

# Contre la politique énergétique d'Emmanuel Macron,

## par Hugues HENRI

### Introduction

Les jeux sont faits, pour Emmanuel Macron il fallait profiter de l'opportunité de sa prochaine présidence de l'Europe pour afficher et affirmer ses choix énergétiques, dans le cadre parallèle de la campagne présidentielle de 2022, pour couper l'herbe sous le pied de la droite unanime à privilégier le nucléaire.

Le nucléaire reste la priorité d'Emmanuel Macron qui a déjà décidé de construire six EPR2 et d'enclencher la construction en série de SMR (petits réacteurs modulaires) en y associant des énergies renouvelables, car la France y est contrainte compte tenu de son retard en ce domaine, par rapport à ses voisins européens, Allemagne, Danemark, Espagne, Royaume Uni, etc.

La Cour des Comptes a jeté un pavé dans la mare en attirant l'attention générale sur le problème du coût du nucléaire et son financement. Le président de la CRE a lui aussi prévenu du retard considérable du développement des énergies renouvelables en France. Comme on le voit, les enjeux sont énormes et le débat devrait être démocratiquement posé, ce qui n'est toujours pas le cas en France.

### Gaz fossile & nucléaire, l'alliance toxique d'Emmanuel Macron



*D'après GreenPeace Publié le 14 décembre 2021*

Quelques jours après un discours de lancement de la présidence française de l'Union européenne d'Emmanuel Macron, resté très vague sur les questions d'environnement et d'énergie, plusieurs associations se mobilisent ce 14 décembre pour dénoncer l'alliance toxique menée par le Président français dans les négociations sur la taxonomie européenne.

Devant le Ministère de l'Europe et des Affaires étrangères, des militantes et militants des Amis de la Terre France, Attac France, Action non-violente COP21 et Greenpeace France ont déployé plusieurs banderoles rappelant que le gaz fossile et le nucléaire n'ont pas leur place dans la taxonomie verte.

Un militant, déguisé en Emmanuel Macron, était symboliquement enchaîné à un baril nucléaire et à une bouteille de gaz pour montrer la tentative d'alliance européenne climaticide entre nucléaire et gaz fossile orchestrée par le chef de l'État français.

Un portrait du président français, l'un des 151 qui avaient été décrochés dans des mairies partout en France par des activistes d'Action non-violente COP21, était également présent sur le lieu pour rappeler le terrible bilan écologique du quinquennat d'Emmanuel Macron et le fossé entre ses discours et ses actes.

## **Coût du mix électrique : la Cour des comptes souligne les multiples incertitudes**

*Source : L'Usine nouvelle (14/12/2021))*



La rue Cambon juge que le coût du futur mix électrique doit être mieux évalué. Celui du nucléaire historique doit être précisé, celui de l'EPR2, provisoire, ignore l'aval du cycle, et ceux des renouvelables dépendent de nombreuses hypothèses. Lundi 13 décembre, la Cour des comptes a publié une analyse des coûts du système de production électrique. Le rapport souligne surtout les incertitudes entourant les évaluations. Il pointe aussi, qu'au-delà des coûts associés à chaque filière, il faut tenir compte des investissements à réaliser dans le stockage et le réseau. Le rapport

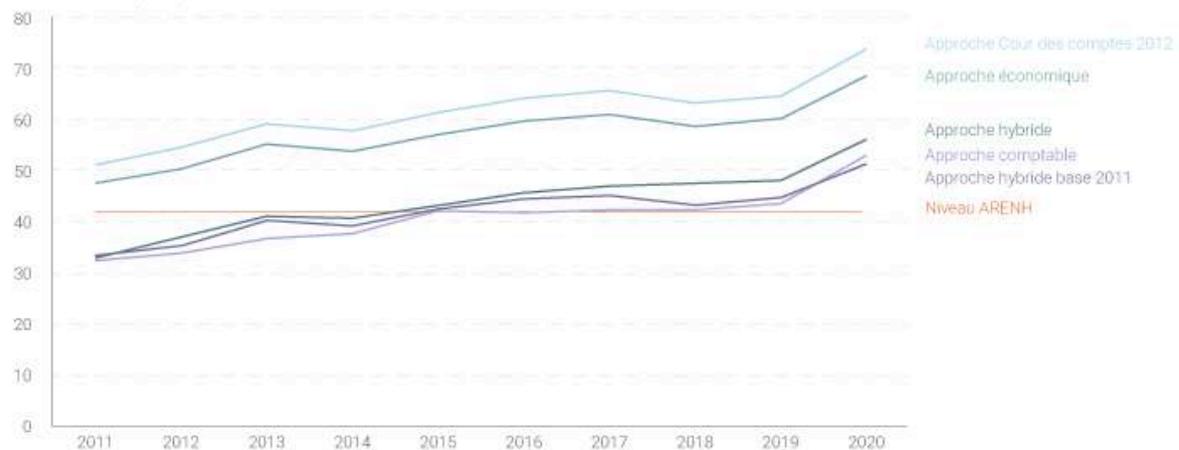
formule quatre recommandations pour mieux évaluer les coûts complets et préciser ceux du nucléaire historique et des EPR2.

