

Fonctionnement du parc électrique en France : flexibilité des filières, appel au réseau et équilibre offre-demande

Séverine Dautremont, François-Xavier Colle

Afin de répondre à ses différentes missions – assurer la demande électrique de façon sûre, compétitive et durable –, le système électrique français a choisi, dans les années 1970-1980, de faire le pari du nucléaire. Certaines centrales arrivant bientôt à 40 ans de fonctionnement, ce vieillissement du parc et des réseaux pousse à des choix d'orientations afin de guider la construction du futur parc électrique français.

Mais, entre temps, le contexte économique, technique et réglementaire a beaucoup évolué : crise économique, problématiques liées au changement climatique, percée des technologies solaires et éoliennes, ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, intégration des pays dans un même système électrique, etc., rendant l'ensemble extrêmement complexe.

La compréhension du parc de production électrique français est donc devenue indispensable pour évaluer les opportunités et les obstacles à sa modification. Pour cela, il est nécessaire d'appréhender le fonctionnement des filières de production et leur cohabitation car elles sont largement dépendantes du contexte où elles s'insèrent et une modification du parc a des répercussions sur l'ensemble. Il faut alors pouvoir anticiper ces modifications.

L'objectif de cet article est de comprendre les grands mouvements de la production sur une échelle de temps précise, afin de percevoir les situations extrêmes auxquelles est soumis le parc de production, ces situations déterminant sa taille.

Les centrales de production électrique ont des caractéristiques fortes. De plus, l'environnement dans lequel elles s'insèrent va guider les stratégies de fonctionnement. Une même centrale s'orientera vers la base, semi-base ou même la pointe, selon la composition du parc. Elle sera alors amenée à fonctionner en assurant la flexibilité nécessaire à la production de manière plus

ou moins forte. Ce besoin en flexibilité vient principalement de la forme de la demande, par son niveau mais aussi par ses variations.

Après avoir exposé les éléments sur les variations de la demande en France selon les trois échelles de temps, mettant ainsi en évidence les différences de puissances appelées, la deuxième partie est consacrée à l'offre : les filières composant le parc et leurs caractéristiques sur la flexibilité sont présentées. Dans une troisième partie, nous étudions comment l'offre par grande technologie répond à la demande et, en particulier, quelles sont les filières appelées par le réseau pour faire face aux variations

de la demande française selon les trois périodes considérées. Nous montrons en particulier que la méthode théorique du coût marginal croissant (*merit order*) ne peut être appliquée directement.

1. Les éléments structurants de la demande

C'est la forme de la demande et les variations intra-journalières, journalières, hebdomadaires et saisonnières qui vont déterminer la flexibilité nécessaire du parc de production. À court terme, la demande est considérée comme non contrôlable car notre consommation doit être satisfaite quelque soit le prix. À partir de cette demande imposée au parc, certaines technologies vont adopter des profils de production qui sont également fonction de leurs caractéristiques. Par exemple, une demande relativement constante favorisera un fonctionnement en bande du nucléaire ou du charbon. Au contraire, une demande qui varie fortement d'une heure à l'autre favorisera les technologies plus flexibles. Il est

donc important d'intégrer ces valeurs afin de connaître les contraintes auxquelles le parc est soumis.

La demande française est étudiée selon trois périodes caractéristiques : la journée, la semaine et la saison.

A) Les variations journalières

La demande électrique française a une forme très spécifique par rapport à celle de nos voisins. La figure 1 montre la courbe de charge d'une journée d'hiver type.

Sur cette journée d'hiver, la variation la plus importante se fait entre le jour et la nuit. En presque 3 heures, la demande augmente de 15 GW. Les pentes peuvent avoisiner les 200 MW/mn, soit un réacteur nucléaire toutes les 5 minutes.

Si l'on considère que la nuit va de minuit à 7 h, la variation jour/nuit est en moyenne de 4,9 GW en 2010 pour le parc de production. Entre le creux de 5 h et le début du plateau à 9 h, il y a en moyenne 6,2 GW, soit l'équivalent de six réacteurs nucléaires à démarrer.

La forme de la demande et les variations intra-journalières vont déterminer la flexibilité nécessaire du parc de production

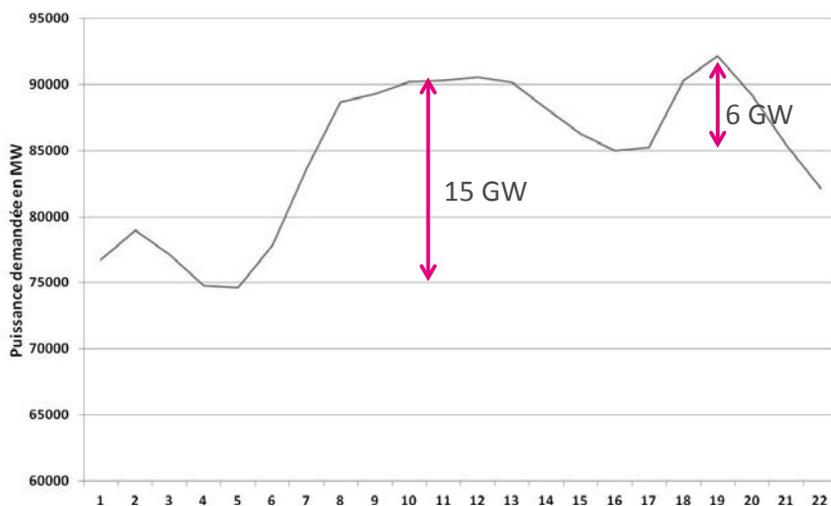


Figure 1. Puissance appelée en MW lors d'une journée de janvier 2010
Source : RTE

En général, la pointe du soir correspond au pic de demande de la journée. Elle est cependant beaucoup plus courte que le plateau du matin. Entre le creux de l'après-midi et la pointe du soir, il y a quand même 6 GW sur la figure, valeur loin d'être exceptionnelle. La valeur maximale à 19 h est fondamentale car la capacité d'un parc de production est calculé en fonction des demandes extrêmes. En 2010, la pointe du soir était en moyenne de 3,1 GW.

La forme de cette demande est due en grande partie à la thermo-sensibilité du système électrique français. Cela est particulièrement vrai pour la pointe du soir et le plateau du matin. En effet, un grand nombre d'habitations sont chauffées à l'électricité. Les gens allument leur chauffage le matin en se levant et le soir en rentrant chez eux. En hiver, lorsque la température moyenne baisse de 1°C, la puissance appelée augmente de 2,3 GW. Ce qui est à comparer avec nos voisins (figure 2).

Par conséquent, en été, la forme de la demande est différente, les climatiseurs remplaçant le chauffage. Leur utilisation est maximale, plutôt aux heures chaudes de la journée. Sur la figure 3, est représentée une journée d'été en 2010.

La pointe du soir a quasiment disparu. La consommation est maximale vers 12 h. On retrouve quand même une variation importante entre la nuit et le jour, de 15-20 GW. La pente, le matin, reste également très importante.

B) Les variations hebdomadaires

Les variations entre deux jours dépendent de plusieurs facteurs : le niveau des températures moyennes comme on l'a vu, mais également le niveau de l'activité. Entre un jour ouvré et un jour de week-end, il peut y avoir des différences importantes (figure 4).

On constate effectivement que, le samedi/dimanche, la demande est bien plus faible que les jours de semaine. Sur une semaine, l'écart entre le jour d'appel en puissance maximale et le jour d'appel de puissance minimale est en moyenne de 10,8 GW en 2010. Mais, en hiver, cela peut-être beaucoup plus important : jusqu'à 20 GW ! Ces variations sont importantes car une centrale au charbon, par exemple, ne démarre pas pour quelques heures de fonctionnement. Elle doit être assurée de pouvoir fonctionner au moins 3-4 jours.

