les actes de malveillance, ainsi que les actions de sécurité civile en cas d'accident. La sécurité nucléaire a pour objectif fondamental la protection des personnes et de l'environnement contre les actes malveillants (tel le vol, le détournement ou le sabotage) visant les matières nucléaires, les installations nucléaires ou les transports de matières nucléaires.

En France, c'est le DSN créé le 5 janvier 2010 au sein du service de défense de sécurité et d'intelligence économique (SDSIE) du secrétariat général du ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire (MEEDDAT) qui est responsable de la sécurité des sites nucléaires. Le DSN fait partie des services du Haut fonctionnaire de défense et de sécurité (HFDS) du ministère. Pour exercer ces missions, le DSN dispose de l'appui technique et du concours de l'IRSN notamment via la direction de l'expertise nucléaire de défense (DEND). Les activités du DSN sont protégées par le secret de la défense nationale.

En 2016 en France, 770 000 transports de matières radioactives ont lieu chaque année, dont entre 80 000 à 90 000 fortement radioactives, et ces convois pourraient être la cible de terroristes. Le DSN participe aux contrôles, au suivi et à la comptabilité des établissements qui détiennent des sources radioactives.

EDF s'est exprimé sur ce sujet en soulignant l'étroite collaboration avec la DSN et le HFDS. Du personnel EDF est formé et spécialement dédié à la surveillance. En outre EDF compte sur le peloton spécialisé de protection de la gendarmerie (PSPG), avec un effectif d'un millier de gendarmes, assure une présence 24 heures sur 24 sur l'ensemble des sites. Sans compter la

surveillance de l'espace aérien ou le Renseignement, assurés par le ministère de la Défense. De plus, dans le cadre du plan de Grand Carénage, il est prévu d'investir, au-delà de ce qui a déjà été fait, 0,7 Mds€ d'ici à 2023, aussi bien dans les effectifs que le matériel, comme l'éclairage, des clôtures, des caméras ou encore la pose de plots en béton contre les véhicules béliers. Enfin, toute personne (personnel ou sous-traitant) amenée à travailler pour EDF ou à visiter le site fait l'objet d'une enquête par la préfecture. Celle-ci en mène en moyenne environ 100 000 par an.

Tout est-il fait de façon rassurante ? Probablement qu'il faut sans relâche poursuivre l'amélioration de cette sécurité. Mais répondre aux accusations de laxisme des organisations opposantes comme Greenpeace en expliquant clairement tout ce qui est mis en place reviendrait, il va de soi, à fragiliser le dispositif qui par définition ne peut être divulgué.

Mais, au fond, les attaques des opposants nous rendent peut-être service en faisant croire que précisément, ce dispositif est, si pas totalement défaillant, du moins largement à améliorer....

[Retour au sommaire](#)

C'EST L'ÉNERGIE FINALE ... (AIR CONNU)

Jean-Luc SALANAVE

Résumé :

Il est temps d'adapter les indicateurs énergétiques à la transition écologique du XXI^{ème} siècle.

Après le cheval-vapeur, devenu désuet quand les véhicules à hydrocarbures ont détrôné les diligences, c'est aujourd'hui le tour de la TEP (tonne d'équivalent pétrole), référence des statistiques énergétiques internationales depuis 35 ans, de s'avérer inadaptée aux énergies modernes renouvelables, durables et non-carbonées.

Mais, plus important, il y a une autre notion dont nous mettons ici en cause la pertinence écologique : celle d'énergie primaire.

Elle fut conçue, à l'origine, pour rendre compte des rendements imparfaits des processus de transformation des énergies fossiles, dites primaires, en énergie finale (thermique, mécanique, électrique, ...), celle mise à la disposition du consommateur.

Or, aujourd'hui, sont apparus des rendements d'une tout autre nature que les rendements thermodynamiques des énergies fossiles en déclin : ce sont les rendements aérodynamiques (des éoliennes), ou photoniques (des capteurs solaires) ou nucléaires (de l'uranium).

Afin de prolonger l'usage bien ancré du concept d'énergie primaire adapté aux fossiles, les énergies modernes ont nécessité l'adoption de nouveaux coefficients artificiels de conversion (primaire/finale), souvent arbitraires, parfois complexes et trompeurs, ou délibérément erronés par souci de simplification.

Ces conventions artificielles de conversion d'énergie finale en énergie primaire sont malheureusement parfois responsables d'incohérences dommageables au climat et à la préservation des ressources naturelles.

Après avoir analysé ses inconvénients et ses effets contre-productifs, le présent article propose d'abandonner l'énergie primaire comme indicateur de la transition énergétique durable appelée par l'Accord de Paris et la COP 21, et de confirmer la priorité de trois critères essentiels :

- (i) la sobriété énergétique, basée sur la maîtrise de la consommation d'énergie finale,
- (ii) la durabilité des ressources naturelles (certaines étant inépuisables comme le soleil ou le vent, d'autres abondantes comme l'hydraulique ou l'uranium, d'autres limitées comme les combustibles fossiles, les terres rares ou certains métaux de nos capteurs solaires, éoliennes ou batteries électriques),
- (iii) l'empreinte carbone de chaque consommation d'énergie finale.