## Mieux évaluer le coût du nucléaire historique

La Cour débute son analyse par une étude du coût du nucléaire en fonctionnement. Les 42 euros par mégawattheure (€/MWh), basé sur le prix fixé pour l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), ne sont pas forcément pertinents, explique-t-elle. Si l'on adopte un point de vue comptable, ce coût oscille bien autour de 42 €/MWh. Mais cette approche minimise les investissements passés, puisqu'une grande partie est déjà amortie (donc d'un montant nul, sur le plan comptable). Si on applique une approche économique, qui répartit le montant des investissements sur la durée de vie des réacteurs, le coût du nucléaire historique égale alors 64,80 €/MWh pour l'année 2019 :

### Nucléaire Coût établi selon différentes méthodologies pour les années 2011 à 2020 (en €/MWh de l'année considérée)

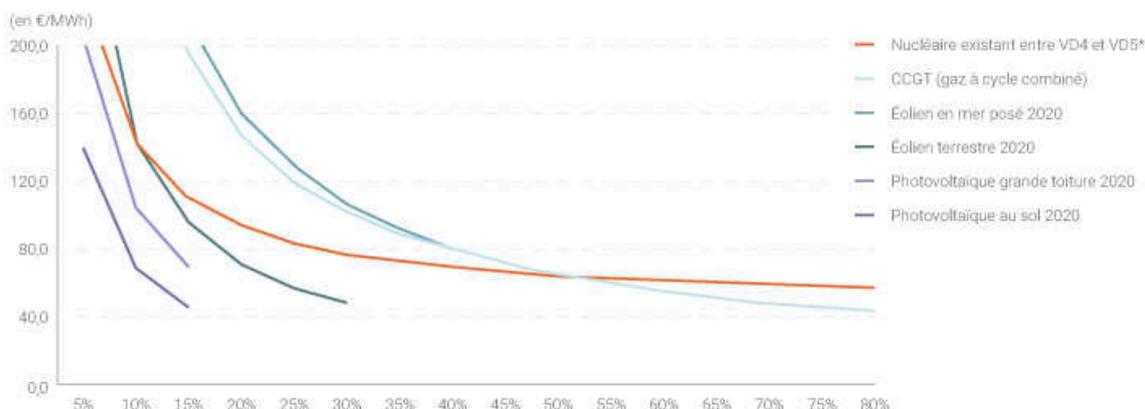
Coût du nucléaire, en €/MWh de l'année considérée



Connaissance des Énergies | Source : Cour des comptes à partir des données sources fournies par EDF.

Une meilleure identification des dépenses liées à [la] prolongation [du parc nucléaire] permettrait de rendre compte de la pertinence d'une telle prolongation par rapport au développement de nouveaux moyens de production :

## Électricité Coût moyen de production de différentes technologies (en €/MWh) en fonction du facteur de charge annuel



\*VD : « visite décennale » - Arrêt de réacteur nucléaire imposé par la réglementation tous les 10 ans afin de permettre la réalisation de tests et d'essais techniques et de déterminer l'aptitude ou pas - du réacteur à poursuivre son fonctionnement pour 10 années supplémentaires.

Connaissance des Énergies | Source : Cour des comptes d'après données présentées en groupe de travail « coûts » de RTE

Selon la Cour des comptes, le rapport précise aussi que ces estimations ne sont pas forcément conformes à ce que sera le coût futur. La prolongation du parc nucléaire « peut être estimé au minimum à 35 €/MWh », indique d'abord la Cour. Elle explique ensuite que certains investissements passés n'ont pas encore été complètement amortis et doivent donc encore être rémunérés. Et de préciser qu'« une meilleure identification des dépenses liées à cette prolongation permettrait de rendre compte de la pertinence d'une telle prolongation par rapport au développement de nouveaux moyens de production ».

Au-delà des chiffres, la Cour rappelle que « le choix de la méthode à utiliser dépend directement de la nature de la question posée ». Si on veut fixer le niveau d'un tarif réglementé, l'approche comptable, qui prend en compte le passé, semble appropriée. Mais si on doit décider d'un investissement, l'approche économique, qui étale l'investissement sur la durée de vie de l'équipement, est plus adaptée.

Le sujet fait l'objet de la première recommandation de la Cour. Elle estime que le ministère de la Transition écologique et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) devraient définir et publier une méthodologie pour fixer un coût « juste » du nucléaire historique.

## Quid de La Hague et d'un second Cigeo ?

Le rapport passe ensuite en revue les coûts associés à de nouvelles installations. S'agissant de l'électricité que produira l'EPR de Flamanville (Manche), elle reprend son évaluation de 2020, à savoir un coût compris entre 110 et 120 €/MWh. Quant au coût de l'EPR2, il reste très incertain. La Cour se contente d'évoquer une fourchette comprise 85 et 110 €/MWh. Mais il ne s'agit là que de « données provisoires ». En conséquence, « des fourchettes d'incertitude sur les coûts de construction devraient être systématiquement testées compte tenu de l'absence de maturité de ce nouveau réacteur ».

Surtout, elle constate que les scénarios de construction de l'EPR2 ne prennent pas en compte les investissements associés à l'aval du cycle du combustible, pourtant « indissociables des hypothèses de renouvellement du parc nucléaire ». Le rapport évoque le renouvellement incontournable de l'usine de retraitement de La

Hague (Manche), dont le coût – non encore évalué - s'annonce particulièrement important, et le chiffrage d'un « *deuxième Cigeo* ». Ces coûts, « *ne sont explicités dans aucun document à l'appui d'hypothèses de coûts de production de futurs EPR* », critique la Cour, qui recommande de les « *prévoir et expliciter* ».

Côté renouvelables, pour évaluer leur coût, la Cour a rassemblé diverses données, essentiellement produites par l'Agence de la transition écologique (Ademe) et la CRE depuis 2016. Le rapport retient les montants suivants : 50 à 70 €/MWh pour l'éolien à terre ; 98 à 117 €/MWh pour l'éolien offshore (le prix de 44 €/MWh fixé pour le parc de Dunkerque (Nord) n'étant pas jugé représentatif) ; de 45 à plus de 250 €/MWh pour le photovoltaïque (selon le type d'installation, la puissance et la zone géographique) ; de 33 à 149 €/MWh pour la petite hydroélectricité (là aussi, selon la nature des installations). Même si ces coûts « *ne sont pas facilement comparables, (...) ils sont convergents et décrivent des coûts de production des filières renouvelables en constante diminution* ».

Quant aux centrales à gaz, elles délivrent de l'électricité à un coût compris entre 57,80 et 73 €/MWh, pour celles à cycle combiné, et entre 90,50 et 141,70 €/MWh, pour les turbines. « *Il faut toutefois noter que ces prix dépendent très fortement des prix du gaz et du CO<sub>2</sub> qui ont connu une forte augmentation depuis [la réalisation de ces estimations]* », précise la Cour.