Thermo-sensibilité du système électrique français

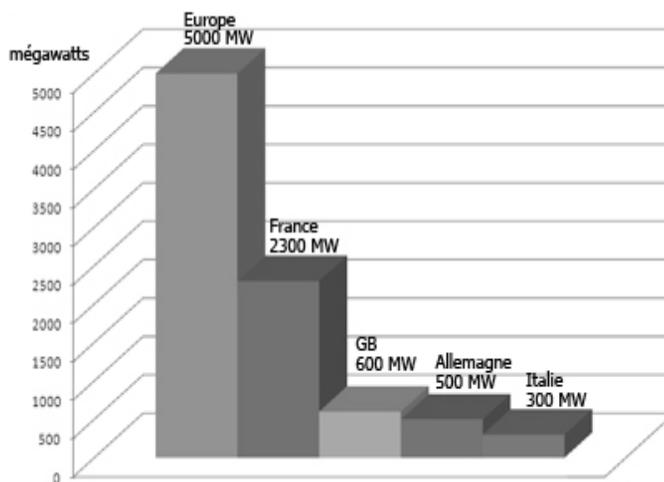


Figure 2. Augmentation de la puissance appelée selon les pays quand la température moyenne baisse de 1°C

Source : RTE



Figure 3. Puissance appelée le 28.6.10

Source : RTE

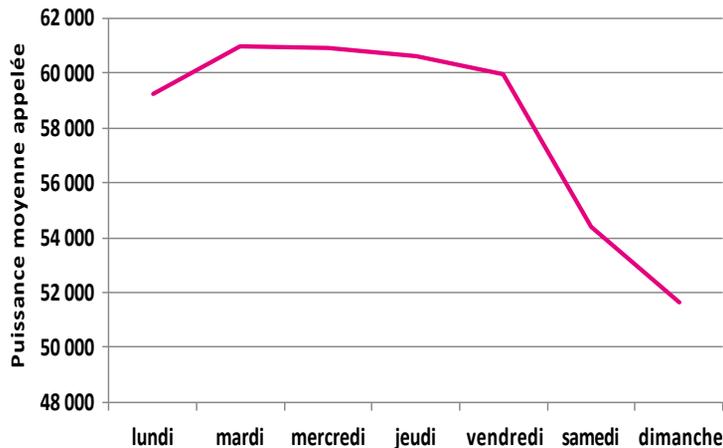


Figure 4. Puissance moyenne appelée selon le jour en 2010

Source : RTE

C) Les variations saisonnières

Cette présence massive du chauffage électrique a également un impact sur les variations saisonnières de la demande qui, en été, sera beaucoup plus basse qu'en hiver. La figure 5 montre la courbe de la puissance moyenne de chaque jour appelée par le système électrique en 2010, hors week-end.

Entre le creux de l'été au cours du 15 août et les pointes de l'hiver, il y a près de 45 GW ! Les week-ends ne sont pas représentés afin d'avoir

une courbe plus lisible. Si l'on en tient compte, on est autour de 50 GW de différence.

Si l'on regarde l'évolution de l'énergie soutirée au réseau en fonction des mois, cela donne une idée précise des variations saisonnières (figure 6).

Entre le creux de l'été et l'hiver, on retrouve 22 TWh d'écart. Cela a son importance car une partie des centrales ne pourra fonctionner qu'en hiver et devra rester à l'arrêt ou presque en été. Dans d'autres pays, cette saisonnalité est beaucoup moins marquée, comme en Allemagne

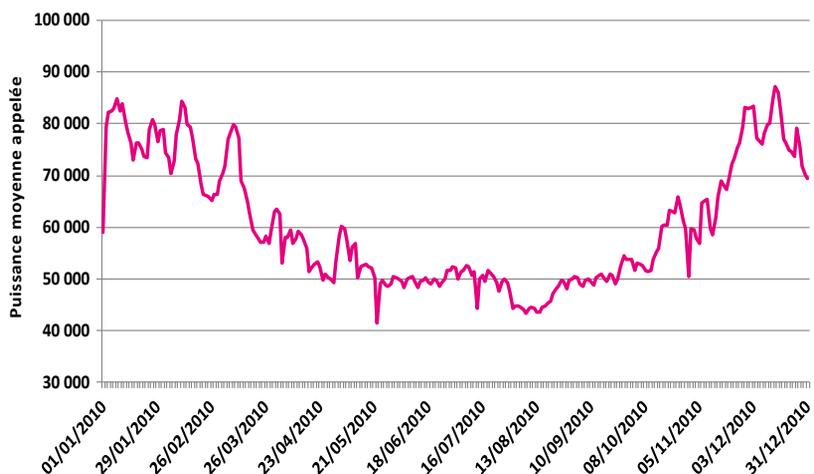


Figure 5. Puissance moyenne de chaque jour appelée par le système électrique en 2010, hors week-end

Source : RTE



Figure 6. Énergie soustraite au réseau selon le mois en 2010

Source: RTE

où, entre le creux de l'été et l'hiver, la différence est de l'ordre de 10-12 TWh (figure 7).

La demande en Italie et en Espagne est presque constante tout au long de l'année par rapport à la France. Cela peut permettre à des centrales de fonctionner en base toute l'année. En France, c'est plus délicat car la capacité du parc, dimensionné pour l'hiver, sera trop grande en été.

En France la capacité du parc, dimensionné pour l'hiver, sera trop grande en été

Toute modification profonde de la structure de la demande change les règles de la modélisation. Lorsque l'on introduit une nouvelle demande, il est important de mesurer son impact

sur la flexibilité nécessaire du parc et sur les stratégies de production des centrales. Ces aspects seront plus développés dans la troisième partie, une fois détaillées les caractéristiques du parc de production français.

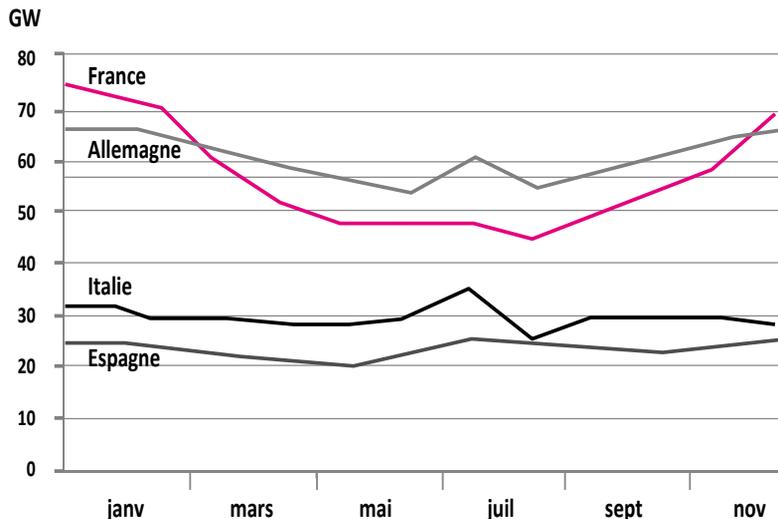


Figure 7. Courbe annuelle de la puissance appelée selon les pays
Source RTE

Tableau 1	
Synthèse des variations caractéristiques de la demande	
Période de temps	Variation
Intra-journalier - Jour/nuit - Pointe du soir	10 GW en moyenne
Journée - Jour ouvré/week-end	20 TWh moyennés sur le mois 50 GW entre le jour maximal et le jour minimal
Saison	3-20 GW moyenne : 6,2 GW 0-10 GW moyenne : 3,1 GW

2. L'offre de production par filières : les données théoriques et observées du parc

Depuis les années 1970-1980, le parc électrique français a acquis une originalité par rapport à ses voisins : la part très forte du nucléaire. En 2010, la puissance totale du parc électrique français était de 123,8 GW. Pour rappel, en 2012, le record de puissance appelée a

été battu : 101 GW. En théorie, le parc français pourrait y répondre si sa disponibilité atteignait 84 %. On verra que, dans les faits, cela n'est jamais le cas. Sans les imports, le système électrique français ne pourrait tenir. Comme cela sera montré plus tard, il est intéressant de noter la très forte part de l'hydraulique avec 25,4 GW.

