

LA DISPONIBILITE DES REACTEURS NUCLEAIRES FRANCAIS

En novembre 2009 la presse s'est faite l'écho d'une polémique relative au manque de disponibilité inquiétant du parc nucléaire français à l'approche des froidures de l'hiver. Pour en savoir davantage, l'ARA, notre Association « sœur » des retraités de SGN, a envoyé François Justin, un membre de sa Commission Energies et Environnement, à la Conférence SFEN des 1-2 décembre 2009 qui avait justement pour sujet « Evolution de l'exploitation et de la maintenance des Réacteurs ». C'est avec son autorisation que nous publions sur notre site cette synthèse**.*

Sommes-nous moins bons que les Américains ?

Souvent cité en exemple, le parc nucléaire Américain d'une centaine de réacteurs affiche un très faible taux d'arrêts automatiques et une disponibilité autour de 90 % depuis une dizaine d'années.

Pour les arrêts automatiques, le taux moyen pour les 58 réacteurs EDF est passé en 10 ans de 1 à 0,5 par an et par réacteur, et encore faut-il nuancer car les américains ont pour politique de baisser la puissance jusqu'à un arrêt manuel non comptabilisé, alors que les pratiques EDF consistent à laisser l'anomalie évoluer jusqu'à l'arrêt automatique, afin de ne pas laisser la place à des actions manuelles intempestives.

Pour la disponibilité, c'est-à-dire l'énergie que l'on peut fournir au réseau rapportée à la puissance maximale autorisée, la comparaison est plus complexe, car le chiffre EDF est de 83 % environ dans la période 2004-2006. L'analyse détaillée de cette différence de 7 % a été présentée par EDF:

- Une première différence estimée à 2,6 % tient au mode de gestion du combustible qui, jusqu'en 2006, nécessitait un arrêt annuel, alors que les réacteurs Américains sont arrêtés tous les 18 à 24 mois pour les rechargements de combustibles.
- Une deuxième différence vient du fait que la puissance électrique du parc nucléaire américain étant inférieure au quart de la puissance électrique totale, le nucléaire moins cher et plus propre fait que leurs réacteurs envoient à chaque instant toute la puissance possible. En France, l'énergie des éoliennes est envoyée en priorité sur le réseau. Quelques chiffres à ce sujet: en 2008, 3000 Mwe d'éoliennes étaient en service; pendant 3 heures en 2008 elles ont fourni un record de 2400 Mwe, mais pendant tout le temps où le vent est inférieur à 50 Km/heure, la production est nulle; la moyenne annuelle est ainsi inférieure à 700 Mwe. Il faut donc que le réseau s'adapte à cette production strictement dépendante de la vitesse du vent, et en particulier lorsque le vent souffle la nuit, ce qui est souvent le cas, en période creuse de consommation électrique. Ce qui induit des baisses de puissance des réacteurs, et fait perdre 1,8 % de production.
- Une troisième différence vient du contexte réglementaire français qui fixe très sévèrement les épreuves et maintenances, en particulier lors des visites des 10 ans qui nécessitent un arrêt d'environ 6 mois; ceci entraîne une perte de production d'environ 1,5 %.
- Enfin , un quatrième poste, pudiquement non évalué par EDF, tient dans la réglementation sociale qui autorise les Américains à travailler en 2 postes de 12 heures, alors qu'en France de nombreuses réglementations et pratiques syndicales se superposent et permettent des « mouvements de grèves », mais nous y reviendrons !

* La disponibilité est le rapport entre l'énergie que l'on peut fournir au réseau et la puissance maximale autorisée.

** Cette synthèse prend en compte les exposés de MM. Taurin, Liénard, Bouvet, Schultz, EDF, ainsi que celui de M. Testud, RTE (Réseau de Transport d'Electricité) lors de la conférence des 1-2 décembre 2009 de la SFEN sur l'évolution de l'exploitation et de la maintenance des Réacteurs.