## **Étudier plusieurs variantes de coûts complets**

Toutefois, comme RTE, la Cour explique que le coût complet d'un mix électrique n'est pas la somme des coûts de chaque filière. Pour avoir une vision d'ensemble, il faut intégrer les autres composantes du système électrique, notamment les coûts liés au réseau et aux besoins d'équilibre entre offre et demande (stockage, flexibilité de la demande, etc.). En outre, « *les coûts du fonctionnement du système électrique dépendent de la contrainte qui lui est imposée en termes de sécurité d'approvisionnement* ».

La Cour recommande donc aux pouvoirs publics de calculer, pour chaque mix électrique étudié, le coût complet associé. Celui-ci devrait tenir compte de plusieurs variantes de coûts et de taux d'actualisation pour traduire les risques liés au développement de chaque filière.

Enfin, le rapport se garde de formuler des conclusions définitives sur les investissements à l'horizon des trente prochaines années. « *Les difficultés qui s'attachent à des travaux de prospective à aussi long terme sont importantes* », explique-t-elle, évoquant les incertitudes associées à des technologies peu ou pas matures. Quant au nucléaire, il « *est à nouveau en phase d'apprentissage* ». Une chose semble sûre : il est important de prendre en compte les marges d'incertitude entourant les coûts de chaque mode de production électrique. Sur ce sujet, la Cour recommande de prendre en compte le rapport *RTE Futurs énergétiques 2050* lors de l'élaboration de la future loi de programmation sur l'énergie et le climat.

## **Coûts de production des filières et coût complet d'un mix électrique**

La Cour des comptes rappelle que les coûts de production électrique « *peuvent être calculés pour une technologie de production particulière (nucléaire,*

hydraulique, thermique, etc.) ou pour le système électrique considéré dans son ensemble (incluant les moyens de production, les réseaux d'acheminement, les moyens de stockage ou de flexibilité de la demande, etc.) ».

L'estimation du coût d'un mix de production « ne correspond pas à la simple addition des coûts de production de chaque filière », met ainsi en garde la Cour des comptes. Et c'est bien « le coût du système électrique dans son ensemble qui rend compte du coût de production associé à un mix électrique ». Une approche suivie par le gestionnaire de réseau RTE dans son rapport récent *Futurs énergétiques 2050* qui détaille le coût global du système électrique français d'ici 2060 à travers six scénarios.

Le coût économique d'un mix électrique doit « prendre en compte, en sus des moyens de production, le coût des moyens de stockage, de flexibilité de la demande, ceux du réseau de transport et de distribution, des interconnexions et enfin le bilan des échanges extérieurs d'électricité (imports et exports) qui dépend des mix électriques de nos voisins européens », souligne la Cour des comptes.

## **Coût de production : approches « comptable » et « économique »**

Dans son rapport, la Cour des comptes rappelle également que le coût moyen de production d'une filière « peut être estimé selon des approches dites d'inspiration « comptable » ou « économique », qui diffèrent essentiellement par le mode de prise en compte des coûts d'investissement » :

- l'approche économique « calcule un coût annuel moyen des investissements sur la durée de vie de l'actif de production ». Elle « est généralement utilisée pour prendre une décision d'investissement » ;
- l'approche comptable « tient compte, sur une année donnée, des dotations aux amortissements et d'une rémunération de la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations ». Elle permet « de tenir compte du passé pour fixer le niveau d'un tarif réglementé ou régulé de l'électricité » (comme le mécanisme Arenh) ;

L'approche adoptée n'a rien d'anodin et elle peut aboutir à « des résultats très différents selon le rythme effectif des amortissements comptables ». Ainsi, pour évaluer le coût complet de production du parc nucléaire existant pour les années 2011 à 2020, la Cour des comptes a appliqué ces différentes méthodes et fait état d'un « coût oscillant autour de 42 €/MWh sur la période en retenant la méthode comptable » (prix retenu par le mécanisme Arenh depuis 2012) mais « de l'ordre de 60 €/MWh » avec l'approche économique.

Des approches « hybrides sont aussi possibles, mêlant des éléments comptables et des calculs économiques », précise la Cour des comptes.

## **Les facteurs affectant les coûts de production de chaque filière**

Le coût de production électrique « dépend des caractéristiques de chaque filière, et notamment du partage entre coûts d'investissement et d'exploitation, du prix du combustible utilisé ainsi que de la durée annuelle de fonctionnement considérée pour ce moyen de production (certains moyens de production peuvent fonctionner quasi en permanence alors que d'autres dépendent des conditions météorologiques) », rappelle la Cour des comptes.

Sachant que les différentes filières sont « caractérisées par des rapports différents entre coûts fixes et coûts variables », la hiérarchie des différentes technologies « selon leur coût moyen de production est variable [...] selon la durée de fonctionnement à assurer dans l'année, et donc le facteur de charge annuel ».

Le parc nucléaire « prolongé à 50 ans » est par exemple « plus compétitif que la technologie à cycle combiné au gaz (CCGT) pour des durées annuelles de fonctionnement supérieures à 4 200 heures (facteur de charge annuel supérieur à 50% si les moyens produisent à la puissance nominale) ».

Par ailleurs, le photovoltaïque et l'éolien terrestre sont « potentiellement plus compétitifs que les centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) ou le parc nucléaire, quelle que soit la durée de fonctionnement considérée, mais leur facteur de charge est de fait limité et, sans adjonction de stockage, ils ne produisent pas nécessairement lors des périodes les plus tendues en terme d'équilibre offre-demande ».

