

Possibilités d'adaptation de la production d'électricité nucléaires à la demande.

Les discussions sur le contenu en CO₂ du chauffage électrique ont fait ressortir un argument selon lequel le manque de souplesse des réacteurs nucléaires impliquerait la nécessité de centrales thermiques à flamme (charbon, gaz, fioul) pour faire face aux variations de la demande. C'est cet argument dont nous analysons la validité ici.

Peut-on se passer des centrales à charbon et gaz en les remplaçant par des réacteurs nucléaires ?

A) Les besoins du réseau

Les figures ci-dessous montrent les variations dans le temps de la fourniture électrique.

La figure 1, donne l'énergie totale exprimée en GWh, fournie par semaine

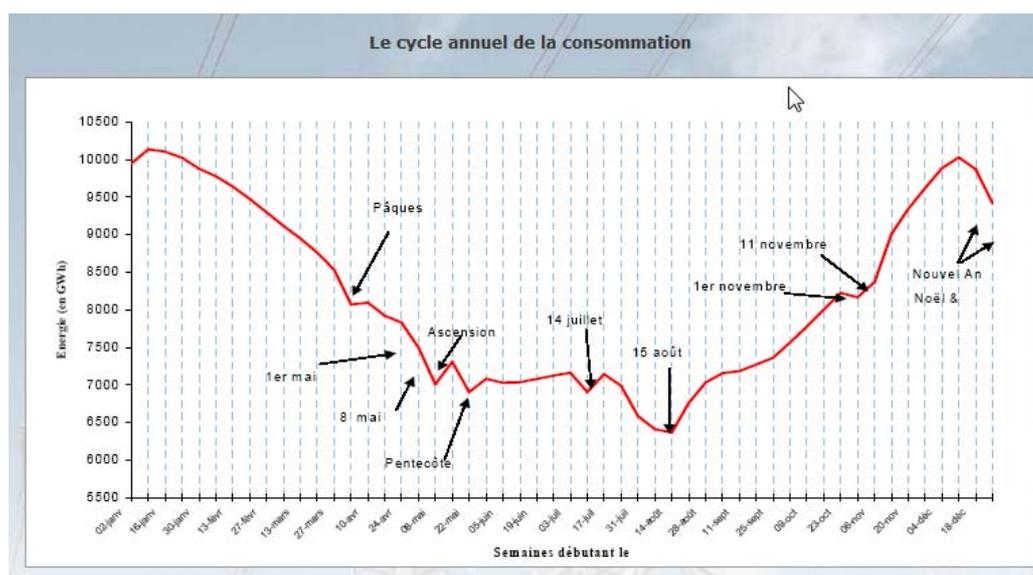


Figure 1 Evolution de la demande hebdomadaire d'électricité pendant l'année 2007

Le chiffre proche de 10 000 GWh, pour la première semaine de l'année, correspond à une puissance moyennée sur la semaine de 59 500 MW.

Le chiffre proche de 6 500 GWh, pour la semaine de plus basse consommation du 15 août, donne une puissance moyennée sur la semaine de 38 700 MW

Autour de la moyenne arithmétique entre ces deux extrêmes, soit 49 100 MW la variation est de $\pm 25\%$.

Indépendamment du « creux » d'environ 5 semaines, centré sur le 15 août (maximum de fermetures d'entreprises) il y a un écart de 3 000 GWh (soit un écart de puissance moyenne de 17 850 MW) entre le maximum hivernal (maximum de chauffage et maximum d'éclairage) et la base estivale (pas de chauffage et minimum d'éclairage).

- La figure 2 est représentative d'une journée ouvrée d'hiver.

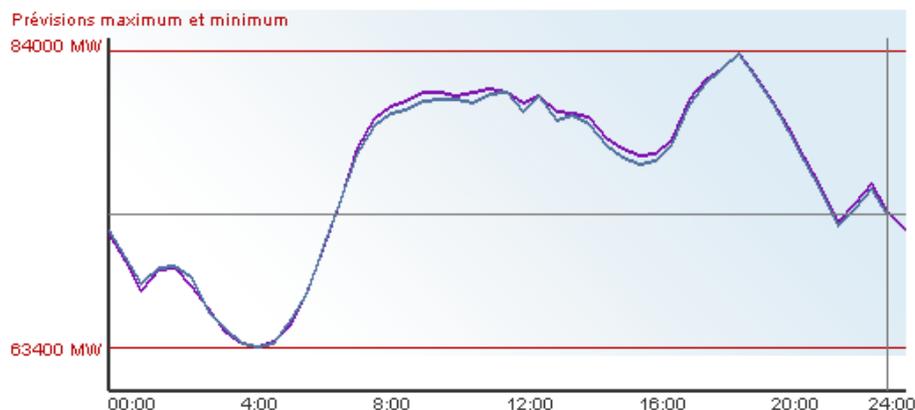


Figure 2
Evolution de la demande pendant une journée ouvrée d'hiver (17/12/2008)