L'énergie est une grandeur physique à la fois simple et complexe, indispensable à la vie. Étymologiquement, c'est tout simplement ce qui permet d'agir. Au sens physique, l'énergie caractérise la capacité à modifier un état, à produire un travail entraînant du mouvement, de la lumière, de la chaleur ... ou encore de l'information, de l'ordre ou une diminution de l'entropie.

Les scientifiques mesurent l'énergie en **joule** (à ne pas confondre avec la puissance en watt, ou joule par seconde), ou souvent en **wattheure** (3600 joules). Depuis plusieurs décennies les industriels et les économistes mesurent aussi l'énergie en **tonne d'équivalent pétrole** (TEP³).



³ TEP (source INSEE): la tonne d'équivalent pétrole représente la quantité moyenne d'énergie contenue dans une tonne de pétrole brut, soit 41868 mégajoules. Selon les conventions internationales, une TEP équivaut par exemple à 1 616 kg de houille, 1 069 m³ de gaz d'Algérie ou 954 kg d'essence moteur. Pour l'électricité, 1 TEP vaut 11,6 MWh.

Cette dernière unité fut justifiée par la prédominance des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) dans le développement des sociétés humaines et la révolution industrielle qui a largement apporté progrès et bien-être. La TEP est encore largement utilisée pour exprimer les statistiques énergétiques mondiales.

Depuis quelques années, compte tenu de la raréfaction et du déclin des combustibles fossiles et de leur remplacement par des énergies durables comme l'hydraulique, le nucléaire, la biomasse, l'éolien, le solaire ou la géothermie, la pertinence de la TEP comme unité énergétique de référence pose question. Elle est par ailleurs mal adaptée à un vecteur énergétique plébiscité dans le monde entier pour ses usages présents et futurs: **l'électricité** (plutôt mesurée en **kilowattheures**).



On ne peut parler d'énergie sans parler de rendement énergétique. **L'énergie finale**⁴ est celle mise en œuvre par l'utilisateur final (ou le consommateur). Une **énergie primaire**⁵ a été nécessaire pour produire cette énergie finale et les pertes dans ses transformations intermédiaires et son transport.

Le rapport énergie primaire sur énergie finale s'appelle **coefficient de conversion en énergie primaire**. Par multiplication il permet de passer de l'énergie finale à une énergie primaire qui, à la différence de la première, n'est pas une grandeur physique exacte, mais une grandeur arbitraire, issue d'un calcul conventionnel, censée représenter tout ou partie de l'énergie contenue dans la source concernée.

Certains se souviennent des notions de pouvoir calorifique inférieur (PCI) et supérieur (PCS) du gaz qui avaient conduit à des rendements supérieurs à 100% (ce qui n'a pas de sens) lorsqu'on a su récupérer la chaleur latente finale sur les premières chaudières à condensation.

La définition de cette énergie primaire varie ainsi avec chaque source d'énergie (chimique, thermique, mécanique, gravitationnelle, hydrodynamique, aérodynamique, lumineuse), ainsi qu'avec les divers rendements de transformation et d'acheminement qu'on choisit (ou pas) de prendre en compte jusqu'à la fourniture de l'énergie finale à l'utilisateur.

Les combustibles fossiles comme le **gaz, le pétrole et le charbon (ou le lignite)** sont des sources d'énergies **qualifiées de primaires** car elles sont disponibles directement dans la nature. Lorsque ces combustibles sont brûlés tels quels par le consommateur final leur coefficient de conversion est conventionnellement fixé à 1 (c'est bien sûr une erreur, qui revient à négliger en amont les pertes en énergies d'extraction, de raffinage et d'acheminement et en aval les pertes de la chaudière).

L'électricité n'est pas une énergie primaire : elle est obtenue par transformation de ressources naturelles par des centrales de production (fossiles, nucléaires, hydrauliques, ...), ou des capteurs photovoltaïques ou des éoliennes, avec un rendement (souvent inférieur à 40%), qui varie en fonction du combustible ou de la ressource primaire. Le **coefficient de conversion de l'électricité en énergie primaire** est donc fonction de chaque mode de production et d'acheminement de l'électricité. À l'échelle d'un pays (ou de l'Europe) le coefficient de conversion moyen de l'électricité en énergie primaire est généralement calculé sur la base du bouquet global de production d'électricité.

⁴ Énergie finale (source INSEE) : l'énergie finale ou disponible est l'énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer,...).