## **Les 4 recommandations de la Cour des comptes**

La Cour des comptes émet les 4 recommandations suivantes dans son rapport :

- définir et publier une méthodologie d'établissement des coûts dans la perspective d'une nouvelle régulation du nucléaire ;
- calculer le coût complet de chaque scénario de mix électrique, en ayant recours à des variantes de coûts et de taux d'actualisation, en fonction des risques associés au développement de chaque filière de production ;
- prévoir et expliciter, pour les scénarios de mix électrique comprenant une hypothèse de renouvellement du parc nucléaire, la prise en compte des investissements associés à l'aval du cycle du combustible ;
- prendre en compte les analyses présentées par RTE dans son rapport « *Futurs énergétiques 2050* » dans l'étude d'impact de la loi de programmation sur l'énergie et le climat prévue à l'article L.100-1 A du code de l'énergie.

La Cour des comptes souligne en préambule que « la connaissance des coûts de production de l'électricité est indispensable au décideur public dès qu'il s'agit d'éclairer les choix futurs, par exemple pour déterminer la part que les filières nucléaires ou d'énergies renouvelables devraient prendre dans la production électrique française dans les 30 prochaines années ». Elle déplore ainsi à nouveau dans ce rapport que « la deuxième PPE a été largement dominée par la question du rythme de réduction de la part d'énergie nucléaire dans la production électrique et la préparation de la décision éventuelle de lancer un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, sans que la comparaison des coûts associés aux décisions occupe une place importante dans la réflexion ».

## **Le casse-tête du financement du nouveau nucléaire**

L'administration française tente de résoudre l'équation du financement de nouveaux EPR. Si EDF est le premier concerné, la participation active de l'État est requise.

Annoncée par Emmanuel Macron, la construction de six nouveaux EPR en France n'est pas formellement confirmée. Le ministère de l'Économie planche sur plusieurs scénarios de montage financier. Un casse-tête, pour l'État comme pour

EDF déjà lourdement endetté à hauteur de 54 milliards d'€. La facture des six EPR avoisinerait 50 milliards d'euros. Le prix du mégawattheure, lui, dépendra fortement du mode de financement.

Dans le nucléaire, les investissements de départ sont colossaux et il s'écoule près d'une décennie avant de produire le moindre kilowattheure d'électricité. Ainsi, les deux tiers du coût d'une centrale proviennent du coût du capital avec un taux de financement à 9%, selon un rapport de l'OCDE. « *Le problème du nucléaire, ce sont les risques concernant le prix de vente de l'électricité et le dérapage des délais de construction* », souligne Jan-Horst Keppler, professeur d'économie à l'université Paris-Dauphine.



D'où l'importance de trouver un équilibre dans le partage des risques, via des montages financiers innovants. En la matière, la Grande-Bretagne fait office de laboratoire. Pour le futur parc de Sizewell C, Londres et EDF travaillent sur la mise en œuvre d'un modèle « *regulated asset base* », déjà utilisé pour financer d'autres types d'infrastructures. Ce modèle a l'avantage de rémunérer les investisseurs dès le début des travaux et organise un partage des risques de construction entre EDF et l'État britannique.

## Probable choix de financement mixte

« *Le régulateur fixe un tarif régulé, qui peut évoluer pour intégrer certains risques* », explique Maxence Cordiez, ancien conseiller adjoint au nucléaire à l'ambassade de France au Royaume-Uni. De quoi faire baisser la facture, pour les consommateurs, par rapport à Hinkley Point C. Car pour inciter EDF à investir, Londres avait mis sur la table un « contract for difference », fixant un prix de rachat garanti de 92,5 livres sterling par mégawattheure, EDF s'engageant à supporter tous les risques de construction, avec un partenaire chinois. Un prix trop élevé, grevé par le coût du capital, qui représente 55 livres, contre 12 pour la construction en elle-même et 25 pour l'exploitation.

« *Il est très probable que la France recoure à un mix entre un tarif garanti d'achat, sur le modèle britannique, et des prêts garantis par l'État, voire une partie de subventions publiques* », pointe Ludovic Dupin, le directeur de l'information de la Société française d'énergie nucléaire. C'est l'option que vient de choisir la République tchèque pour son futur réacteur de Dukovany, sur lequel se positionne EDF. Il s'avère impossible, en tout cas, de faire sans une implication forte de l'État, l'opérateur français n'ayant plus la capacité de porter seul un tel projet. Avec son endettement de 42 milliards d'euros, « *si EDF devait aller lever sur les marchés, cela se ferait à des coûts difficilement compétitifs* », doute Pierre-Louis Brenac, expert chez Sia Partners.

Le projet Hercule, qui devait créer un EDF bleu regroupant le parc nucléaire, a capoté. Cela aurait pourtant permis à la future entité publique d'accéder à des taux plus bas. « *Le financement des EPR en France ne peut pas être décidé indépendamment de la réorganisation d'EDF. Les deux sont intimement liés* », met en garde Jan-Horst Keppler. Inextricable ? Ramenés à la durée du chantier prévu, « *les investissements en question ne représentent que 2 milliards d'euros par an, ce qui reste absorbable par EDF* », nuance Ludovic Dupin.

## Prudence des investisseurs privés

Il est peu probable que des investisseurs privés frappent à la porte. Du côté des industriels, Enel avait vite jeté l'éponge à Flamanville. Retards en cascade, surcoût des chantiers, manque de retour d'expérience sur l'EPR... « *Il y a de réelles réticences chez les investisseurs institutionnels européens, notamment allemands, pour le nucléaire* », prévient Julien Touati, le directeur du développement du fonds d'infrastructures Meridiam. Les Britanniques pourraient vite l'expérimenter. Londres bat en ce moment le rappel pour attirer des fonds de pension et des investisseurs au tour de table de Sizewell C, en espérant écarter le chinois CGN. Mais « *la prise en compte des critères ESG [environnementaux, sociaux et de gouvernance, ndlr] dans le nucléaire est loin d'être claire pour le moment* », avertit l'assureur britannique Aviva.