Cependant, l'indicateur le plus pertinent n'est pas tant la puissance de chaque technologie que la part de chaque filière dans la production totale¹ (figure 8).

1. Source : RTE, *Statistique de l'énergie électrique en France*, 2010.

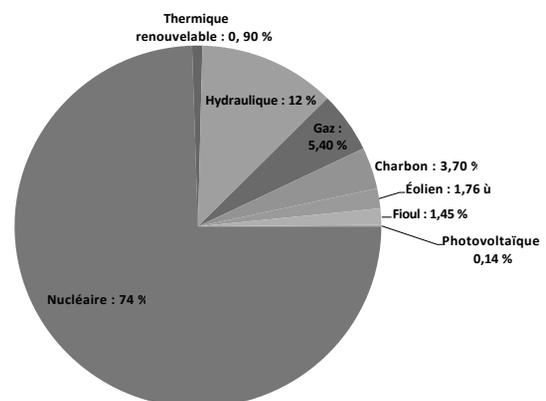


Figure 8. Part dans la production électrique en 2010 selon les filières

La part de l'éolien et du photovoltaïque est encore faible dans la production. Mais sa croissance est forte et les objectifs gouvernementaux ou européens laissent envisager que cela va continuer.

Plus loin, seront détaillées les différentes productions modélisées avec leurs caractéristiques principales et une analyse de leur comportement, particulièrement du point de vue de la flexibilité. Les centrales sont classées en trois grandes catégories, en fonction de leur durée de fonctionnement sur une année : base, semi-base et pointe. Cette durée de fonctionnement dépend en grande partie de la flexibilité et des caractéristiques économiques des centrales.

Avant de poursuivre l'analyse du parc de production par filière, il convient de différencier les centrales selon qu'elles fassent ou non partie du parc de référence de RTE. En effet, il existe des centrales non reliées au réseau de RTE ou trop petites pour être intégrées à son parc de référence. Elles déclarent leur production à RTE, qui peut donc effectuer ses statistiques annuelles, mais RTE ne les prend pas en compte dans ses données de production heure par heure, données utilisées pour étudier le parc, occultant ainsi 9,3% de la production.

La capacité du parc à répondre à la demande est étudiée par filière, présentées successivement : nucléaire, thermiques (charbon et gaz), hydraulique et énergies renouvelable intermittentes.

A) Les centrales nucléaires

En France, les centrales nucléaires représentent 52 % de la puissance du parc et 74 % de la production électrique française. Elles sont donc le pilier du système électrique français.

Au niveau économique, il est important de noter la part importante prise par les coûts fixes : l'investissement, en particulier, représente 41%. À partir du moment où l'outil de production est là, la production d'un MWh coûte relativement peu cher et le producteur a tendance à vouloir en produire beaucoup pour rembourser son investissement. D'où un fonctionnement en base, c'est-à-dire plus de 6 000 heures dans l'année.

Une centrale nucléaire ne présente d'intérêt économique dans un parc que si elle a la possibilité de fonctionner en base car elle n'est pas flexible et ne peut pas faire des arrêts/redémarrage fréquents. Elle ne peut pas non plus descendre en-dessous d'un certain niveau de production, entre 25 et 30 % de la puissance nominale (PN). En-dessous, elle est dans un état où elle ne peut pas rester sur un palier stabilisé pendant plusieurs heures, c'est-à-dire qu'elle ne peut faire que des passages rapides en dessous des 30 %, ou alors commencer une descente vers un arrêt.

Une fois arrêté, un réacteur met longtemps à redémarrer et tout dépend de son temps d'arrêt : s'il est complètement froid, le redémarrage mettra près de 48 heures ; moins s'il est encore chaud.

Un réacteur à eau pressurisée (REP) est conçu pour pouvoir faire des pentes de 5 % de la PN par minute. En pratique, les pentes sont souvent comprises entre 1,5 et 2 % de la PN/mn. Ce qui limite la manœuvrabilité d'un réacteur nucléaire, ce sont les contraintes sur les combustibles imposées par les changements de puissance.

Mais, une fois la montée ou la baisse de charge effectuée, la puissance délivrée doit se stabiliser au minimum deux heures sur un palier avant de pouvoir baisser ou monter de nouveau. La figure 9 présente un exemple d'une baisse de charge maximale, puis d'une remontée le plus rapidement possible, telle qu'elle est effectuée dans l'exploitation classique d'un REP 900 MW.

Exceptionnellement, un REP peut effectuer un échelon de puissance de 10 % de la PN. L'étude des données historiques de production éclairent également cette flexibilité du parc nucléaire français : en 2010 et 2011, la variation de puissance de l'ensemble du parc d'une heure à l'autre n'a jamais dépassé 10 % de la PN disponible. Ce qui démontre bien la nécessité de faire fonctionner les réacteurs sur des paliers et de ne pas trop faire varier la puissance de production.

Cette différence entre les possibilités techniques et l'exploitation réelle de l'ensemble du parc peut s'expliquer d'un point de vue économique : toutes ces variations imposées

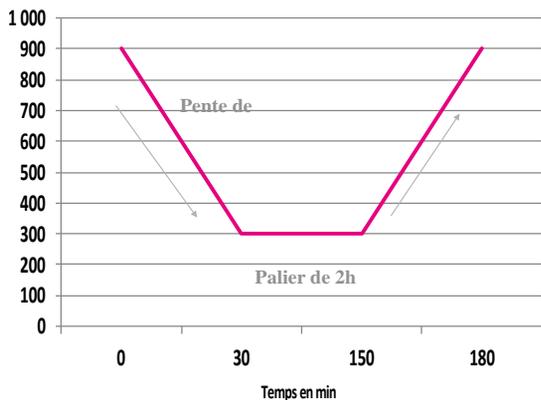


Figure 9. Illustration de la flexibilité maximale du nucléaire

aux réacteurs restent économiquement moins rentables qu'un fonctionnement à pleine puissance. Or la quantité de combustible est limitée². En effet, un réacteur nucléaire ne peut produire qu'entre deux rechargements. Un rechargement prend environ quatre semaines pour le parc actuel et nécessite l'arrêt complet du réacteur. Une fois le réacteur rechargé, il dispose d'un stock d'énergie imposé avec un temps limité pour le consommer car la date de rechargement suivante est généralement planifiée longtemps à l'avance³.

La durée de la campagne de production est calculée en tenant compte d'un objectif de mobilisation moyen. Il arrive que le réacteur soit plus sollicité que prévu : il devra donc gérer au mieux le stock d'énergie qui lui reste avant le prochain rechargement. C'est ce qu'on appelle la gestion en valeur d'usage (détaillée plus bas).

Les fortes variations de la consommation et le parc important l'obligent à diminuer sa

2. Pour plus de détails, voir *La chaudière des réacteurs à eau sous pression*, collection Génie atomique, chapitre 2 : « Contraintes de conception et d'exploitation des centrales ».

3. Selon les paliers, voici la durée moyenne des campagnes de production 2007 exprimée en JEPP (jour équivalent pleine puissance) :

- Palier 900 MW : entre 220 et 280 JEPP, prolongation maximale de 50 JEPP.

- Palier 1 300 MW : entre 330 et 370 JEPP, prolongation moyenne de 50 JEPP.

- Palier N4 : entre 188 et 225 JEPP, prolongation moyenne de 50 JEPP.

puissance la nuit. Ce phénomène est appelé suivi de charge. D'autre part, certaines centrales sont obligées de participer aux réglages primaire et secondaire du système. Ces deux phénomènes sont étudiés dans la partie sur l'équilibre offre-demande.

B) Les centrales au charbon et à la biomasse

Ces centrales sont réunies car elles ont le même comportement du fait de la nature de leur combustible. Cela paraît intuitif quand on compare du charbon avec du charbon de bois, par exemple. Une réglementation à venir prévoit même d'imposer un certain pourcentage de biomasse dans les centrales au charbon.