Comme pour tous les jours ouvrés, la courbe de puissance appelée part de son point bas vers 5 heures du matin, monte progressivement de + 16 800 MW (+ 25 %) avec un taux d'accroissement d'un peu moins de 10 % à l'heure, ce qui représente la variation la plus importante et rapide de la journée.

Toutes les variations sont ensuite moins importantes, en amplitude et en vitesse de variations.

Nous noterons que ce qui est souvent désigné comme «le pic de puissance», vers 18 - 19 heures et qui correspond aux retours des familles dans les foyers et aux mises en service de l'éclairage, des appareils ménagers, des téléviseurs, jeux, ordinateurs, ainsi qu'à une poussée du chauffage, est un « pic » un peu émoussé.

Entre les valeurs minimale et maximale l'écart par rapport à la moyenne arithmétique est de $\pm 15 \%$.

- La figure 3 donne l'évolution de la puissance pour un dimanche, à des conditions climatiques proches de celle du jour ouvré vu ci dessus.

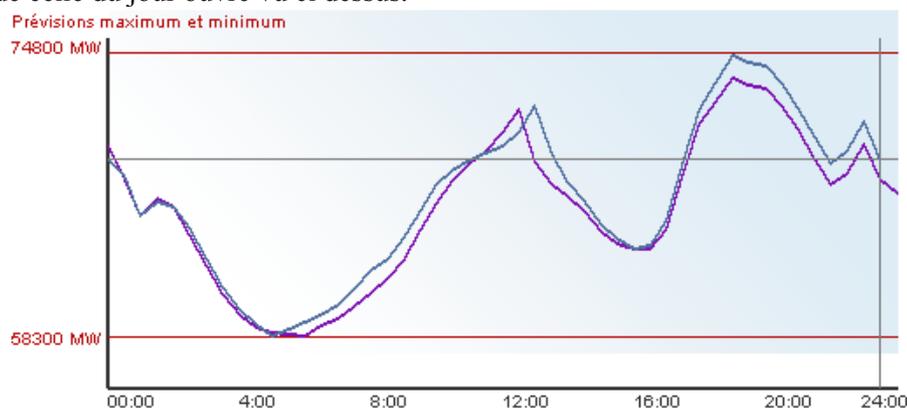


Figure 3
Evolution de la puissance appelée pour un dimanche d'hiver (4/12/2008)

On notera que les puissances appelées sont systématiquement moindres, de l'ordre de 10 000 MW (usines en partie arrêtées, bureaux, magasins fermés...) que celles correspondant aux jours ouvrés.

Récapitulatif des besoins du réseau

Les variations de puissance sont en fait relativement lentes et limitées et ainsi le terme « pic de puissance » couramment utilisé, n'est pas bien représentatif de la réalité, ce sont des courbes « molles ».

Il faut distinguer les grandes variations saisonnières de $\pm 20\%$ en moyenne étalées sur plusieurs mois et les variations journalières de $\pm 15\%$ à des taux de variations inférieurs à 15% /heure.

Il faut préciser que ces variations étant prévisibles, à environ 2 % près la veille, la gestion des prévisions de fonctionnement en est facilitée.

(en dehors des écarts systématiques, jours ouvrés, samedis et dimanches, la prévision tient compte essentiellement de la variable météorologique, qui est de mieux en mieux cernée)

B) Sources d'électricité et réponse aux besoins

La figure 4, ci-dessous, permet de voir sur une semaine type de fin novembre, comment peuvent se répartir les apports des différentes sources de production, pour répondre aux besoins du réseau