⁵ Énergie primaire (source INSEE) : l'énergie primaire est l'ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. Ce sont principalement le pétrole brut, les schistes bitumineux, le gaz naturel, les combustibles minéraux solides, la biomasse, le rayonnement solaire, l'énergie hydraulique, l'énergie du vent, la géothermie et l'énergie tirée de la fission de l'uranium.

C'est là que les choses se compliquent ! C'est précisément sur ces coefficients de conversion que se déchirent les partisans des renouvelables, du gaz, du pétrole ou du nucléaire.

En effet, si les unités obsolètes, mais pratiques et parlantes, que sont le cheval vapeur et la TEP sont bien des unités exactes et incontestables (736 watts pour le cheval vapeur, 41868 mégajoule pour la TEP), en revanche il n'en va pas de même de l'énergie primaire. Cette dernière n'est pas une grandeur exacte mais le résultat d'un calcul arbitraire, dépendant de la définition que l'on met derrière le mot « primaire », variable selon le but recherché, qu'il soit énergétique, écologique ou politique.

Afin d'illustrer quelques problématiques, voici des exemples de coefficients de conversion en énergie primaire utilisés actuellement pour l'**électricité**.

Le coefficient 2,58

La **France** utilise, depuis sa **RT2000** (Règlementation Thermique relative à la performance énergétique des bâtiments), un coefficient arbitraire de conversion de l'électricité en énergie primaire de **2,58**. Ce chiffre provient d'un rendement conventionnel des anciennes centrales thermiques à flamme de 43,7% amputé de 5% de pertes d'acheminement, soit 38,7% de rendement net (avec cette méthode le coefficient de conversion de l'électricité en énergie primaire est donc de $1/0,387 = 2,58$). Ce coefficient totalement arbitraire est **toujours en vigueur aujourd'hui dans la RT2012**, malgré la quasi disparition du thermique fossile à flamme dans notre bouquet électrique.

L'**Europe** a pour sa part retenu un coefficient de conversion de l'électricité en énergie primaire moins « sévère » de **2,5**; la France a préféré 2,58, peut-être par souci de pénaliser le succès jugé « honteux » de son électricité nucléaire, ou, plus probablement, pour « gonfler » artificiellement son taux d'indépendance énergétique (voir plus loin).

Les autorités européennes envisagent aujourd'hui de revoir à la baisse leur coefficient de 2,5 pour le rapprocher de la valeur 2 afin de tenir compte des développements récents du bouquet électrique de l'Union. D'ailleurs cette démarche soulève un autre casse-tête qui divise les experts : faut-il baser les nouveaux coefficients de conversion sur les performances énergétiques présentes ou prospectives ?

Le **nucléaire** possède en toute rigueur un rendement inférieur aux filières thermiques classiques. L'AIE (Agence Internationale de l'Energie) l'établit conventionnellement à **33%**. Ce rendement est moins bon que celui des centrales fossiles car les températures sont moins élevées dans les centrales nucléaires (autour de 300°C) que dans les centrales à flamme (où la vapeur d'eau peut dépasser 500°C). Si l'on appliquait au mix électrique actuel de la France la méthode de calcul retenue par la Commission européenne sur la base du rendement AIE, la valeur du coefficient de conversion moyen de notre électricité serait proche de 3 (contre 2,58) !

Certains plaident pour que le coefficient de conversion de l'électricité nucléaire soit bien plus proche de 1. Certes cela reviendrait à retenir un rendement plus élevé que 33%, voire proche des 100% souvent retenus pour d'autres sources durables comme le solaire photovoltaïque ou l'éolien. Pourtant, pour ces renouvelables, le rendement réel de conversion de la ressource naturelle en électricité est moins bon que celui du nucléaire, mais on les gratifie couramment d'un rendement parfait de 100% (coefficient de conversion de 1) au motif que la ressource naturelle, soleil ou vent, est gratuite (alors qu'elle n'est certes que « quasi gratuite » pour le nucléaire, l'uranium naturel représentant en effet moins de 5% du coût de l'électricité nucléaire).

La réalité est que les capteurs **photovoltaïques** installés récemment n'ont qu'un **rendement réel de conversion inférieur à 20%** (pour les meilleurs; plutôt 10% pour ceux installés ces 10 dernières années); de même, le rendement des **éoliennes** modernes ne **dépasse pas 30% en moyenne** (même s'il peut dépasser 40% quand le vent est optimal entre 10 et 15 mètres par

seconde) ; et si la limite physique « de Betz » de 59% laisse de la marge aux chercheurs il faudra toujours lui retirer les pertes liées à la conversion de l'énergie aérodynamique en énergie mécanique puis en électricité. Rappelons que ces rendements n'ont rien à voir avec les facteurs de charge liés à l'intermittence (en France environ 13% pour le photovoltaïque et 23% pour l'éolien terrestre) qui affectent eux aussi la production électrique des renouvelables.