Il existe une grande diversité de technologies dans les centrales au charbon :

- *Les centrales à lit fluidisé circulant* : datant des années 1980, c'est la plus propre des centrales au charbon classique, mais sa puissance ne peut pas dépasser 300-400 MW.

- *Les centrales supercritiques* : leur rendement est amélioré grâce à des conditions de température et de pression supérieures au point critique de l'eau. Leur puissance peut dépasser le GW.

- *Les centrales à charbon à combustion pulvérisé* : ce sont les centrales au charbon les plus classiques.

Le choix d'une technologie est le fruit d'un compromis entre le rendement, les émissions polluantes, la capacité et le coût. Sur chacune de ces centrales, on peut rajouter une technologie de capture du carbone (CC) qui vient impacter fortement le coût et il n'existe pas encore d'exemple industriel, même si énormément de recherches sont en cours sur le sujet.

Le parc français est constitué de 6,9 GW se répartissant de la manière suivante⁴ :

- 4 GW construit avant 1971,

- 2,9 GW construit entre 1982 et 1984.

Ce sont principalement des centrales classiques. Vieilles, certaines ont des rendements assez faibles. Un rapide calcul donne un rendement moyen de 36,7 %.

4. RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*.

Les différentes réglementations vont imposer la fermeture d'une bonne partie de ces centrales. Entre 2013 et 2015, 3,6 GW vont devoir fermer. En 2016, RTE ne prévoit plus que 2,9 GW de charbon. Depuis 2008, ces 3,6 GW ont reçu l'autorisation de fonctionner 20 000 heures. Avec l'hypothèse qu'elles ferment en moyenne en 2014, cela fait une mobilisation de 38 % au maximum. Cette contrainte réglementaire peut expliquer la mobilisation du parc actuel⁵.

Dans les pays où le charbon représente une part importante du parc et où les centrales au charbon assurent la base, la mobilisation est plus importante et le parc souvent plus moderne. À ce niveau, la structure et le fonctionnement du parc charbon français est particulier : il est vieillissant et utilisé en semi-base. Or, comme la suite le montrera, le charbon est plutôt utilisé en base.

La structure des coûts d'une centrale au charbon dépend de l'utilisation qui en est faite : si la centrale est utilisée en base (*i.e.* plus de 6000 h/an), le MWh sera beaucoup moins cher que si elle est utilisée en semi-base (entre 4000 h et 6000 h par an). Le tableau 2 présente la structure moyenne du coût de production d'un MWh produit par des centrales à charbon en projets dans les pays de l'OCDE, hors carbone, et fonctionnant en base⁶. L'actualisation est prise à 5 %. Le coût de production total est de 54 €₂₀₁₀.

Naturellement, selon la méthode de calcul du coût de production, le coût de combustible, le taux d'actualisation, la durée de fonctionnement, etc., cette valeur peut varier. Mais il faut retenir que, pour les centrales à charbon, l'investissement de départ représente une

5. *Idem.*

6. IEA, 2010, *Projected costs of generation electricity*.

Le charbon est plutôt utilisé en semi-base, voire en base

Tableau 2

Structure moyenne du coût de production d'un MWh produit par des centrales à charbon en projets dans les pays de l'OCDE, hors carbone, et fonctionnant en base

Investissement	29 %
Entretien	21 %
Combustible	50 %

composante forte du coût de production du MWh.

Au niveau de la flexibilité, la comparaison avec le nucléaire reste valable. Une centrale au charbon est aussi flexible qu'une centrale nucléaire. En effet, le démarrage d'une centrale au charbon coûte très cher et peut s'avérer très long si la centrale est froide. Il faut injecter plusieurs milliers de litre de fioul pour faire chauffer la tuyauterie et le fluide avant de pouvoir produire 1 MWh. C'est ce qu'on appelle les coûts de démarrage.

Une fois chaude, la montée en puissance de la centrale ne dépasse pas une certaine vitesse. L'étude des données historique a permis de dessiner une enveloppe limite de

montée en charge des centrales au charbon françaises (tableau 3).

Une fois démarrée, le gestionnaire de la centrale au charbon aura intérêt à continuer à la faire fonctionner.

En termes de variation de puissance, une centrale au charbon peut, en théorie, faire des pentes de 5 % de la PN/mn. Cela se vérifie pour certaines. Mais, après étude de l'historique, il s'avère que, dans son ensemble, la variation de production du parc français de charbon n'a jamais dépassé des variations horaires de 25-30 % de la PN disponible.

Tableau 3

Courbe moyenne des montées en charge après démarrage du parc des centrales au charbon française entre 12/2011 et 05/2012 (données : RTE-Analyse : auteurs)

	H1	H2	H3	H4	H5	H6
En % de la PN disponible	0 %	10 %	20 %	30 %	50 %	70 %

C) Les centrales à gaz

Les cycles combinés au gaz (CCG) se développent fortement à l'heure actuelle. Le premier CCG de forte puissance est celui de Dunkerque (DK6) avec 450 MW. Il a été inauguré en 2005. Fin 2012, la puissance du parc CCG en France est de 4,7 GW. Étant donné les projets en cours, la puissance sera de 6 GW en 2014⁷.

Un CCG peut être utilisé en base ou en semi-base selon le parc qui l'entoure. En France et dans la plupart des pays, il est utilisé en semi-base et permet de garantir la flexibilité du parc, comme cela sera montré plus loin.

La grande particularité des CCG par rapport à une centrale au gaz classique est l'utilisation d'un double cycle : l'un avec une turbine à gaz, l'autre avec une turbine à vapeur. Cela permet d'augmenter le rendement de façon substantiel. Les CCG les plus modernes ont un rendement de près de 60 % contre 37 % pour une centrale à gaz avec une turbine classique. Cela permet également de diminuer la consommation de gaz, les émissions de gaz à effet de serre et le coût de production.

Le tableau 4 présente la structure moyenne du coût de production d'1 MWh produit par des CCG en projet dans les pays de l'OCDE, hors carbone, et fonctionnant en base⁸. L'actualisation est prise à 5 %.

Tableau 4	
Structure moyenne du coût de production d'un MWh produit par des CCG en projet dans les pays de l'OCDE, hors carbone, et fonctionnant en base	
Investissement	15 %
Entretien	6 %
Combustible	79 %

Le coût de production totale est de 54,2 €₂₀₁₀⁷ proche du charbon et supérieur au nucléaire. En France cependant, le charbon étant vieillissant et le gaz moderne, le coût de production du gaz

et du charbon peuvent s'inverser en prenant en compte le CO₂ ou en cas de variation des prix des combustibles.

La grande différence par rapport au nucléaire et au charbon est la part très importante du combustible dans le coût de production final. Les CCG sont donc très sensibles aux variations de prix du gaz.

La flexibilité d'un CCG est très importante. Une centrale peut effectuer des variations horaires équivalentes à 80 % de sa PN, voire plus. Dans son ensemble, le parc gaz ne varie pas à plus de 70 % de la PN disponible. Sa grande flexibilité lui permet de garantir celle du parc dans son ensemble.

D) L'hydraulique

Le terme hydraulique recouvre en fait une grande variété de situation. Avec le nucléaire, il représente la deuxième clé de voute du parc électrique français. La partie suivante va montrer pourquoi. Dans l'hydraulique, on peut distinguer quatre types de centrales :

- *Les centrales dites fil de l'eau* : elle sont placées sur des cours d'eau et turbine l'eau qui passe sans pouvoir la stocker. C'est une technologie dite fatale car on ne peut pas contrôler le niveau de la production qui dépend du débit du cours d'eau. Certaines peuvent avoir un stockage de moins de 2 heures.

- *Les centrales éclusées* : elles possèdent un réservoir leur permettant de fonctionner à pleine puissance entre 2 heures et 4 000 heures.