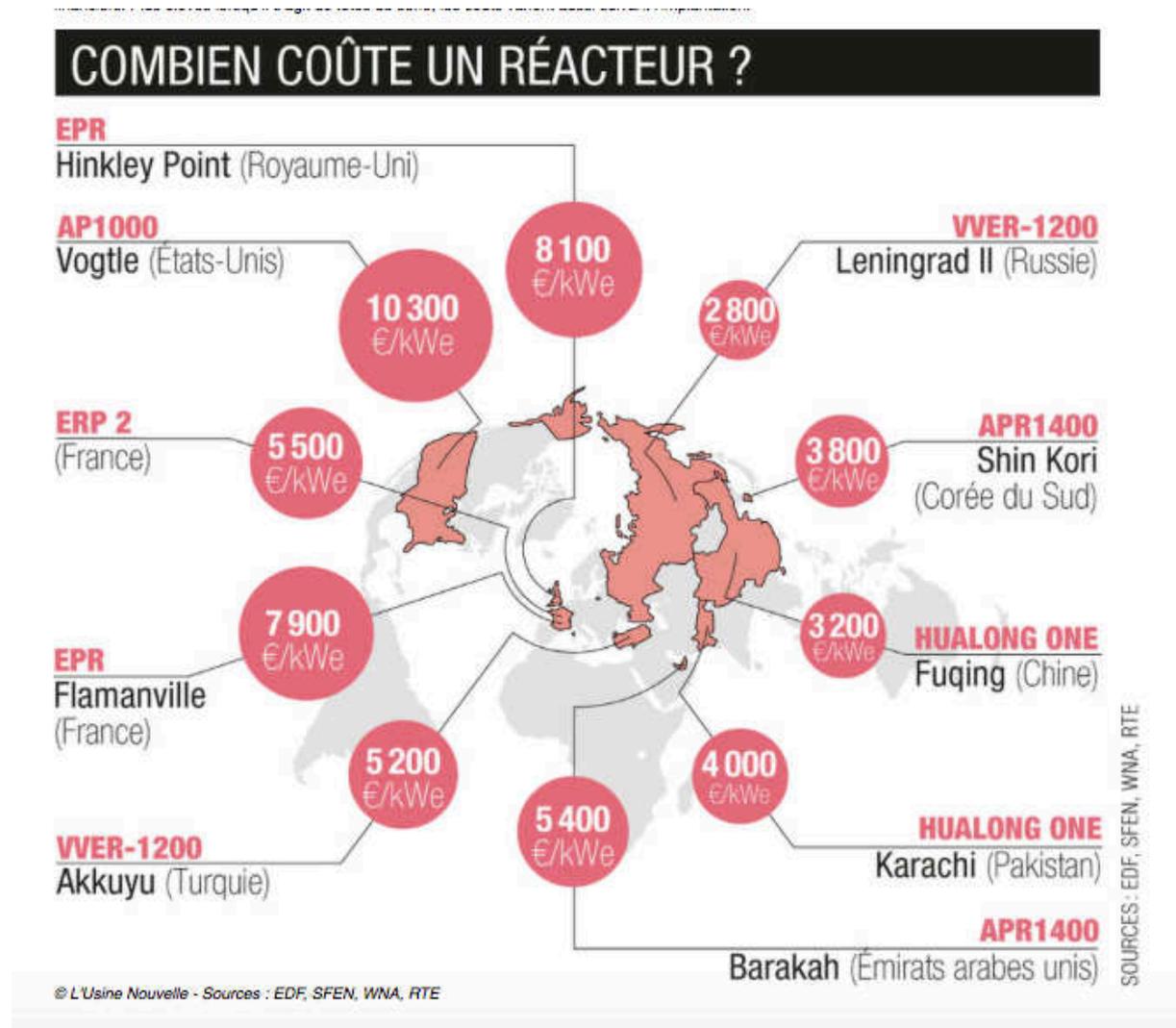
Ces contraintes lourdes sur le financement expliquent l'insistance de la France à inclure le nucléaire dans la taxonomie européenne. La question devrait être tranchée d'ici à la fin de l'année. En considérant le nucléaire comme une activité verte (malgré ses déchets et ses risques), la taxonomie permettrait à EDF d'émettre des green bonds pour financer ses investissements dans les centrales. Étant donné la faiblesse actuelle des taux, la différence n'est pas énorme. Mais « *les montants*

des capitaux à mobiliser rendent tout gain significatif dans le coût final du projet », rappelle Ivan Pavlovic, l'expert énergie de Natixis CIB.

« La taxonomie est surtout une bataille d'image pour le nucléaire. Rien n'empêchera la France de continuer à investir des milliards d'euros dans son parc nucléaire », tempère Thomas Pellerin-Carlin, le directeur du centre énergie de l'institut Jacques Delors. Reste que « dans le futur, les choses pourraient évoluer, notamment à l'aune des technologies SMR (Petits réacteurs modulaires) », estime Julien Touati. Plus petits, produits en série, ces petits réacteurs modulaires pourraient intéresser les fonds privés, même s'ils sont plutôt destinés à l'exportation et ne remplaceront pas les EPR. En revanche, ils ne seront pas prêts avant la décennie 2030, au mieux.