Bref, les **coefficients de conversion** imposés par le concept **d'énergie primaire** ne sont pas une « science exacte », et les considérations qui précèdent expliquent pourquoi ils pourraient continuer à être manipulés pour favoriser les renouvelables et défavoriser le nucléaire (ou peut-être l'inverse un jour) tant qu'on n'aura pas abandonné cette énergie primaire artificielle et conçue à l'origine pour les combustibles fossiles.

D'autant que certaines références réglementaires à l'énergie primaire ont parfois été manipulées au point de causer des biais écologiquement dommageables, comme on va le voir.

Le chauffage électrique en France

Largement préconisé jusqu'à la RT 2005, le **chauffage électrique** a par la suite été fortement pénalisés par la **RT 2012** qui a fixé une valeur maximale de consommation d'énergie pour les bâtiments neufs à **50kWh_{EP}/m²_{SHON}/an⁶** (EP signifiant énergie primaire). Or, si on se place du point de vue des économies d'énergie et de l'amélioration de l'isolation thermique de notre habitat, ce qui importe c'est bien d'abaisser la consommation finale de chauffage.



Pourtant, si on applique les coefficients de conversion en énergie primaire en vigueur, il se trouve que 50kWh d'énergie primaire de chauffage au gaz (ou au fuel) égalent 50kWh d'énergie finale (coefficient arbitraire de 1 en France) ; tandis que **50kWh d'énergie primaire** de chauffage électrique (solaire, éolien, hydraulique ou nucléaire) **égalent seulement 19kWh d'énergie finale** (50 divisé par 2,58), ce qui disqualifie le chauffage électrique, même pour une maison dont l'excellence de l'isolation thermique égalerait celle du chauffage gaz !

La stupidité environnementale de cette règle saute d'autant plus aux yeux qu'en France l'électricité est écologiquement vertueuse car dé-carbonée à plus de 90% (nucléaire 75% + hydraulique 12% + autres renouvelables 6% = 93%), tandis que le chauffage au gaz, pourtant encouragé par la RT2012, rejette 100% de son CO2 dans l'atmosphère !

Comment retrouver la confiance dans l'ADEME, sans craindre que cette Agence, capable de ce genre de distorsion, ne préconise un jour qu'à l'ère de l'électricité dé-carbonée, la France, seule contre tous et contre le sens de l'histoire, n'impose que ses futures voitures électriques fonctionnent plutôt... au gaz (comme pour le nouvel habitat de la RT2012) !

La qualité d'isolation thermique d'une maison est une grandeur physique. **Elle ne dépend pas de la façon dont on la chauffe**, mais uniquement de la déperdition d'énergie pour une différence de température donnée entre intérieur et extérieur. Il est choquant de voir excuser, sous prétexte que le chauffage est au gaz, une mauvaise isolation qu'on s'interdit pour le chauffage électrique.

D'autant que cette RT2012 est deux fois dommageable : (i) en acceptant des **déperditions thermiques**, et (ii) en favorisant une **source de chaleur dépassée et polluante comme le gaz** ! Notre objectif doit être d'éviter le gaspillage thermique d'énergie finale (en isolant nos maisons) pas de favoriser la consommation de gaz ou de fuel, encore moins par un calcul artificiel d'énergie primaire contradictoire avec la sobriété énergétique.

⁶ 50kWh_{EP}/m²_{SHON}/an: kilowattheures **d'énergie primaire** par mètre carré de surface hors d'œuvre nette par an

Résultat, cette anomalie réglementaire de la RT2012 a forcé, avec la bénédiction de ministres de l'environnement coupables, un retour artificiel du chauffage au gaz dans le bâtiment neuf en France (« l'inversion de la courbe » depuis 4 ans est impressionnante).

Et comme il n'y a pas que des perdants, elle a aussi fourni un soutien financier inattendu et apprécié à l'industrie du **gaz naturel importé** et à son puissant lobby, tout en satisfaisant, il faut le dénoncer, quelques égos **anti-nucléaires** infiltrés dans nos administrations depuis certains chantages politico-électorales de droite (Grenelle de 2007) comme de gauche (présidentielle de 2012). Cette anomalie doit désormais être corrigée, pour au moins trois raisons évidentes:

- (i) notre pays **ne produit plus de gaz naturel** (nos importations d'hydrocarbures coûtent en 2017 cent fois plus cher que nos importations d'uranium – en gros 60 milliards d'euros contre 0,6 milliards d'euros),
- (ii) le **gaz est un combustible fossile émetteur de CO₂** que le monde entier condamne afin de lutter contre le changement climatique,
- (iii) en France **l'électricité est écologique et dé-carbonée**, ce qui en fait le vecteur énergétique idéal pour le **chauffage** comme pour les nouveaux usages de l'électricité (comme les **voitures électriques**).

Solaire et éolien

Solaire et éolien sont deux autres « victimes » des grandeurs désormais inadaptées que sont l'énergie primaire et la TEP.