En additionnant les 3 postes chiffrés : $2,6+1,8+1,5 = 5,9$ % on n'obtient plus qu'un handicap résiduel de 1,1 % par rapport à la différence initiale de 7 % .La comparaison n'est pas si mauvaise !

Les évolutions récentes

Cependant, depuis 2006, il est vrai que plusieurs ombres viennent noircir le tableau puisque EDF a perdu 5 % supplémentaires par rapport aux Américains. Que se passe-t-il ?

- Le nettoyage des générateurs de vapeur: côté de l'eau secondaire qui passe dans la turbine, au niveau des plaques entretoises proches de la ligne d'évaporation des générateurs de vapeur, des dépôts ont entraîné la nécessité de longs, car prudents, lessivages chimiques pour retrouver des échanges thermiques corrects. Pour l'instant, 15 réacteurs ont été concernés sur le parc de 58, soit une perte de 2,2 % de disponibilité. Les alternateurs présentent également un défaut inattendu de vieillissement: le refroidissement interne des parties électriques est assuré par de l'eau qui circule dans des canaux et cavités internes dont les parois ont développé des microfissures. L'eau et l'électricité ne faisant pas bon ménage, il faudra remplacer progressivement les 48 alternateurs concernés, c'est-à-dire sur la quasi-totalité des tranches. La capacité de production d'alternateurs neufs de cette taille étant actuellement limitée à 5 par an, il faudra donc compter une dizaine d'années de soucis sur ce point.

- La fourniture de « services système » au Réseau de Transport d'Electricité français (RTE) est une forte contrainte pour EDF, qui partage ces contraintes avec l'hydraulique et les centrales à gaz. En fait, il s'agit d'équilibrer l'offre à la demande pour maintenir la fréquence de 50 hertz (50 alternances par seconde) . En quelques secondes, le groupe doit fournir jusqu'à 2 % de puissance en plus ou en moins, ce qui est appelé « réglage primaire ». En fait, ce ne sont pas tous les groupes qui participent à ce réglage, mais environ la moitié en même temps, pour garantir plus ou moins 650 MWe au maximum. Si ce n'est pas suffisant, le « réglage secondaire » doit rattraper jusqu'à 5 % de puissance en plus ou en moins en une dizaine de minutes; là aussi, tous les groupes ne sont pas sollicités en même temps car c'est plus ou moins 650 MWe au maximum qui sont garantis à RTE, ce qui donne plus ou moins 1300 MWe en cumulant les deux réglages. Cet ensemble de contraintes pénalise au total de 2,1 % le parc de 63000 MWe.

- On peut signaler à ce sujet que la croissance de la pointe de consommation est plus importante que la moyenne, à cause principalement du chauffage électrique et des pompes à chaleur: la demande croît de 2100 MW pour 1 °C de baisse de température sur le territoire. Si en plus on imagine un équipement en voitures électriques, il faudra quelques milliers de MWe pour recharger leurs batteries. On comprend qu'il faudra sous peu encourager la consommation en heures creuses pour soulager les pointes. En effet, EDF n'est plus en surcapacité de production électrique, et le Réseau doit faire appel de plus en plus souvent à des importations de courant étranger pour les heures de pointe: 4000MWe est assez courant, il est arrivé d'importer 7000 MWe, et il existe un maximum technique actuel de 9000 MWe dû aux capacités limitées des réseaux d'interconnexion. Il y a néanmoins des périodes où la France exporte du courant, mais l'on se rapproche de l'équilibre annuel, et ceci est inquiétant car si EDF construit un EPR de 1600 MWe et va en engager un second qui sera partagé avec d'autres sociétés, il y a peu de constructions de grosses centrales électriques ailleurs en Europe, alors que le parc existant est en grande partie proche de la fin de vie.