## Combien coûte un réacteur nucléaire ?

D'après Solène Davesne et Jonathan Grelier



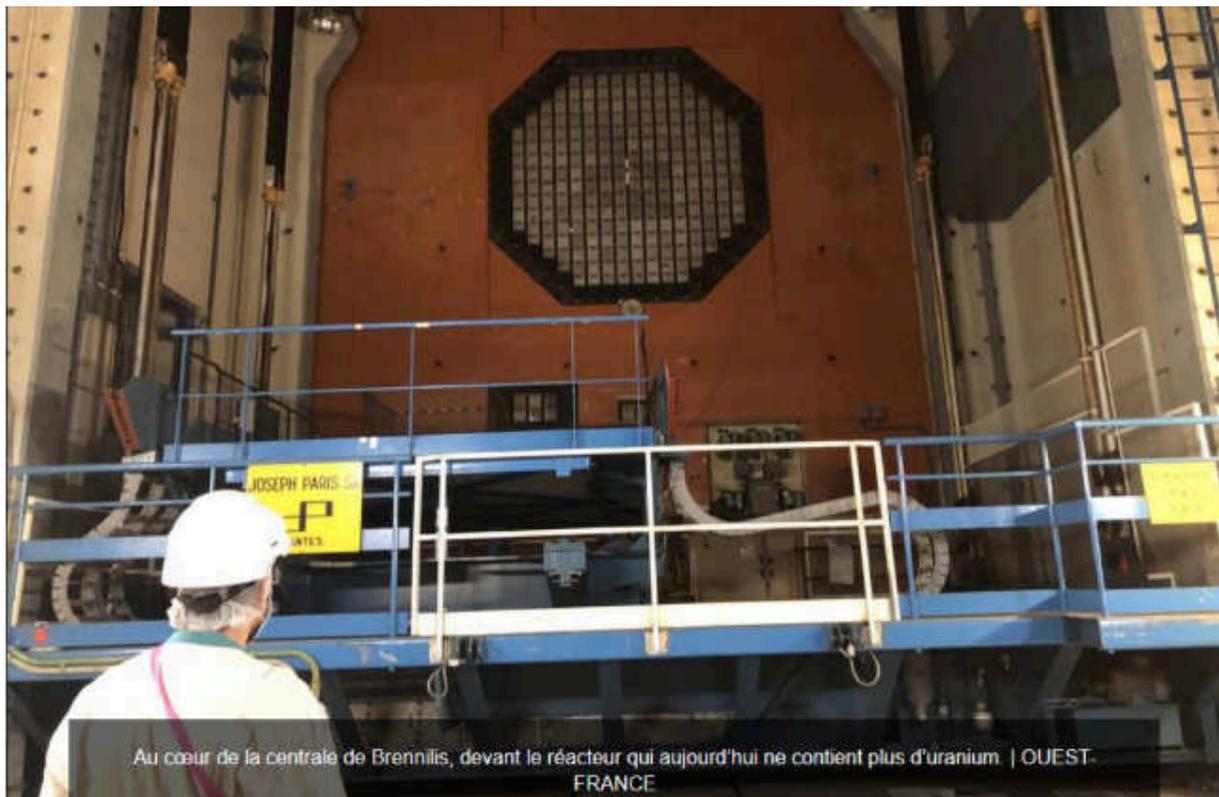
Les pays qui veulent s'équiper de centrales nucléaires ou renouveler leur parc ont le choix entre cinq modèles de réacteurs à eau pressurisée de troisième génération : l'EPR français, l'AP1000 américain, le VVER-1200 russe, le Hualong

One chinois et l'APR1400 coréen. Plus sûrs et puissants que leurs prédécesseurs, ils ont été conçus en intégrant l'expérience des catastrophes de Tchernobyl et Fukushima. Pour les comparer, le coût de construction est donné en euros par kilowatt électrique de capacité installée, généralement hors coûts de conception et toujours hors coûts financiers. Plus élevés lorsqu'il s'agit de têtes de série, les coûts varient aussi suivant l'implantation.

## **Finistère. Combien va réellement coûter le démantèlement de la centrale nucléaire de Brennilis ?**

Doyenne des centrales françaises, Brennilis doit servir de test pour les futures autres déconstructions de centrales. Prototype mis en service en 1967, la centrale est l'unique exemple industriel français de la filière nucléaire à eau lourde, ensuite abandonnée au profit des centrales à eau pressurisée. Il s'agit, à ce jour, pour EDF, de créer une filière de démantèlement qui puisse être utilisée dans les autres centrales et exportable vers d'autres pays. Huitième volet de notre dossier.

La Cour des comptes évaluait en 2005 le coût du démantèlement de la centrale de Brennilis à 482 millions d'euros, soit 20 fois plus que l'estimation de la commission PEON qui est à l'origine du parc nucléaire français actuellement en exploitation. Aujourd'hui, EDF annonce 850 millions d'euros.



## **Quel est le discours des coûts ?**

« Le démantèlement des centrales qui se terminera au XXII<sup>e</sup> est déjà payé. La loi nous l'impose. Ce programme dédié est déjà financé », nous dit Jean Cucciniello,

le directeur de la centrale de Brennilis. La centrale expérimentale (filière eau lourde) de Brennilis a été construite de 1962 à 1967. Depuis 1985, la centrale finistérienne est définitivement arrêtée.

## **Il y a une différence entre provisions et coûts ?**

Les sommes d'hier ne sont pas celles d'aujourd'hui, ni de demain ? Elles ont évolué, reconnaît EDF. En 2002 par exemple, (chiffres de la cour des comptes), on avait 480 millions d'euros inscrits. C'est-à-dire 620 millions d'euros 2020 (la monnaie évolue). Aujourd'hui, la direction de Brennilis parle de 850 millions d'euros.

« Les principes généraux de financement et le coût du démantèlement complet, du début jusqu'à la fin des opérations prévue à l'horizon 2040, ont été présentés. Les exploitants ont l'obligation réglementaire de provisionner ce montant dès aujourd'hui sur la base de la meilleure estimation des dépenses attendues. Ce dispositif est soumis au contrôle permanent des services de l'État et du Parlement. Le coût de chaque opération est estimé sur la base de contrats, de retour d'expérience d'opérations similaires, de devis et d'études techniques. Ainsi, le démantèlement complet de la centrale de Brennilis s'élève à 850 millions d'euros, le coût des travaux à venir représentant 40 % de cette enveloppe », fait savoir le compte rendu de la Commission locale d'information (CLI) en juillet 2021.