Les statistiques énergétiques européennes et internationales continuent de mesurer les productions d'énergie solaire et éolienne en TEP, unité carbonée totalement anachronique.



Comme déjà suggéré plus haut, l'**énergie primaire lumineuse** incidente sur un capteur solaire n'est pas la référence énergétique pertinente pour un capteur photovoltaïque dont le mauvais rendement de 20% devrait imposer un coefficient de conversion énergie primaire/finale de 5 et donc pénalisant.

Même malaise vis-à-vis de l'**énergie primaire du vent** dont seulement 30% environ est captée et valorisée par les pales d'une éolienne.

C'est à l'évidence l'**énergie électrique finale** (et non pas primaire) qui constitue le critère de pilotage du développement de ces énergies renouvelables, fussent-elles intermittentes. Cela explique que certaines méthodes statistiques leur accordent déjà un coefficient de conversion de 1 (pseudo rendement de 100%).

En outre, le prescripteur de la future **RT2018** pour le bâtiment devra veiller, d'une part certes, à prescrire un objectif exprimé désormais en énergie finale ($50\text{kWh}_{\text{EF}}/\text{m}^2/\text{an}$, et non plus $50\text{kWh}_{\text{EP}}/\text{m}^2_{\text{SHON}}/\text{an}$), mais, d'autre part, à ne pas se limiter non plus au seul critère énergie finale pour hiérarchiser les aides et subventions allouées : par exemple, à quantité égale d'**énergie finale de chauffage solaire**, le **solaire thermique**, compte tenu de son rendement supérieur à 80% (à comparer au maigre 20% du photovoltaïque) devra être encouragé car il mettra en œuvre quatre fois moins de surfaces de capteurs et donc moins de matériaux (et incidemment pas de « terres rares »). La **sobriété** doit s'appliquer à réduire non seulement l'**énergie finale** mais aussi **les ressources et matériaux** naturels mis en œuvre.

Indépendance énergétique

Dans les statistiques européennes le calcul du taux de **dépendance énergétique** (ou son complément à 1, le taux d'indépendance) de chaque pays est basé sur les **importations exprimées en énergie primaire**. Peut-être souhaitera-t-on ne rien changer. Mais la transition énergétique invite à y réfléchir à deux fois.

Quand la Commission Européenne affiche pour la France en 2016 un excellent taux de dépendance énergétique de 46% (contre 54% pour la moyenne européenne et 69% pour l'Allemagne) c'est avec une convention notable : la non prise en compte du contenu énergétique primaire des importations d'uranium. C'est bien une preuve de plus que l'énergie primaire n'est pas un critère satisfaisant !

Accessoirement c'est aussi la preuve que le fait pour la France d'importer la quasi-totalité de son uranium (malgré la présence historique de plus de 170 mines d'uranium sur l'hexagone) n'est pas un critère de dépendance énergétique.

Notre indépendance est basée sur la parfaite liquidité du marché mondial de l'uranium naturel (à la différence de celui des hydrocarbures), sur des ressources minières d'uranium largement réparties sur la planète (à la différence des hydrocarbures), et sur la très faible valeur marchande de l'uranium au regard de son énorme contenu énergétique (à la différence des hydrocarbures dont les importations coûtent chaque année 100 fois plus à notre pays que ses importations d'uranium).

Ce principe de calcul, qui « oublie » de comptabiliser le contenu énergétique primaire de l'uranium dans les importations n'est pas propre à la France ; il s'applique à juste titre à tous les pays nucléarisés. Faut-il dès lors continuer à calculer les taux de dépendance énergétique des états sur la base de leurs importations mesurées en énergie primaire si ce n'est pas le bon critère ? Le cas français (voir ci-dessous) permet d'en douter et en tout cas de soulever la question.

L'hypocrisie énergétique française

La référence actuelle à l'**énergie primaire** laisse entendre que la France serait un pays « **tout nucléaire** » alors que la réalité des chiffres montre des consommations plus proches du « **tout fossile** ».



Les statistiques énergétiques européennes et françaises actuelles, basées sur le concept de l'énergie primaire (et sur les coefficients de conversion arbitraires comme le fameux coefficient 2,58 cité plus haut) semblent afficher que l'**électricité** (essentiellement nucléaire) est l'énergie la plus utilisée en France avec une part de **42% des consommations primaires** totales.

Cette vision erronée et trompeuse **masque le fait que notre électricité ne représente en réalité que 23% des consommations d'énergie finale** du pays, loin derrière les carburants de nos voitures et nos chauffages non-électriques. Voici la réalité des chiffres.