- *Les centrales lacs* : élément essentiel de la flexibilité du parc français, elles peuvent passer d'une production nulle à la pleine puissance en moins de 3 minutes. Leur réservoir leur permet, en théorie, de fonctionner à pleine puissance pendant plus de 4 000 heures.

- *Les stations de pompage* : c'est un moyen de stockage et non de production. Elles remontent de l'eau en période de faible demande et la turbine en période de pointe.

Ces quatre types de centrales recouvrent des disparités très fortes. Une éclusée avec un réservoir de 3 000 heures ne fonctionnera pas comme une éclusée avec un réservoir de 3 heures. De la même manière, une centrale au fil de l'eau sur un fleuve ne réagira pas comme une centrale du même type en montagne.

7. Parc de référence de RTE en 2011, www.rte.fr.

8. IEA, 2010, *Projected costs of generation electricity*.

A priori, le parc hydraulique français ne devrait pas être modifié de façon significative dans les années à venir. En parallèle, l'optimisation de l'existant devrait permettre une augmentation de la production. Cependant, l'évolution du contexte réglementaire risque d'atténuer cet effet, en particulier sur le débit réservé, ainsi que toute question liant hydroélectricité et environnement.

En France, la filière hydroélectrique est soumise à de nombreuses réglementations. Que cela soit sur la part du cours d'eau laissé libre, la qualité de l'eau pour la vie piscicole ou les passes à poissons. Le gestionnaire est souvent obligé de faire des arbitrages entre plusieurs missions, comme par exemple :

- *Le soutien à l'étiage* (i.e. s'assurer d'un débit minimal en période sèche) : cela implique la nécessité de faire des réserves en hiver et au printemps, périodes de forte consommation, et de lâcher de l'eau en été, période de faible demande.

- *La prévention des inondations* : il faut donc conserver une capacité de stockage minimale pour absorber des précipitations violentes, une fonte des neiges rapides, etc.

Ces missions sont parfois contradictoires entre elles et la production d'électricité n'est pas toujours prioritaire. C'est ce qui explique que l'hydraulique est considérée comme une production contrôlable sur le court terme (échelle de la semaine, du mois), mais le niveau de production saisonnier dépend fortement de la saison et des conditions climatiques.

Économiquement, une structure de coût de l'hydraulique en €/MWh a peu de sens car le combustible est gratuit mais limité. Il existe une variabilité saisonnière importante et aléatoire. La gestion du combustible est d'ailleurs soumise à un contexte réglementaire important. Cette limitation de la quantité de combustible fait qu'il est géré en valeur d'usage, c'est-à-dire que le producteur va chercher à turbiner l'eau quand le prix de l'électricité sur le marché sera le plus élevé. La valeur d'1 MWh d'hydraulique dépend donc du marché plus que d'un coût de production. Par définition, le coût de production d'1 MWh hydraulique est nul, étant donné qu'il suffit d'ouvrir les vannes pour produire.

Par la suite, il faudra quand même amortir l'investissement initial assez élevé.

Les coûts de l'hydraulique sont largement constitués de coûts fixes avec, en premier lieu, la construction de l'ouvrage qui représente la quasi-totalité du coût et la gestion au quotidien. Le coût de chaque projet dépend en grande partie de la configuration du site, de la taille, etc. Chaque cas est donc particulier et il est difficile de donner un coût exact. En général, on distingue deux types d'hydraulique : la petite et la grande. Parfois, on ajoute également la micro-hydraulique mais, dans un contexte de production à grande échelle, son intérêt est limité. Le tableau 5 présente le coût de ces centrales en $\text{€}_{2009}/\text{kW}_{\text{électrique}}$ en Europe⁹.

Tableau 5		
Coût de ces centrales en $\text{€}_{2009}/\text{kW}_{\text{électrique}}$ en Europe		
Source : IEA-WEO		
(€/kW)	Grande hydraulique (> 10 MW)	Petite hydraulique (< 10 MW)
Coût de construction	1 685	2 542
Coût d'entretien/an	41,76	51,12

Pour donner une idée, le coût de construction d'un CCG est estimé à $500 \text{€}_{2009}/\text{kW}$ par la même source et entre $1070\text{--}1450 \text{€}_{2009}/\text{kW}$ pour du charbon, selon la technologie.

La production et les coûts dépendent énormément des paramètres climatiques, de la localisation, du contexte réglementaire, etc. Si l'on répartit ces coûts sur l'ensemble de la production, on arrive à une fourchette large qui va de $30 \text{€}/\text{MWh}$ à plus de $150 \text{€}/\text{MWh}$ ¹⁰. En Chine, cela peut descendre jusqu'à $1,7 \text{€}/\text{MWh}$ sur les gros ouvrages.

9. "Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies" in *IEA World Energy Outlook 2010 for Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios*.

10. Pour un taux d'actualisation de 5 % sur des ouvrages en projets en 2010 dans les pays de l'OCDE, voir IEA, 2010, *Projected costs of generation electricity*.

E) Les énergies renouvelable intermittentes

En France, le solaire et l'éolien sont majoritairement présents. Pour le moment, la production solaire reste trop marginale pour être visible dans la production électrique française. Par contre, la production éolienne parvient à des valeurs significatives : en 2011, elle a atteint 4,5 GW certaines heures.

Ces moyens de production dépendent des conditions climatiques et, par conséquent, on ne peut pas les contrôler. Ils sont donc considérés comme *fatals*, c'est-à-dire considérés comme prioritaires et, en ce sens, retirés directement à la demande.

3. L'adéquation offre-demande

À chaque instant, il doit y avoir un équilibre entre la demande électrique et la production des centrales. Comme vu plus haut, la demande française est très variable, que cela soit entre les saisons, entre le jour et la nuit et au sein de la semaine. Or les différentes centrales ont des caractéristiques économiques et techniques qui leur permettent de s'adapter plus ou moins à ces variations. L'équilibre entre la demande et l'offre n'est donc pas guidé par un seul critère. Dans un premier temps, on rappellera la théorie classique du *merit order* qui explique la réponse à la demande par le critère économique ; dans un second temps, on verra comment les contraintes de flexibilité modifient cette théorie et expliquent les stratégies développées par les producteurs.

A) La théorie du *merit order*

Cette théorie permet d'expliquer dans quel ordre les unités de production sont appelées afin de répondre à la demande. Les producteurs vendent le MWh au coût de production marginal, c'est-à-dire le surcoût engendré par la production de ce MWh. En général, il inclut les coûts de combustible, de CO₂ et les coûts variables annexes.

En toute logique, lorsque le marché a besoin d'1 MWh supplémentaire, il va appeler en

priorité la centrale dont le coût de production d'1 MWh supplémentaire (coût marginal de production) est le moins cher, jusqu'à ce qu'elle soit à pleine puissance, puis passera à la deuxième moins chère. On peut ainsi effectuer un classement des centrales en fonction de leur coût marginal de production. En général, ce classement est effectué par filière de production. En 2011, en France, les filières se classent en moyenne dans cet ordre¹¹ : nucléaire, gaz, charbon, turbines à combustion (TAC) et fioul.

Sur la figure 10, sont représentés les prix *spot* classés par ordre décroissant avec les durées de marginalité des différentes filières.

La partie haute de la fourchette du coût marginal du nucléaire s'explique par la gestion en valeur d'usage de certaines centrales dans des situations précises. Lorsqu'une centrale ne dispose plus que d'une quantité limitée d'énergie à produire avant le prochain rechargement, elle va gérer son combustible en valeur d'usage. Elle peut donc fixer le prix à un niveau plus élevé. Il en va de même pour l'hydraulique, le prix indiqué ne correspondant en rien à son coût marginal, mais au prix moyen auquel il est vendu *via* une gestion en valeur d'usage.

Comme vu plus haut, la demande électrique varie fortement selon différentes périodes de temps. Le parc de production doit répondre à quatre variations majeures : jour/nuit, pointe du soir, jours ouvrés/week-end et été/hiver. Il est intéressant de voir comment le parc y répond actuellement.