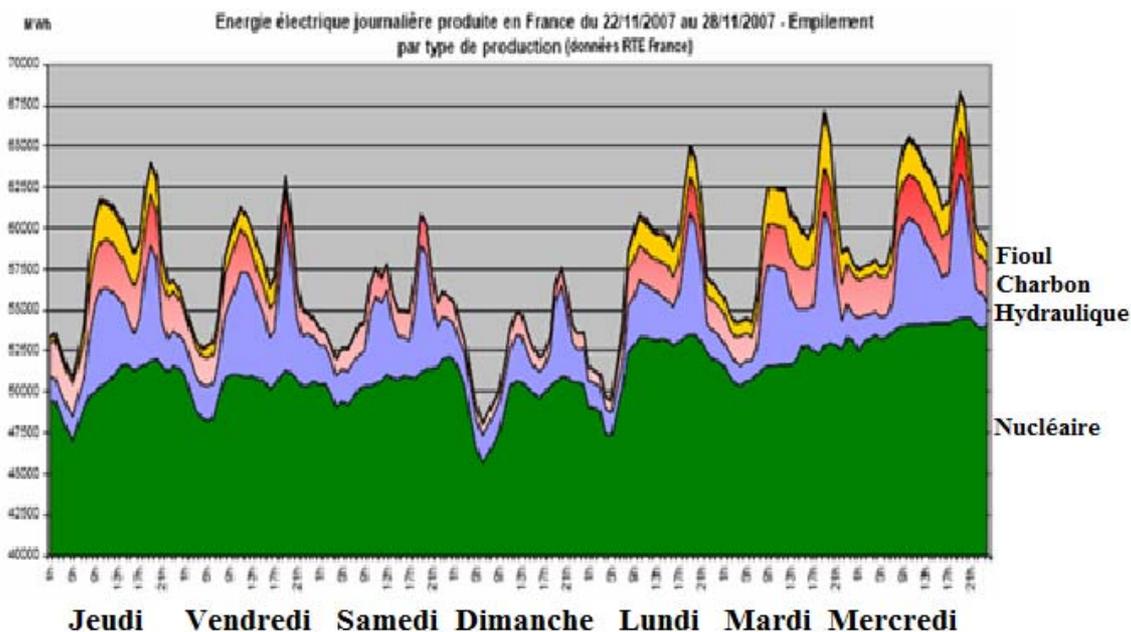


Figure 4

Evolution de la production d'électricité pendant une semaine de novembre 2007

	P Max	P Mini	Variation
Nucléaire	52 085	47 845	4 240
Charbon + Gaz	5 240	3 421	1 823
Fioul	2 654	331	2 323
Hydraulique	9 485	2 784	6 701
Tout réseau	68 806	53 798	15 008

Tableau 1

Détail de la puissance mobilisée en MW pour la journée du jeudi

Nota : les maxima ou minima par source, n'étant pas systématiquement synchrones, l'ampleur de la variation pour tout le réseau ne correspond pas à la somme des valeurs des variations par source.

	P Max	P Mini	Variation
Nucléaire	52 190	45 545	6 645
Charbon + Gaz	3 048	1 984	1 064
Fioul	0	0	0
Hydraulique	7 871	3 941	3 930
Total	61 617	51 482	10 135

Tableau 2

Détail de la puissance mobilisée en MW pour la journée du dimanche

L'analyse de la figure hebdomadaire et des 2 tableaux se référant au jeudi et au dimanche, montrent:

- que l'hydraulique, indépendamment d'une part fixe non ajustable, est l'élément principal de réponse aux variations les plus significatives journalières
- que le nucléaire contrairement à ce qui est si souvent sous-entendu, n'opère pas à puissance quasi constante, mais participe, pour une large part, aux plus grandes variations journalières des besoins, même davantage que l'hydraulique certains jours, autant qu'il le peut, c'est-à-dire tant qu'il n'a pas atteint son maximum disponible, ce qui arrive dans l'exemple de la figure 4 à partir du mercredi.
- que l'appel à des sources fossiles complémentaires n'est pas lié à une impossibilité technique du nucléaire de répondre dynamiquement aux variations des besoins, mais essentiellement à un manque de capacité installée de nucléaire.

C) Suivi du réseau et spécificités du nucléaire

Les centrales nucléaires ont-elles la capacité de répondre aux variations et fluctuations des besoins du réseau électrique ou faut-il prévoir impérativement d'autres sources de production ?

Le nucléaire n'est-il réservé qu'à la fourniture dite de base c'est-à-dire à environ plus de 7 000 heures par an ?

Pour répondre à ces questions, regardons les possibilités actuelles de réglage de ces centrales.