Sur **162 millions de TEP** (puisque c'est l'unité encore utilisée par Eurostat !) d'énergie **finale** que les français ont consommée en 2016 **il y a 68% d'énergies fossiles** (pétrole 45%, gaz 20%, charbon 3%) **et seulement 17% d'électricité nucléaire** (soit 72% des 37,2 MTEP qui représentent les 23% d'électricité précitées). 17% contre 68% ! Qui a dit « tout nucléaire » ?

Cela démontre bien, si la COP21 ne l'avait pas assez rappelé, que **pour réduire nos émissions de CO2** il faut remplacer **nos moyens fossiles de transport et de chauffage** (essence, gaz, fuel et charbon) responsables de **dix fois plus d'émissions de CO2 que notre production électrique** (les centrales au gaz et au charbon étant d'ailleurs responsables aussi, en plus de

leur rôle dans le chauffage et le transport, de l'essentiel du « CO2 électrique » que nous émettons).

Quelle méthode choisir pour la comptabilisation de l'énergie ?

L'encadré ci-dessous (source : *références INSEE, les acteurs économiques et l'environnement, édition 2017*) montre qu'au moins trois méthodes s'affrontent :

L'une, dite du « contenu énergétique », utilisée par l'AIE et Eurostat, applique des rendements de conversion de 33% au nucléaire, 10% à la géothermie mais de 100% au photovoltaïque et à l'éolien (avec la convention arbitraire que l'électricité produite par ces deux dernières sources est assimilée à leur énergie primaire, ce qui est faux du point de vue de la physique).

Une méthode dite de la « substitution partielle » est utilisée par le World Energy Council (WEC).

Une 3^{ème} méthode, dite de « l'équivalence directe » figure dans les rapports du GIEC. Elle traite l'électricité **nucléaire sans discrimination, avec un coefficient de conversion de 100%, comme les électricités renouvelables**.

Toutes ces méthodes ont leurs défauts et leurs mérites. Leur problème commun est que chacune conduit à afficher un bouquet énergétique primaire différent des autres (voir graphique ci-dessous), pour décrire ce qui devrait être la même et unique consommation énergétique d'un pays !

C'est pourquoi les **énergies primaires** (issues d'un calcul, pas d'une mesure physique) sont parfois déroutantes, pour les citoyens, les medias et même les décideurs. Sans forcément les abandonner, il serait bon de recentrer enfin les statistiques énergétiques sur l'essentiel : **l'énergie finale**, consommée et mesurable. Cela n'exonère en rien chaque joule ou kWh final de devoir rendre des comptes aussi sur d'autres critères : sur ses impacts économiques, techniques et environnementaux (ressources naturelles, CO2).

Conclusions

L'énergie primaire n'est plus un concept énergétique pertinent.

Qu'importe l'énergie primaire d'une éolienne, ou d'un capteur photovoltaïque ! L'important est d'en améliorer les faibles rendements pour en extraire et stocker plus d'énergie finale.

Quel sens donner à l'énergie primaire de l'hydroélectricité (baptisée autrefois « houille blanche ») ?

Encadré 1

Les contributions du nucléaire et des énergies renouvelables au bouquet énergétique et à la baisse des émissions de CO₂ différent selon les méthodes de comptabilisation utilisées

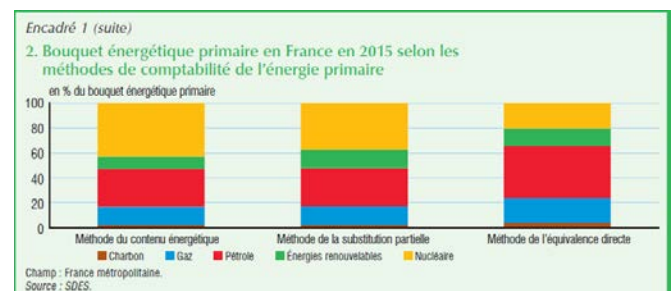
La comptabilisation des quantités des différentes formes d'énergies obéit à certaines conventions, qui influent sur les résultats commentés précédemment. Les méthodes existantes traitent de la même manière les combustibles (énergies fossiles ou biomasse), comptabilisés en énergie primaire à hauteur de leur pouvoir calorifique, mais diffèrent pour le nucléaire et les énergies renouvelables électriques sans combustion (photovoltaïque, éolien, hydraulique, etc.). Trois méthodes peuvent être recensées : la méthode du contenu énergétique, qui fait référence au niveau international et est utilisée dans le reste de cette étude ; la méthode de la substitution partielle et la méthode de l'équivalence directe (figure 1).