B) La flexibilité du parc de production selon quatre variations-clés de la demande en France

Comme vu dans la première partie, les variations les plus importantes se produisent à l'échelle de la journée (pointe du soir, montée en charge du matin, de la semaine et de la saison). Nous voyons ci-dessous la capacité du parc à répondre à la demande et,

Un équilibre entre la demande électrique et la production des centrales

11. CRE, 2012, *Rapport de surveillance des marchés de l'électricité et du gaz*.

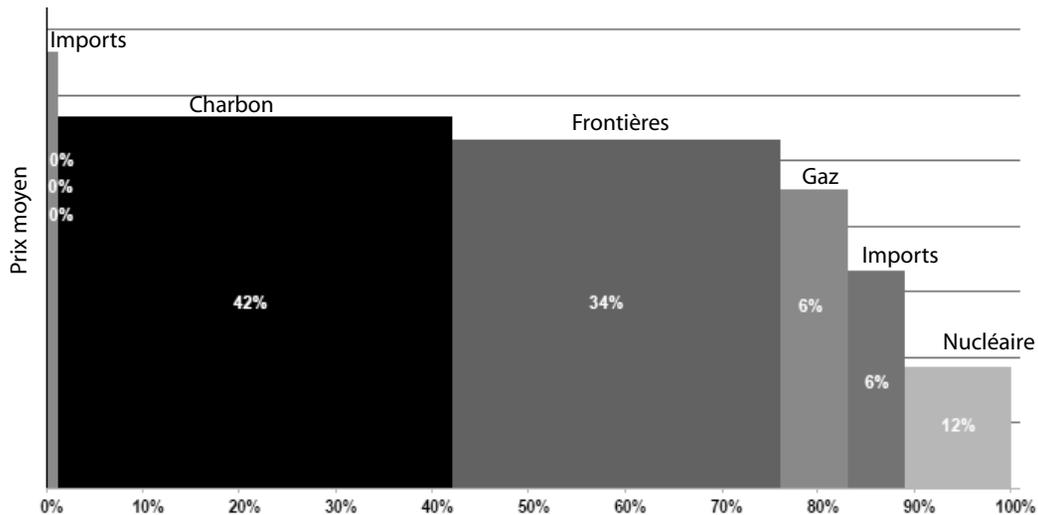


Figure 10. Durée de marginalité en % selon les filières en 2011

Source : CRE

en particulier, comment aujourd'hui les filières sont optimisées pour répondre à ces variations.

- *La pointe du soir*

La figure 11 montre un exemple de courbe de charge, un jour de janvier 2010.

En 2010, elle était de 3,1 GW en moyenne (différence de production du parc RTE¹²) entre le creux de l'après-midi et la pointe du soir. Afin de voir comment le parc répond à cette

variation, on étudie la variation des différentes filières entre ces deux instants (figure 12).

D'après la théorie du *merit order*, ce sont les filières les moins chères encore disponibles qui devraient augmenter le plus. C'est ce que l'on constate avec le nucléaire qui participe à 16 % de la montée en charge. En moyenne, à la pointe à 19h, il est mobilisé à 97 % de la puissance disponible alors qu'il ne l'est qu'à 96,2 % au creux de l'après-midi. Cependant, cette variation n'apporte que 500 MW supplémentaire en moyenne. La mobilisation nucléaire pourrait

12. Parc de référence de RTE en 2010-2011 : www.rte.fr.

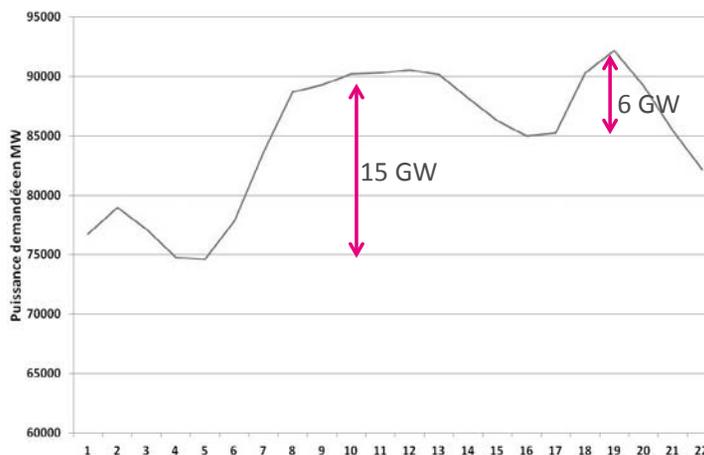


Figure 11. Courbe de charge d'une journée d'hiver type de janvier 2010

Source : RTE

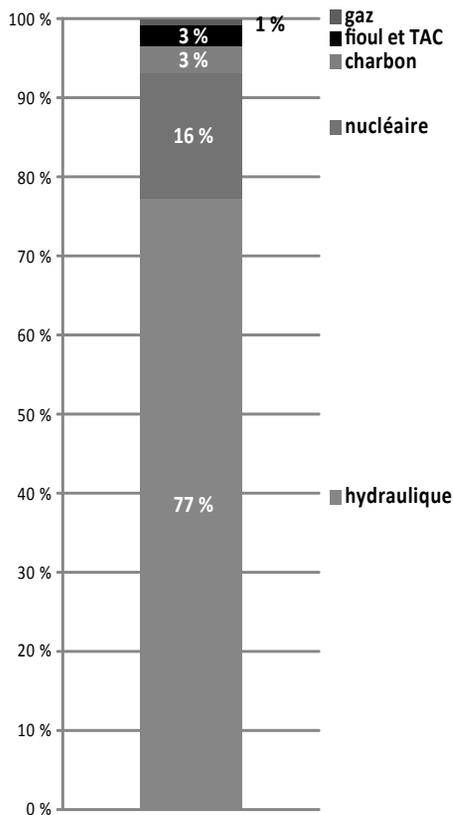


Figure 12. Participation des différentes filières à la montée en charge de la pointe du soir

encore augmenter mais, en France, l'obligation de participer aux réglages primaire et secondaire limite cette possibilité. Dans les pays où le nucléaire est moins présent, ce sont les centrales thermiques plus flexibles qui participent au réglage alors qu'en France la grande proportion de nucléaire nécessite la participation de certaines centrales.

Par la suite, la mobilisation du gaz et du charbon serait attendue mais n'augmente que très peu : ils participent pour 1 et 3 % à la pointe. La figure 13 explicite ce fait, le gaz et le charbon servant plus particulièrement à répondre aux variations entre le jour et la nuit. La pointe du soir est à peine visible pour eux.

Par contre, la pointe du soir est plus visible dans le cas des TAC et du fioul (figure 14).

Seulement, l'amplitude entre le creux de la journée et la pointe du soir n'est que de 50 MW en moyenne, ce qui est très faible par rapport à l'amplitude des pointes du soir (environ 3 %). La faiblesse de cette amplitude par rapport à la puissance disponible en fioul et TAC s'explique par le coût très élevé de ces unités et par la présence massive d'hydraulique.

L'analyse de l'hydraulique montre que c'est surtout lui qui répond aux variations entre le creux du jour et la pointe du soir (figure 15).