C1) Modes de réglage par tranche nucléaire

Il existe deux modes de fonctionnement des centrales nucléaires, permettant de faire varier, plus ou moins rapidement, la puissance fournie selon les besoins du réseau.

Le premier mode était le seul utilisé au début du nucléaire, lorsque la part du nucléaire n'assurait pas la part principale de la fourniture électrique, le second mode a été introduit plus tard.

- Mode de fonctionnement dit A de base

Au voisinage de la puissance de consigne (en général la puissance nominale) la possibilité de flexibilité de la puissance est de $\pm 3\%$. Ceci correspond au réglage dit « primaire de fréquence » basé sur le statisme turbine et l'ouverture des vannes d'admission selon la fréquence du réseau.

Vu du réseau, l'action est instantanée, car dans un premier temps on fait appel aux inerties thermiques, réserves de vapeur etc.

Nota :

- Le « statisme » peut être schématisé par la pente négative d'une fonction avec en ordonnée la position d'ouverture des soupapes d'arrivée de vapeur à la turbine et en abscisse l'écart entre la fréquence mesurée et la fréquence de consigne.

Le statisme correspond à un type de régulation en mode proportionnel : si la fréquence baisse montrant un besoin réseau, les soupapes s'ouvrent sur leur statisme

- Le terme réglage de fréquence couramment utilisé est impropre, car en réalité, on ne règle pas la fréquence au niveau d'une tranche particulière, mais selon sa valeur, on fait varier de façon linéaire la puissance produite.

Il faut noter le caractère favorable du comportement naturel du réacteur lié aux effets de contre-réactions.

Par exemple, tout accroissement de la puissance extraite par le débit de vapeur, se traduit par un refroidissement, qui progressivement s'étend au circuit primaire, puis au cœur, ce qui conduit pour celui-ci, à un accroissement de la puissance nucléaire, du fait du coefficient de température négatif. Cet accroissement, indépendant de tout mouvement des barres de commande compense en partie l'appel de puissance turbine initial.

- Mode de fonctionnement dit X de suivi réseau.

Pour limiter les perturbations de flux neutroniques et la fatigue des crayons combustibles, ce mode de fonctionnement, qui vient s'ajouter au précédent, est basé sur l'utilisation de deux types de barres de contrôle, avec à côté des barres de référence, désignées « noires », des barres « grises » moins

absorbantes, perturbant moins la distribution du flux neutronique et donc limitant les surcharges locales sur les crayons combustibles.

Aux valeurs ci-dessus de base, s'ajoutent $\pm 5\%$ de télé-réglage soit au total $\pm 8\%$

La correction de la puissance thermique du réacteur, consécutive à la sollicitation des réglages primaire et télé-réglage de la turbine, s'opère entièrement automatiquement sans intervention de l'équipe de conduite.

Les variations de charges programmées par le gestionnaire du réseau, peuvent dépasser 25 % à 30 % en quelques heures. Ces variations importantes sont commandées par l'équipe de conduite de la tranche concernée. Après que l'opérateur ait affiché au pupitre une augmentation de la puissance, par exemple de 70 à 95 %, une action combinée des barres de contrôle et de la modification de la teneur en bore du circuit primaire se met alors en œuvre. Au final, c'est la variation de la teneur en bore qui aura pris en charge la totalité des 25 % à 30 % de cette augmentation de puissance. Les automatismes procèdent à une dilution du bore du circuit primaire, assistée par les barres de contrôle pour des raisons de sûreté.

Ceci permet de répondre par exemple à un diagramme théorique, dit journalier, de référence du type

- départ 30 % à 7 heures du matin
- montée de 30 à 100 % en 1 heure
- à midi passage de 100 à 60 % en ½ heure
- retour à 100 % en ½ heure à partir de 14 heures
- à 23 heures, retour de 100 % à 30 % en 1 heure

Une variation de 5 % par minute est donc réalisable dans toute la gamme 30 – 100 %, mais ne sera jamais utilisée, les variations de besoins réseau ne sont jamais si importantes.

Les cycles de suivi de charge sont prévus à la conception (sollicitation mécanique des « zones singulières » qui subissent des dommages de fatigue, ces zones faisant en outre l'objet d'inspections périodiques)

C 2) Le programme de chaque tranche dans le parc nucléaire

Pour répondre aux besoins du réseau, compte tenu des prévisions, chaque tranche nucléaire reçoit un programme journalier de fonctionnement prévisionnel, en principe la veille au soir.