Pour ce qui concerne les heures creuses, une baisse plus importante de puissance est possible jusqu'au minimum technique de 27 % de la puissance maximale en début de cycle,

voire même l'arrêt pour une période de 24-36 heures le week-end.

- Enfin, il n'a pas été évoqué un problème qui semble récurrent: le coincement d'un élément combustible dans les structures supérieures du cœur lors des opérations d'ouverture de la cuve: un premier événement de ce genre avait eu lieu en 1999 à Nogent/Seine; des récurrences ont eu lieu en septembre 2008 au Tricastin, en août 2009 à Gravelines, et en novembre 2009 au Tricastin encore. Des solutions ont été trouvées ' sur le tas ' mais allongent sensiblement les arrêts pour rechargement qui seront évoquées plus loin.
- Une autre comparaison avec les Américains est aussi défavorable: en plus de la plus grande fréquence des arrêts pour rechargement de combustible qui augmente l'indisponibilité, c'est la durée des arrêts qui est nettement plus longue à EDF. En 2001, la durée moyenne de l'arrêt était de 34 jours aux Etats-Unis, pour 53 jours à EDF! C'est dire s'il y a encore des progrès à faire, car on était à 65 jours en 1993!

Une sérieuse reprise en main s'est faite, en plusieurs étapes pour arriver à la dernière en date qui a donné des résultats encourageants sur les quelques tranches qui ont expérimenté l'ensemble de ces méthodes, car la durée de leurs arrêts a été d'environ 40 jours en 2008 ou en 2009. Sans détailler toutes les mesures prises, les principales ont été les suivantes:

- ✓ l'organisation des arrêts s'est faite avec une structure de projet, à la fois au plan local et au plan national,
- ✓ les opérations et les procédures ont été harmonisées pour les différentes tranches, permettant la valorisation du retour d'expérience sur l'ensemble des tranches, ainsi que la familiarisation des intervenants extérieurs qui retrouvent la même organisation dans toutes les centrales,
- ✓ un calendrier national est ainsi arrêté pour que les intervenants extérieurs, auxquels on demande une bonne technicité, la formation et la fidélisation de leurs spécialistes, puissent intervenir sans interruption d'une tranche à l'autre,
- ✓ au plan local, un « Chef d'arrêt » est désigné, et le travail est organisé en 3 équipes pour fonctionner 24 heures sur 24 tous les jours de la période d'arrêt,
- ✓ au préalable, un diagnostic précis est réalisé, aussi bien sur la chaudière nucléaire que sur toutes les parties de la turbine, de l'alternateur, de toutes les fonctions associées, surtout la robinetterie...afin de préparer les rechanges, outils et spécialistes nécessaires.

Pour se rapprocher des pratiques américaines qui font assez généralement des arrêts tous les 24 mois, EDF met en place des cycles de combustible qui ne nécessitent plus que des arrêts tous les 16 ou 18 mois. A noter que les réacteurs qui recyclent le Plutonium avec les combustibles MOX restent au rythme d'un arrêt tous les 12 mois.

Tout ceci va dans le bon sens, et l'objectif de 85 % de disponibilité devrait être accessible, mais...il faut également évoquer les « mouvements de grève » qui sont passés relativement inaperçus au printemps 2009 car ils n'ont pas entraîné alors de gêne sensible. Nous en subissons maintenant les conséquences. En effet, sur plusieurs tranches EDF, pendant ces grèves les prestataires extérieurs n'ont pu accéder aux installations, ce qui a dérégulé cette mécanique bien huilée d'organisation des arrêts. Ces reports d'arrêts ont non seulement rallongé les arrêts prévus, mais surtout désorganisé complètement les calendriers des prestataires extérieurs qui travaillent à effectif constant car les spécialistes pointus et à longue formation sont en nombre limité. Le report des arrêts a été catastrophique: début novembre 2009, il y avait 13 réacteurs en arrêt de maintenance et rechargement de combustible, et à mi-décembre, il y en avait encore 5 ou 6.