1. Caractéristiques des méthodes usuelles de comptabilisation de l'énergie

Méthode	Principe	Traitement du nucléaire et de la géothermie	Traitement des énergies renouvelables électriques	Principaux utilisateurs
Contenu énergétique	L'énergie primaire considérée est la première forme d'énergie utilisée dans le processus de transformation de l'énergie : chaleur pour le nucléaire et la géothermie, électricité pour le PV et l'éolien.	Comptabilisation de la chaleur nucléaire ou géothermique, avec des coefficients de conversion par défaut respectivement de 33 % et 10 % : 1 kWh d'électricité nucléaire = 10,9 MJ d'énergie primaire.	Coefficient de conversion de 100 % : 1 kWh d'énergie renouvelable électrique = 3,6 MJ d'énergie primaire.	Agence internationale de l'énergie Eurostat, bilan de l'énergie national.
Substitution partielle	Pour la production d'électricité nucléaire ou renouvelable (non thermique), l'énergie primaire correspondante est la quantité d'énergie fossile qui aurait été utilisée pour produire la même quantité d'électricité.	Les coefficients d'équivalence en énergie fossile varient légèrement selon les méthodes autour de 38 %. Pour le WEC, 1 kWh d'électricité nucléaire = 9,3 MJ d'énergie primaire.	Pour le WEC, 1 kWh d'énergie renouvelable électrique = 9,3 MJ d'énergie primaire.	WEC (World Energy Council), US EIA, BP.
Équivalence directe	L'électricité nucléaire ou renouvelable (non thermique) produite est directement comptée comme énergie primaire sans différence selon les filières.	Coefficient de conversion de 100 % : 1 kWh d'électricité nucléaire = 3,6 MJ d'énergie primaire.	Coefficient de conversion de 100 % : 1 kWh d'énergie renouvelable électrique = 3,6 MJ d'énergie primaire.	Rapports du GIEC.

Champ : France métropolitaine.
 Note : l'agrégat des énergies renouvelables est constitué des énergies renouvelables électriques (PV, éolien, hydroélectrique, etc.) et des énergies renouvelables thermiques (biomasse essentiellement mais aussi pompes à chaleur ou solaire thermique).
 Source : EIA, 2017.

Les bouquets énergétiques sont contrastés selon la méthode utilisée. La méthode du contenu énergétique est celle qui conduit à la plus forte part du nucléaire (42,5 %) et à la plus faible des énergies renouvelables (10,0 %) (figure 2). La méthode de substitution partielle et celle d'équivalence directe aboutissent à des résultats proches concernant le poids des énergies renouvelables (respectivement 14,7 % et 13,9 %), mais divergent sur celui du nucléaire (respectivement 37,2 % et 20,3 %) (figure 2).



Quel sens donner à l'énergie primaire contenue dans l'uranium dont nous n'exploitons aujourd'hui qu'une infime partie du potentiel énergétique (de l'ordre de 1% seulement, venant essentiellement de son isotope fissile, l'isotope fertile restant quasiment « imbrûlé ») ?

Le nucléaire du futur est désormais prêt à exploiter l'énorme potentiel énergétique de l'uranium (ou du thorium) et à repousser ainsi l'horizon de cette formidable ressource énergétique à plusieurs milliers d'années, même en ne considérant que les réserves minières déjà exploitées et l'uranium appauvri et de retraitement qui attend sagement que l'homme exploite enfin son énergie quasi illimitée.

Même si elle demeurera une grandeur utile dans certaines statistiques énergétiques fossiles, **l'énergie primaire** doit laisser la place à **l'énergie finale** comme paramètre de **pilotage de la transition énergétique mondiale**. C'est bien l'énergie que nous consommons, celle que nous payons, celle de nos compteurs électriques ou à gaz, celle que nous mettons dans le réservoir de notre véhicule, notre cuve à fuel ou à gaz, c'est cette énergie finale qui doit être notre principal indicateur pour améliorer **la sobriété** de nos **usages énergétiques**, indépendamment de leurs sources primaires.

De même, l'**indépendance** énergétique d'un pays devrait se mesurer à son degré d'autonomie à fournir son **énergie finale**, indépendamment de toute conversion en énergie primaire (que ce soit avec le coefficient de conversion français de 2,58 qui ne repose plus sur aucune réalité, ou avec un autre). Certes, il faudra admettre la réalité que le taux d'indépendance énergétique de la France est bien inférieur aux 54% que nous affichons ; pour preuve nos importations massives d'hydrocarbures, qui relativisent mais ne minimisent en rien le succès de notre aventure nucléaire nationale.

Enfin, qu'elle soit encore mesurée en TEP, ou demain en joules ou en kWh, **la quantité d'énergie (fût-elle primaire ou finale) n'est pas le seul paramètre de pilotage de la transition énergétique** et du changement climatique. Nos décisions futures vont devoir se prendre aussi à l'aune de leur **empreinte carbone** et des **ressources naturelles** laissées aux générations futures.

Afin de clarifier notre combat environnemental il est temps d'en **simplifier** des principes énergétiques, devenus incompréhensibles pour le citoyen comme, parfois, pour les médias et les décideurs, au point de faire emprunter certaines de fausses routes critiquables (comme celles qui brouillent les bonnes intentions du scénario *NégaWatt*), et contradictoires pour certaines avec nos objectifs les plus durables (sur lesquels repose notamment le crédo sage et objectif du scénario *NégaTep* de l'association *Sauvons le Climat*).