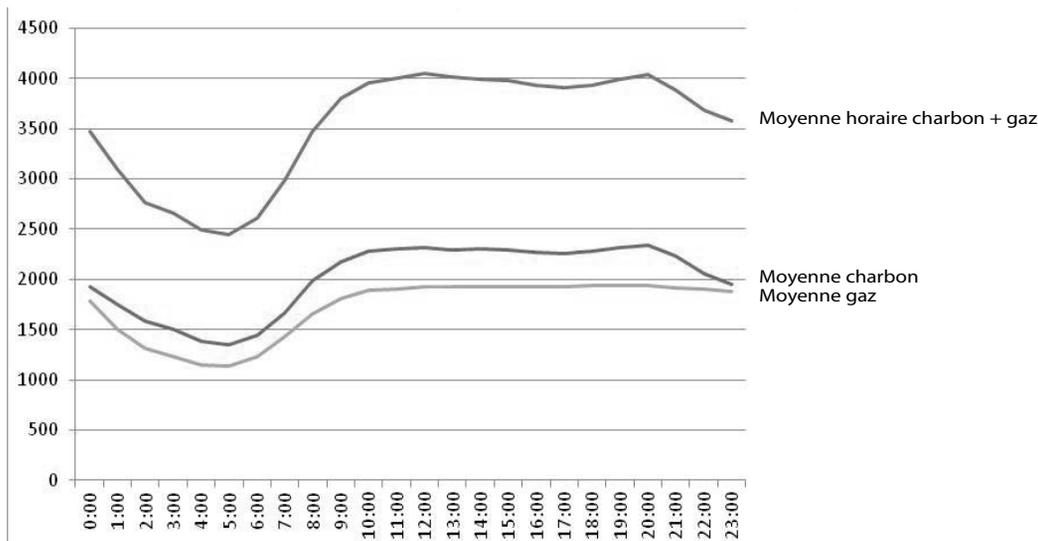


Figure 13. Puissance horaire moyenne appelée en 2010

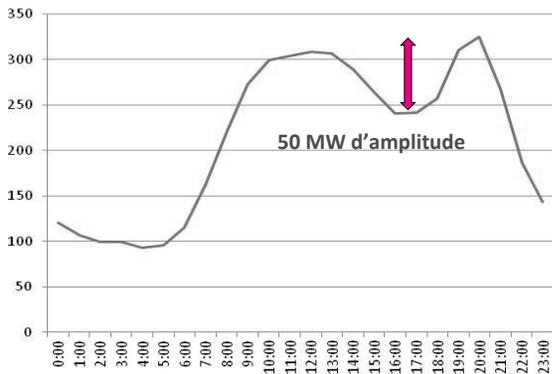


Figure 14. Puissance horaire moyenne appelée en 2010 - Tac Fioul

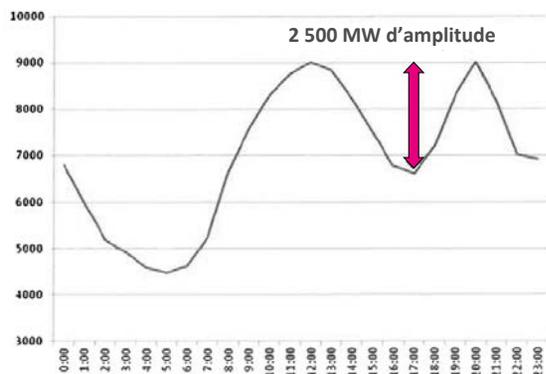


Figure 15. Puissance horaire moyenne appelée en 2010

Avec près de 2,5 GW d'amplitude en moyenne entre le creux de la journée et la pointe du soir, l'hydraulique permet d'assurer la pointe du soir. Cette présence massive de l'hydraulique a plusieurs raisons :

- Il est extrêmement flexible. En Rhône-Alpes, il faut moins de 3 minutes pour mobiliser 6 GW de grands barrages !
- Sa mobilisation permet d'éviter une variation trop brutale des unités nucléaires et charbon qui préfèrent fonctionner sur un palier de production stable.
- Cela permet d'éviter la mobilisation de centrales thermiques trop chères.

Le gaz est assez flexible et pourrait participer à la montée en charge du soir, mais il ne le fait pas car l'hydraulique suffit et à cause de la saturation du réseau de gaz : ces dernières années, plusieurs CCG ont été construites et le réseau de gaz peine à assurer la demande.

• *La montée en charge du matin*

Sur une journée, le besoin de flexibilité le plus important est la transition jour/nuit. Entre le creux de 5 h et 9 h, on a une augmentation de 6,2 GW en moyenne. Le différentiel de puissance est en moyenne assuré, comme le montre les figures 16 et 17.

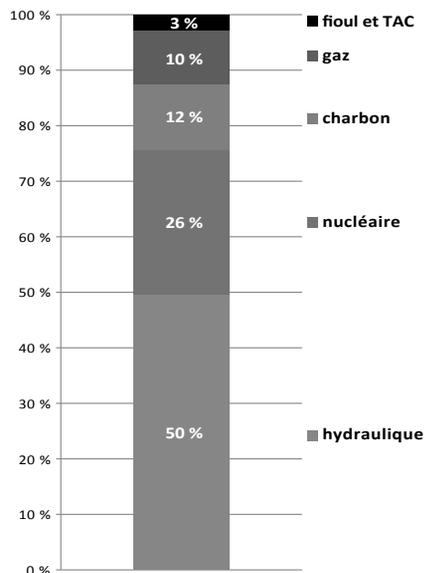


Figure 16. Participation des différentes filières

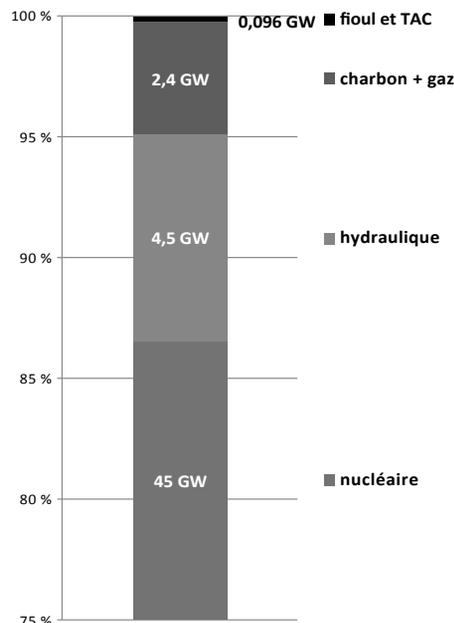


Figure 17. Mix moyen à 5 h en 2010 à la montée en charge du matin

L'hydraulique reste prépondérant, mais on constate une participation non négligeable du charbon et du gaz. Le nucléaire participe à cette montée en charge du matin.

En moyenne à l'heure 5, le nucléaire représente 87 % de la puissance appelée, mais il reste encore près de 2,4 GW de thermique. Cette baisse de mobilisation du nucléaire est appelée « suivi de charge ». Cette configuration (nucléaire, hydraulique, thermique) du parc, à un moment où la demande est faible mais avant qu'elle n'augmente, est expliquée notamment par :

- Le besoin de flexibilité : un parc composé uniquement de nucléaire ne peut pas réagir assez vite aux variations de la demande. Il y a donc en permanence des unités thermiques et hydrauliques qui fonctionnent.

- L'hydraulique fil de l'eau étant *fatal*, il en reste toujours. Il y a souvent de l'hydraulique lac/éclusé qui est encore présent, que cela soit à cause des contraintes réglementaires ou d'un besoin de flexibilité.

- La flexibilité des centrales thermiques. Une fois démarrées, les centrales charbon ne peuvent descendre en-dessous de 25-30 % de leur puissance nominale. Si elles sont mobilisées, le lendemain il faut les garder en fonctionnement la nuit, un redémarrage pouvant être long et cher. En 2010, on constate que la mobilisation des centrales à charbon la nuit est en moyenne égale à 71% de celle du jour. Par comparaison, le gaz est beaucoup plus flexible

et peut s'arrêter la nuit. Les figures 18 et 19 illustrent les comportements de ces filières.

- *Les variations hebdomadaires*

La consommation est plus élevée en jours ouvrés que le week-end. Par conséquent, le week-end, la production baisse fortement. Le nucléaire est obligé de faire du suivi de charge, le gaz peut s'approcher de 0. Par contre, si la semaine suivante nécessite du charbon, il va baisser à son minimum technique, mais ne s'éteindra pas. C'est visible sur la figure 20.

