

N° 639 / Juillet-Août 2018

Tribunes

**Première bougie pour la politique énergétique :
attention au manque de souffle !**

Benjamin Fremaux

De l'urgence d'une décision sur l'avenir du nucléaire

Pierre Audigier

Articles

Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 %

Jacques Percebois, Stanislas Pommeret

**Certificats d'Économies d'Énergie :
monographie d'un dispositif national après 12 ans de mise en œuvre**

Hervé Lefebvre, Élodie Trauchessec

**Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen 3) :
vers une sûreté renforcée**

Jean-Luc Jacoud, Françoise Ternon-Morin, Philippe Videlaine

Les systèmes hydrogène : quels usages avec quelles technologies ?

Thierry Priem, Christine Mansilla, Sylvie Aniel-Buchheit, Alain Le Duigou,
François Le Naour, Jean-Guy Devezeaux de Lavergne

Rubriques

Ma thèse en une page

Antoine Verrier

Il y a dix ans dans la revue

Domenico Rossetti di Valdalbero

Regards sur le Japon

L'agenda de la revue, dans la bibliothèque de la revue, nouvelles du monde...

De l'urgence d'une décision sur l'avenir du nucléaire

Pierre Audigier

@ 10587

La Loi sur la Transition Énergétique et la Croissance Verte (LTECV) de 2015 stipule, entre autres, la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique de 75 à 50 %, faisant ainsi de la place aux renouvelables, en majorité intermittentes puisque le potentiel de développement de l'hydraulique est limité. Ce qui se traduira par un besoin considérablement accru de capacités de puissance flexible venant en back up des EnR intermittentes. La principale source d'électricité décarbonée et flexible étant le nucléaire, nous voudrions insister dans cette note sur l'urgence d'une décision sur l'avenir de cette industrie. Le nucléaire est une industrie lourde dont la maîtrise implique de nombreuses décisions et un soutien déterminé des pouvoirs public, ne serait-ce que parce qu'il faut dix ans entre la décision de construire un nouveau réacteur et sa mise en service.

Au vu des décisions déjà prises ou en voie de l'être et compte tenu des déclarations de l'ex-ministre de la Transition écologique en juin 2018, nous devrions atteindre 50 % de nucléaire dans le mix électrique en 2030/2035, ce qui impliquerait que l'on arrive progressivement à 50 % d'EnR puisque – stratégie bas carbone oblige – il faudrait exclure tout recours à des moyens émetteurs de CO₂. Mais est-ce vraiment possible, si l'on fait régresser le parc nucléaire existant tout en reportant *sine die* toute décision de construction de nouveaux réacteurs ?

Procédons à un calcul de coin de table. Nous faisons l'hypothèse que la technologie de stockage de masse de l'énergie électrique, notamment sous forme d'hydrogène (« P2G-G2P ») est aujourd'hui loin d'avoir atteint la maturité et qu'il en sera sans doute ainsi en 2030. Nous supposons également que la consommation d'électricité reste stable (avec économies d'énergie d'un côté mais nouveaux besoins de l'autre), et nous ne traitons pas des relations

extérieures – ce qui compliquerait l'analyse sans en modifier la substance.

Les 50 % d'EnR se décomposeraient alors en 35 % d'EnR intermittentes et 15 % d'EnR pilotables (hydraulique, un peu de biomasse...), sachant que, pour l'hydraulique, il faut se préparer à des années de faible hydraulité. Il n'y aurait donc plus que le nucléaire et les EnR pilotables pour assurer la sécurité d'approvisionnement lors de l'hyperpointe (par exemple celle de 102 GW de février 2012) dans l'éventualité d'une très faible ventosité (l'éolien offre une garantie de quelques pourcents seulement de sa puissance installée) et d'un ensoleillement tout aussi aléatoire même pendant la journée. On peut, nous disent les bons connaisseurs du dossier, compter sur quelque 6 GW d'effacement mais pas plus.

Ce qui fait que le nucléaire devrait être en mesure de satisfaire une demande de l'ordre de 75 GW si l'on se permet quelques turbines

De l'urgence d'une décision sur l'avenir du nucléaire

à gaz pour l'extrême pointe. Le calcul complet reste à faire.

Ce calcul – qui vaut bien celui résultant de modèles aux centaines d'équations – montre bien l'inadéquation du plafond de 63 GW mis sur la capacité nucléaire, tel que stipulé dans la LTECV. Ce à quoi il faut ajouter que – prudence oblige – EDF se prépare à ce que la durée de vie du parc actuel ne soit pas prolongée au-delà de 50 ans. D'où un besoin en investissement significatif à la fois pour augmenter la capacité du parc existant et pour le renouveler.

Dans un tel contexte, EDF estime qu'il conviendrait de pouvoir mettre en service industriel (MSI) un premier réacteur au début des années 2030. Ce réacteur serait alors le premier d'une série, ce qui permettrait de minimiser les coûts comme ce fut le cas pour le parc existant mais, bien sûr avec un rythme différent. Le candidat serait un EPR qui intégrerait les enseignements tirés des premiers EPR. Le chiffre de 60 €/MWh est souvent avancé, mais sans qu'on connaisse les hypothèses concernant le facteur de charge sur la base duquel ce chiffre est calculé, pas plus que le taux d'intérêt qui est pris en considération.

Ce qui conduit à la question de savoir comment financer un tel investissement. Selon toute vraisemblance et compte tenu de son endettement, EDF devra faire appel à du financement extérieur et construire ses nouveaux réacteurs en partenariat. Ce qui implique un business plan circonstancié, par exemple sous forme de contrats à long terme. Ceci n'enlèvera pas la difficulté posée par l'incertitude sur leurs débouchés futurs du fait de la présence des productions EnR intermittentes. Quel serait en effet le facteur de charge des nouveaux réacteurs nucléaires et, par conséquent, le bilan économique du parc remanié ? Aujourd'hui, l'effet d'éviction du nucléaire par les EnR intermittentes est encore marginal : avec quelques pourcents du mix (4,5 % pour l'éolien et 2 % pour le solaire (PV)), nous sommes tout juste en train de sortir de l'épaisseur du trait. Mais, avec 35 % ce sera une toute autre affaire. Cette question est donc essentielle.

Compte tenu du fait que, comme cela a été rappelé plus haut, il faut une dizaine d'années entre la décision de construire un réacteur et sa mise en service industrielle, une décision de principe devrait être prise dès le début des années 2020, c'est-à-dire au cours de la période couverte par la future PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie).

Ce n'est sans doute pas ce qui se prépare si on se réfère aux déclarations de Nicolas Hulot lors de la réunion de clôture du débat sur la PPE de juin puisque, « on verra calmement, nous a-t-il dit, si nous avons toujours besoin du nucléaire lorsque nous en serons à 50 % de nucléaire dans le mix ». La question n'a pratiquement pas été abordée dans tout ce débat qui s'est tenu au printemps dernier et dont le compte rendu est désormais disponible sur le site de la CNDP (Commission Nationale du Débat Public).

S'il en va ainsi, il ne restera plus qu'à construire des centrales à gaz – qui offrent une bonne flexibilité et ne mettent que trois ans à sortir de terre – pour garantir la sécurité de fourniture... et à laisser croître les émissions de CO₂ par le parc électrique. C'est regrettable car ce pourrait être évité si le débat était mieux posé. N'oublions pas en effet de raisonner aussi en puissance et pas seulement en énergie. Un défi considérable pour le successeur de Nicolas Hulot.