## **Les coûts ont beaucoup changé !**

Combien coûtait le démantèlement en 2009 par exemple ? Selon l'exploitant du site des monts d'Arrée, dans un rapport de la Commission locale d'information du 4 novembre 2009, « EDF provisionne les sommes nécessaires à la déconstruction tout au long de la durée d'exploitation de ses réacteurs, afin de pouvoir en disposer au moment de leur mise à l'arrêt. Le coût de la déconstruction est déjà pris en compte dans le prix du kWh durant toute la phase d'exploitation ».

Le rapport donnait les chiffres suivants, toujours en 2009 : « Les coûts de déconstruction des centrales nucléaires de première génération actuellement à l'arrêt (Brennilis, Bugey 1, Chinon A1, A2 et A3, Chooz A, Creys-Malville, Saint-Laurent A1 et A2) font l'objet de provisions actualisées dans les comptes d'EDF pour un montant d'environ 2 milliards d'euros. »

À ce jour, le démantèlement de Brennilis (850 millions) représenterait presque la moitié du coût pour ces dix tranches.

## **Novembre 2021: 62 % de la production d'électricité est issue de sources renouvelables**

Comme il est courant à cette période de l'année, les basses températures enregistrées dans notre pays provoquent une augmentation de la consommation d'électricité. Selon les données de l'ADENE – Agence de l'énergie, en novembre, 62 % de la production d'électricité provenait de sources renouvelables.

Ces chiffres signifient une augmentation de la consommation d'électricité de 4,0 % par rapport à la même période l'an dernier.



## **Les énergies fossiles ne représentaient « que » 38 % de la production d'électricité**

Comme mentionné, 62 % de la production d'électricité provenait de sources renouvelables, plus précisément 31,2 % de l'éolien, 20,5 % de l'hydroélectricité, 6,8 % de la biomasse et 3,4 % du photovoltaïque. L'énergie éolienne a atteint sa valeur maximale cette année (en pourcentage). Les combustibles fossiles représentaient les 38 % restants de la production (35,6 % de gaz naturel, 1,8 % de charbon et 0,6 % d'autres thermiques).

Selon REN, en ce qui concerne le marché du gaz naturel, malgré la performance positive du marché de l'électricité, la tendance négative enregistrée ces derniers mois s'est poursuivie, avec une contraction de 5,7% en glissement annuel en novembre et une baisse de 16% en le segment conventionnel, partiellement compensée par une croissance de 11 % dans le segment de la production d'électricité.

Entre janvier et novembre, la consommation de gaz naturel a enregistré une variation négative de 4,8%, par rapport à la même période l'an dernier, avec le segment conventionnel enregistrant une variation légèrement positive de 0,1% et avec le segment de production d'électricité en recul d'environ 13% . Le Portugal consomme également de l'énergie importée.

N'oubliez pas que le 21 novembre dernier était le premier jour de production d'électricité sans utilisation de charbon, après que la centrale électrique de Pego ait épuisé ses stocks de charbon, bien qu'elle ait été autorisée à fonctionner jusqu'au 30 novembre.

L'arrêt de l'utilisation du charbon dans la production d'électricité est un élément crucial de la décarbonation, un sujet qui a pris de l'importance et a suscité la controverse lors de la conférence sur le climat (COP26).

## **Le gros coup de gueule du gendarme de l'énergie contre le retard français dans les renouvelables**

Le président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fustigé mardi le retard dans le développement des énergies renouvelables en France et le poids pris par "tous ceux qui râlent" contre l'éolien ou le solaire.

Jean-François Carencu, le président de la CRE, la Commission de régulation de l'énergie, n'a pas mâché ses mots, ce mardi, pour dénoncer le poids de « tous ceux qui râlent » contre l'éolien et le solaire et déplorer le retard pris dans le développement des énergies renouvelables en France, alors que la France traverse une crise de l'énergie qui se caractérise notamment par une flambée des prix.

"Sur les énergies renouvelables, je pense qu'on ne dit pas assez (...) qu'on est très en retard, on est très en retard", a déclaré le président du gendarme de l'énergie, lors du colloque annuel de l'Union française de l'électricité (UFE). "Si on avait suivi la feuille de route des énergies renouvelables telle qu'elle était prévue il y a deux ans, on n'aurait pas de crise. Je pense qu'on n'aurait pas de crise si on avait 3 gigawatts de plus", a-t-il jugé, en allusion à la crise actuelle de l'énergie, dont les prix ont flambé.

Le gestionnaire du réseau électrique RTE prévoit par ailleurs un hiver sous "vigilance particulière" en matière de sécurité d'alimentation, alors que la crise sanitaire continue d'affecter le calendrier de maintenance du parc nucléaire, dont la production électrique est à 70% nucléaire. RTE table dans un premier temps, jusqu'à la fin de l'année, sur un "risque de tension relativement faible", mais prône plus de prudence pour janvier et février, période la plus exposée à des coups de froid, expliquait récemment le groupe. La consommation d'électricité en France s'est quant à elle redressée pour presque retrouver ses niveaux d'avant-crise, restant légèrement inférieure comparé à la même époque de 2019.

## **Doublement des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017**

Le développement des énergies renouvelables a pris du retard en France, alors que le pays s'est fixé des objectifs ambitieux. Feuille de route officielle de la France, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit de doubler la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017. Mais les projets font souvent face à des oppositions de riverains, de défenseurs du patrimoine ou de la biodiversité, ou encore de pêcheurs lorsqu'il s'agit de parcs en mer.

"Prenons conscience que c'est notre faute à nous", a exhorté Jean-François Carencu. "A force d'écouter tous ceux qui râlent en oubliant que l'énergie électrique, pour qu'on l'ait, c'est des milliers de morts dans les mines de charbon, c'est des dizaines, des centaines de villages engloutis".

"Et maintenant (...) parce que quelqu'un dit 'c'est pas beau', on dit 'ah la la'? Ça me tord les tripes. Parce que ça met en danger tous nos emplois, toute la France, toute l'Europe", a lancé l'ancien préfet.