Ceci permet la gestion optimale de l'ensemble du parc avec la programmation des arrêts (annuels et pluriannuels) et l'usure optimale de chaque charge de combustible ...

Pendant certaines périodes, des tranches sont ainsi volontairement mises à puissance réduite pour bénéficier ultérieurement de leur puissance maximum en période de pointe.

Ce programme définit :

- le mode de fonctionnement et un niveau de puissance de référence.
- la demande de participation au télé-réglage en temps réel

En temps réel le gestionnaire du réseau peut, par le télé-réglage, modifier le programme de telle ou telle tranche pour faciliter l'ajustement général.

Nous pouvons donc répondre aux questions posées en début de ce chapitre:

OUI, un parc composé exclusivement de centrales nucléaires pourrait assurer les variations quotidiennes et infra-horaires de charge.

Une condition toutefois s'impose: que ces centrales soient à peu près réparties partout sur le territoire, pour limiter les transits lors d'incidents importants de distribution ou de production.

Ce suivi de charge est largement facilité en France, par la présence d'une part importante d'hydraulique ajustable (à côté de la part non ajustable, comme la production au fil de l'eau) et donc il est encore moins nécessaire de ce point de vue de faire appel à des centrales fossiles complémentaires.

Pour preuve de cette affirmation, on notera qu'en moyenne saison et en été, ainsi que presque tous les jours fériés, il n'y a pratiquement aucun recours au thermique fossile
 Pour preuve complémentaire, l'examen de la figure 5 ci-dessous, donnant la variation de la puissance fournie par les seules centrales nucléaires, est un exemple frappant de la possibilité de réglage du nucléaire, selon les besoins.

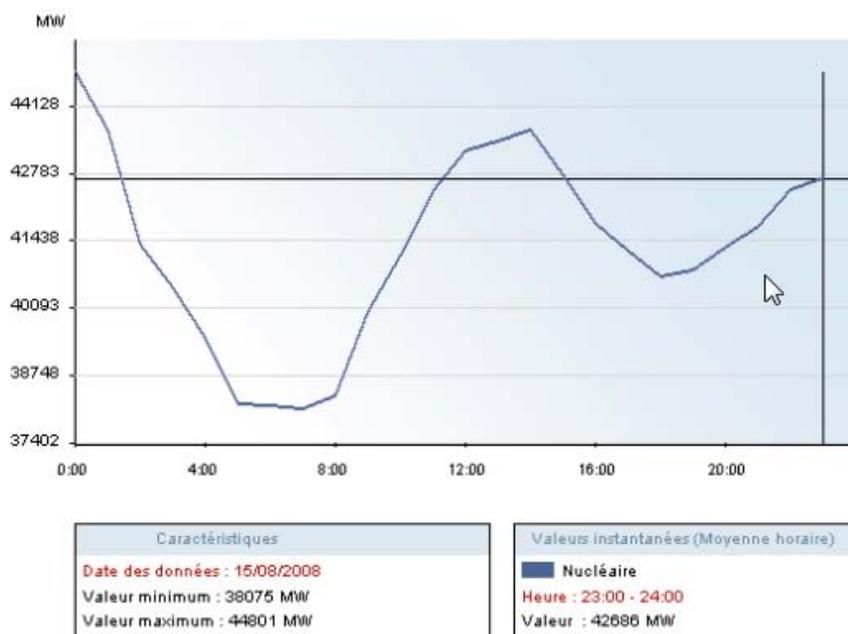


Figure 5
Variation de la puissance fournie par les centrales nucléaires le 15 août 2008.

Il faut noter que cette situation confortable, couplant la bonne prévisibilité, la capacité de variation des centrales nucléaires, jointe à celle de l'hydraulique, le serait moins si le parc éolien devenait trop important, car si les prévisions météorologiques permettent de prévoir approximativement l'importance du vent, elles ne permettent pas de prévoir les sautes de vent, qui ont d'autant plus d'importance que la puissance d'une éolienne varie comme le cube de la vitesse du vent.

C3) Les limites : la puissance installée

Cette capacité de réglage, du nucléaire associé à l'hydraulique suppose, c'est une évidence, que la puissance totale appelée maximale, ne dépasse pas, en certains moments de l'année et de la journée (surtout l'hiver, l'hiver, entre 17 h et 21 h) les capacités installées, en prenant en compte les indisponibilités, dont celles inévitables pour le rechargement du combustible nucléaire et la maintenance- inspection.