Après une révolution industrielle qui a vu régner sans partage deux siècles de charbon et un siècle de pétrole et de gaz, les enjeux de l'humanité ont changé. Sans présager de ce dont après demain sera fait, notre triple **feuille de route** pour le XXI^{ème} siècle est simple :

(i) limitons nos consommations d'énergie FINALE, (ii) réduisons, de façon juste et équitable, nos consommations de RESSOURCES naturelles non durables ni recyclables, et (iii) éliminons notre empreinte CARBONE atmosphérique.

Un jour futur, peut-être trouvera-t-on une théorie d'unification de ces trois critères en un concept énergétique unique, une sorte « **d'énergie finale durable et désempreintée** », nette des énergies nécessaires pour neutraliser son empreinte carbone ainsi que les consommations non durables de ses ressources naturelles.

[Retour au sommaire](#)

RAPPELS SUR ÉNERGIE ET PUISSANCE

Quizz et confusions courantes, y compris dans des ouvrages scolaires ou dans des livres de vulgarisation :

1. Une lampe de 10 watts peut-elle consommer plus d'énergie qu'une lampe de 100 watts ? Réponse : OUI (si elle reste allumée au moins 10 fois plus longtemps).
2. Lu dans les médias : « notre parc photovoltaïque a atteint 6 gigawatts soit l'équivalent de 6 réacteurs nucléaires de 1 gigawatt ». Erreur classique ! En effet, 6 gigawatts solaires produisent à peine l'énergie d'un seul réacteur nucléaire de 1 gigawatt.

Rappels pour y voir clair :

L'**énergie** en physique est un concept complexe du fait de ses multiples formes (énergie cinétique, énergie électrique, énergie lumineuse, énergie thermique, énergie mécanique, énergie chimique, énergie potentielle de masse, etc.). L'énergie c'est la mesure de la capacité de produire une **transformation**. Une batterie qui stocke une quantité définie d'énergie électrique, a la capacité d'élever la température d'une certaine quantité d'eau d'une certaine valeur ou de faire fonctionner une ampoule donnée pendant un certain temps ou d'élever une certaine charge d'une certaine hauteur etc.

La notion de **puissance** tient à la relation de l'**énergie** au **temps** :

$$\text{ENERGIE} = \text{PUISSANCE} \text{ multipliée par le TEMPS}$$

Porter un litre d'eau de 15°C à 90°C en une minute ou en une heure met en jeu la même quantité d'énergie (on a opéré exactement la même **transformation**) mais nécessitera 60 fois plus de puissance pour le réaliser en une minute plutôt qu'en une heure.

Dans le domaine électrique, on mesure la **puissance** en **watt** et ses multiples, **kilowatt** (kW = 1000 watts), **mégawatt** (MW = 1000 kW) ; l'**énergie** en **Wattheure** (Wh produit de la puissance par le temps) et ses multiples, **kilowattheure** (kWh), **mégawattheure** (MWh), etc.

Notre abonnement à EDF (ou à un autre fournisseur) est une **puissance en kW** ; c'est la puissance maximum des appareillages qui peuvent fonctionner ensemble. Ce que notre compteur relève, c'est une **énergie en kWh** ; c'est ce que nous avons utilisé pour **transformer** notre quotidien (chauffer, éclairer, etc.).

Un générateur électrique de **1 MW** fournissant sa pleine puissance pendant un an (8760 heures) fournit **8760 MWh**. Une centrale thermique ou nucléaire qui fonctionne 90% du temps ne fournit que 7884 MWh sur l'année. Une éolienne de 1MW qui ne tourne à plein que pendant l'équivalent de 23% du temps (valeur moyenne effective en France) ne produit sur l'année que 2015 MWh. Une centrale photovoltaïque qui ne reçoit le soleil que 13 % du temps (valeur moyenne effective en France) ne va produire que 1139 MWh par an. La comparaison des puissances de centrales électriques différentes n'a donc pas de sens, seule l'énergie produite pendant une même durée, mesure du service⁷ effectivement rendu, permet une comparaison valide.

⁷ *note : par souci de simplification, seuls les « facteurs de charge » (100%, 90%, 23%, 13%) qui relient puissances et énergies sont illustrés ici ; d'autres paramètres que le temps peuvent affecter le « service rendu », comme notamment le caractère aléatoire de certaines sources renouvelables, qui dégrade ce service rendu, dégradation qui pour être compensée nécessite aussi de l'énergie et des coûts supplémentaires.

ARSCA
Tour AREVA, Boîte 0706-B2
1 Place Jean Miller, 92084 PARIS LA DEFENSE
Mail bureau@uarga.org Site www.uarga.org

[Retour au sommaire](#)