Les renouvelables ont aussi concentré les critiques d'une partie de la droite et de l'extrême-droite dans la pré-campagne pour la présidentielle de 2022. Xavier

Bertrand, candidat malheureux à l'investiture LR, s'est plusieurs fois attaqué au développement des éoliennes dans sa région, les Hauts-de-France. Marine Le Pen (RN) envisage pour sa part de les "démonter". A gauche, Arnaud Montebourg ne veut pas les démanteler, mais faisait valoir récemment qu'une installation massive ne bénéficierait pas d'une « *acceptabilité sociale* ».

## Eolien en mer

Récemment, le Syndicat des énergies renouvelables (SER) et France énergie éolienne (FEE) ont indiqué que l'éolien en mer, très en retard en France, doit accélérer fortement si le pays veut atteindre la neutralité carbone en 2050. Pour lui, un objectif de 50 gigawatts (GW) en milieu de siècle est « réaliste ».



Cela signifie plus que doubler les projections actuelles, de 1 à 2 GW par an dans un premier temps, ont calculé les deux acteurs de la filière. Tous les scénarios énergétiques, produits récemment par le gestionnaire du réseau électrique (RTE) comme par l'Ademe, soulignent la part croissante et incontournable que joueront les sources renouvelables à l'avenir, et ce quelle que soit la part assignée au nucléaire.

De ce fait, éolien terrestre, éolien marin ou panneaux photovoltaïques, "il faudra les trois! Si on abandonne l'un ou l'autre, il n'y aura ni neutralité carbone ni sécurité d'approvisionnement", indiquait début décembre Michel Gioria, le délégué général de FEE.

Le tout premier parc marin devrait entrer en service en France en 2022, au large de Saint-Nazaire, avec dix ans de retard. A ce stade, 3,5 GW ont été attribués.

Pour 2050, RTE évoque 22 à 62 GW, selon les choix faits. Pour le Syndicat des énergies renouvelables et France énergie éolienne, 50 GW est un objectif "réaliste", au vu des prix déjà compétitifs de la technologie, ou de l'espace nécessaire (2,8% de l'espace maritime métropolitain, selon eux). Ils prônent un cap intermédiaire de 18 GW en 2035, de quoi alimenter en électricité 14 millions de foyers.

"Tout le monde, y compris le public, demande une plus grande visibilité. C'est le cas en Allemagne, qui dispose d'une planification précise, revue régulièrement", souligne Yara Chakhtoura, de FEE.

Dès 2022, la France doit remettre à plat sa feuille de route énergétique, comme l'ont déjà fait Pays-Bas, Grande-Bretagne, et même l'Allemagne au littoral bien moindre (qui vise 30 GW en 2040).



## **Essor insuffisant à l'échelle mondiale**

A l'échelle mondiale, l'essor de l'éolien en mer ou terrestre, le solaire... ont augmenté les capacités électriques renouvelables dans le monde, mais le rythme reste cependant insuffisant pour mettre la planète sur la voie de la neutralité carbone, selon le rapport annuel "Renouvelables" de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Cette année devrait battre le record de l'an dernier, avec 290 gigawatts (GW) de capacités nouvelles installées, et en ce dépit du coût accru de certains composants et du transport, note le rapport sorti mercredi.

Selon l'AIE, qui a revu à la hausse ses projections, 4.800 GW d'installations devraient être disponibles d'ici à 2026, soit +60% par rapport à 2020 et l'équivalent de la capacité électrique actuelle du nucléaire et des énergies fossiles combinés. Le photovoltaïque devrait assurer plus de 50% de cette croissance, et l'éolien en mer voir ses capacités tripler.

Toutes les régions sont concernées, Chine en tête (1.200 GW de capacités éolienne et solaire attendus dès 2026, soit quatre ans plus tôt que l'objectif officiel, estime l'AIE.) L'Inde devrait voir la croissance du secteur doubler par rapport au rythme de 2015-2020.

Cependant, si les prix des composants et matériaux restaient aussi élevés jusqu'à la fin 2022, le coût des investissements dans l'éolien pourrait retrouver son niveau d'avant 2015, et, dans le solaire, trois années de chute des prix seraient effacées, s'alarme l'organisme, qui conseille les pays dans leurs politiques énergétiques.

Quant aux barrages, aux bio-énergies ou à la géothermie, pourtant indispensables, leur expansion ne représente que 11% de la croissance

des renouvelables d'ici 2026, du fait notamment d'un déficit de soutien et de rémunération.

Ainsi, in fine, cette croissance attendue des renouvelables ne suffira pas pour mettre le monde sur la voie de la neutralité carbone en 2050, nécessaire pour garder le réchauffement sous 1,5°C par rapport à la période pré-industrielle.

Pour cela, il faudrait que le rythme de capacités renouvelables nouvelles installées d'ici 2026 double par rapport aux prévisions de l'AIE, et que la croissance de la demande dans les biocarburants soit quatre fois supérieure.

## **Conclusions**

Après la déception de la COP 26 de Glasgow, les prétentions d'Emmanuel Macron à imposer le nucléaire dans la taxonomie des énergies vertes établie par la Commission européenne révèle les calculs du président français : il veut profiter de la présidence française de l'Europe pour forcer la Commission européenne à accepter le forcing français pour le nucléaire comme énergie verte et donc finançable par l'Europe dans son plan de relance post Covid XIX.

La nouvelle coalition allemande qui prend le pouvoir ces jours-ci y reste fermement opposée et un conflit franco-allemand en la matière est déjà en germe. La Cour des Comptes a posé le problème très réel du financement du programme énergétique lancé par Emmanuel Macron, car EDF est déjà lourdement endetté et la construction des six nouveaux EPR doublerait la dette d'EDF.

Enfin, le président de la CRE a très justement révélé le profond retard français dans le développement des énergies renouvelables. Exigeons de rattraper ce retard.

L'élection présidentielle de 2022 est donc un moment privilégié pour contrer les choix présidentiels et énergétiques d'Emmanuel Macron, sachons en profiter.