Cette situation est l'actuelle, car par insuffisance du nombre de tranches nucléaires installées pour répondre à tous les besoins, il faut faire appel à des centrales fossiles en complément.

Du point de vue de l'énergie cet appel représente pratiquement 10 % du total de l'énergie nette (en 2008: 53 TWh fossiles, pour 418 nucléaire, 68 hydraulique et 9.6 des autres renouvelables)

Du point de vue de la puissance appelée, la part des fossiles varie beaucoup.

Cette puissance varie dans la plage 1 000 MW à 6 000 MW pour l'ensemble charbon et gaz
 Cette puissance peut atteindre 3 000 MW en fioul, mais est souvent à 0 pour ce combustible (il s'agit ici surtout de répondre à des besoins locaux de réseau)

Se pose la question, faudrait il et pourrait on avoir plus de tranches nucléaires ?

Cette situation de besoin d'appel aux combustibles fossiles est liée en grande partie au sous investissement relatif en nucléaire. Il faut rappeler que rien n'avait été lancé depuis 1992 (Civaux) avant que ne soit décidé, en 2007, le premier EPR de Flamanville.

Le programme initial N4 prévoyait 2 tranches supplémentaires, soit 2 900 MWe de plus.

Ce supplément d'équipement aurait permis de produire 20 TWh en plus et de réduire d'autant la part des fossiles, sans qu'il n'y ait le moindre problème de suivi de réseau.

Si la présence de centrales fossiles à côté de centrales nucléaires, contrairement aux idées reçues, n'est pas globalement techniquement nécessaire, pour assurer l'alimentation continue du réseau électrique, sur quel critère peut-on fixer la limite d'un parc nucléaire ?

La première approche est économique et conduit à considérer le facteur de charge moyen, qui dépendra de la variation des besoins dans l'année et des moyens sélectionnés pour y répondre.

En partant d'un fonctionnement à puissance maximale en continu, tout suivi de réseau demandé au nucléaire, conduit à une baisse de charge moyenne, comme l'explique les exemples suivants :

- En plus du réglage primaire de puissance (3 %) participer au télé-réglage et pouvoir de façon quasi instantanée fournir + 8 % de puissance suppose au départ une charge de - 8 %
- Participer au cycle quotidien, peut conduire à amener en milieu de nuit la puissance à 70 %
- Répondre aux besoins énergétiques en été, 30 % plus faibles que ceux maximum d'hiver, amène à une baisse de charge moyenne équivalente. Il faut toutefois indiquer que les choix faits de favoriser les périodes d'arrêts (obligatoires pour rechargements, inspections et travaux) en « été » minimise les conséquences de cette baisse de besoin d'été.

Cette baisse de charge moyenne, pour la même énergie fournie, conduit à augmenter la puissance installée et un accroissement du coût du kWh, sauf à exporter encore plus de courant ce qui ne devrait pas poser de problèmes majeurs dans la limite de capacité des lignes de transfert vers l'étranger.

(le solde des échanges exportations- importations décroît régulièrement, il est encore positif et proche de 50 TWh pour 2008, après avoir atteint 69 TWh en 2000).

Le taux de charge moyen est à ce jour d'environ 80 % soit 7 100 heures de fonctionnement.

Si on va au-delà, pour couvrir encore plus de charge le long de l'année par le nucléaire et en réduisant la part de fossiles, ne va-t-on pas vers rendre le nucléaire moins compétitif, par rapport aux combustibles fossiles ?

Dans les périodes de forte demande, serait-il économiquement préférable de produire les kWh avec des moyens de production peu coûteux en investissement (cas du gaz et déjà moins, celui du charbon) mais très coûteux en combustibles fossiles ?

Tout ceci fait l'objet d'études économiques, que nous n'aborderons pas ici, donnant simplement quelques repères.

En fonction du nombre d'heures sollicitées, un moyen de production sera ou non le plus rentable.

Il est sûr qu'au voisinage des 7 000 heures, la situation actuelle, le nucléaire est de loin le moins coûteux. La réduction du nombre d'heures, devrait dans un premier stade mettre en avant le charbon et dans un second stade le gaz. Mais où est la limite, où est l'optimum, au vu d'un réseau donné ?

Cet optimum dépend essentiellement des conditions économiques et donc surtout du prix des combustibles fossiles.

Si l'optimum est dans la fourchette haute, par exemple 5 000 heures, il est clair que, globalement, sous ce seul point de vue global, tout appel à des fossiles est injustifié et l'apport d'un équivalent de puissance installé en nucléaire de + 9 000 MW serait lui justifié. Si on intègre le prix du CO² rejetés, le nucléaire pourrait rester compétitif à moins de 3 000 heures de fonctionnement.

La capacité de s'adapter aux besoins du réseau, l'approche économique, tout conduirait à augmenter encore la part relative du nucléaire et à réduire d'autant les usages de combustibles fossiles.

Toutefois, d'autres considérations doivent être prises en compte, notamment celles qu'impose, pour l'équilibre du réseau, suite à des incidents soit de production, soit de transport, la limitation des

transferts d'énergie sur les lignes. Il faut aussi prendre en compte la répartition des centres de production sur le territoire et leur éloignement des centres de consommation. Ceci peut conduire en pensant essentiellement à la zone du grand ouest, du fait de l'absence de centrale nucléaire, à implanter quelques sources d'appoint en fossiles, tant que perdure malheureusement, cette situation de déséquilibre.

Commentaire :

Une nouvelle situation du suivi réseau, va se présenter, avec l'arrivée de producteurs significatifs d'électricité qui ne fonctionnent qu'en déversoir et sont en plus en partie aléatoires.

Ils ne peuvent pas vraiment contribuer au suivi de réseau, mais plutôt, à l'opposé, le compliquer.

Il est ainsi prévu par Grenelle d'avoir en 2020, pour répondre à des règles européennes demandant plus de renouvelables, des puissances installées de 25 000 MW en éolien et 5 400 MW en photovoltaïque.

Comme il s'agit de puissances dites de crêtes, pour passer à l'énergie produite, il faut prendre en compte un facteur de charge de l'ordre de 2 000 heures pour l'éolien (production, environ 50 TWh) et 1 250 heures pour le photovoltaïque (production, environ 7 TWh)

L'apport de ces nouveaux producteurs serait déjà significatif pour l'énergie (de l'ordre de 10 %) mais encore plus significatif pour la puissance maximale, avec environ 30 % de la puissance totale production.

Il est évident qu'en fin de journée, en hiver, lorsque se produit le besoin maximum d'électricité, il n'y a plus de soleil depuis longtemps, et il faut bien que la totalité des autres moyens soit suffisante.

Pour l'éolien, la situation est un peu différente, car il peut y avoir du vent les soirs d'hiver, lorsque les besoins sont au maximum, mais il peut aussi ne pas y en avoir et ceci se produit justement dans les périodes les plus critiques de l'hiver lors des longues périodes anticycloniques. Si la présence ou non de vent est globalement assez prévisible, ne le sont pas pour l'instant (et le sera-t-il un jour ?) les sautes de vent aussi bien positives que négatives et des variations de puissance fournies bien plus rapides et amples que celles associées aux besoins du réseau.

Aux variations prévisibles des besoins s'ajouteront donc des variations totalement aléatoires, compliquant le suivi réseau.

Paradoxe : faudra-t-il plus de fossiles pour faire face aux variations des renouvelables ?

Résumé et conclusion

Nous avons montré que les centrales nucléaires n'étaient pas réduites à ne fonctionner qu'en base, à régime constant et qu'à côté du nucléaire, il n'était pas nécessaire de prévoir des moyens significatifs de production, basés sur les combustibles fossiles, pour faire face aux variations des besoins aussi bien annuels (saisons) que journaliers et notamment ceux désignés communément comme « pics de demande ».

En fait les pics ne sont pas très « pointus » les variations des besoins sont relativement lentes et surtout prévisibles au moins la veille. Ces variations sont d'autant plus facilement absorbées, que la part variable de l'hydraulique apporte sa contribution significative.

Ceci est possible grâce aux spécifications techniques qui prévoient le mode de fonctionnement dit « pilotage gris » et par la prise en compte dans les dossiers de dimensionnement de toutes les sollicitations thermo-mécaniques associées à ces transitoires pour toute la vie de la centrale.

Nucléaire et hydraulique seuls pourraient répondre aux variations de besoin du réseau électrique, mais à ce jour faute d'équipements nucléaires suffisants, il faut à certains moments de l'année, faire appel à des centrales brûlant des combustibles fossiles.

La question qui reste posée : jusqu'où peut-on aller dans la réduction des fossiles en accroissant la part du nucléaire ?