- *Les variations saisonnières*

La demande entre l'été et l'hiver peut varier de plus de 50 GW. Toutes les filières ne peuvent pas participer de la même manière à cette variation.

Les variations saisonnières de l'hydraulique étant imposées, il est difficile de le faire participer. La figure 21 montre la production hydraulique 2010 mensuelle.

Le maximum se situe en juin, lors de la fonte des neiges et de l'irrigation des cultures. Ensuite, la production hydraulique assure également le soutien à l'étiage et vit sur ses stocks. Les précipitations de l'automne permettent d'augmenter la production et légèrement les stocks en prévision des fortes consommations hivernales. En hiver, les stocks sont massivement turbinés et reconstitués au printemps avec la fonte des neiges. La gestion intelligente des stocks permet donc à l'hydraulique de participer partiellement aux variations saisonnières,



Figure 18. Production charbon du 13.9.10 au 17.9.10

Source : RTE

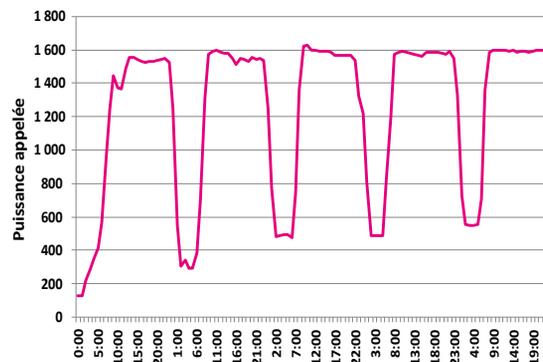


Figure 19. Production gaz du 13.9.10 au 17.9.10

Source : RTE

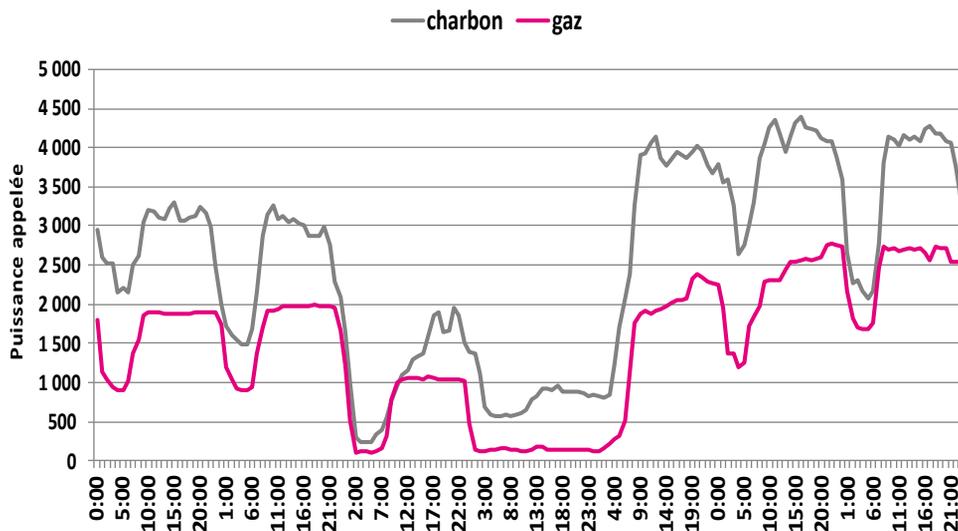


Figure 20. Production charbon + gaz entre le 23.9.10 et le 29.9.10

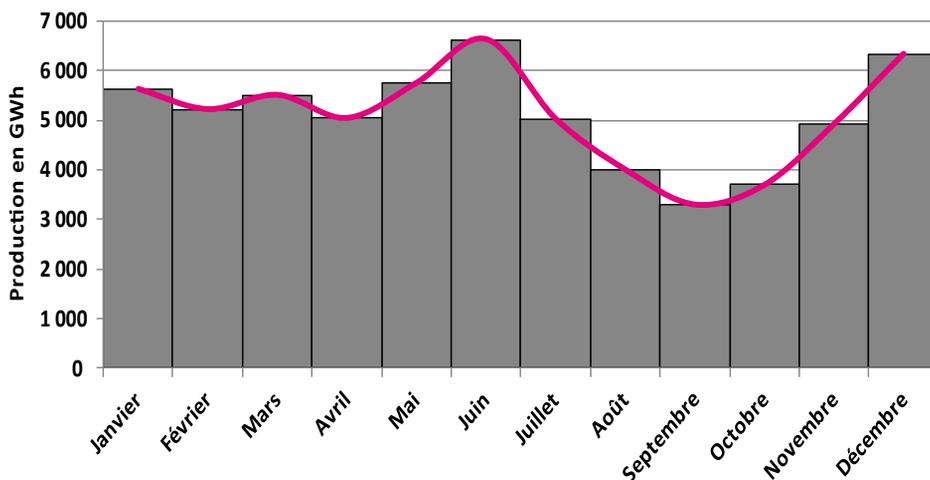


Figure 21. Production hydraulique mensuelle en 2010

Source : RTE

mais cela reste faible et surtout soumis à l'aléa hydrique qui peut être important.

C'est le nucléaire qui participe le plus à la flexibilité saisonnière. Le planning de rechargement et d'entretien est calé sur l'évolution de la consommation. C'est ce que montre la figure 22.

Les autres filières thermiques fonctionnent également sur ce principe : les entretiens sont réalisés le plus possible lors des périodes de faibles consommations.

4. Conclusion

La demande française d'électricité se caractérise par une saisonnalité journalière, hebdomadaire et saisonnière. Ces caractéristiques sont fortes dans la mesure où les variations sur ces trois périodes sont plus importantes que pour nos voisins européens. Le parc de production doit donc être capable d'y répondre et nécessite une flexibilité de l'offre imposée par cette forme de demande.

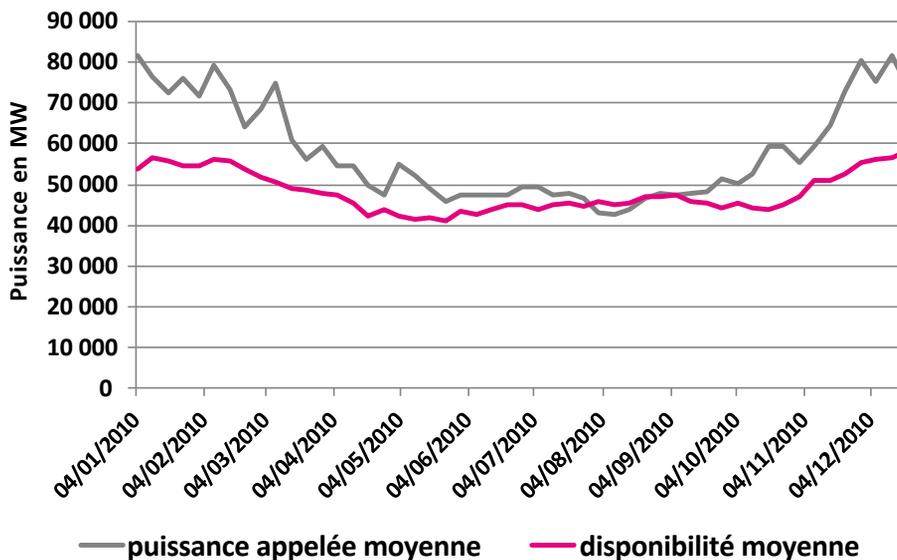


Figure 22. Puissance appelée par le réseau et disponibilité en moyenne hebdomadaire en 2010

Source : RTE

Avec une production composée majoritairement de nucléaire, nous avons vu comment cette flexibilité était assurée par les différentes filières, et notamment comment l'augmentation de la demande est satisfaite sur quatre périodes-clés : la pointe du soir en hiver, la montée en charge du matin et les variations hebdomadaire et saisonnières. Plusieurs enseignements en découlent et les résultats sont plus visibles à l'échelle de la journée.

Les résultats montrent que le besoin de flexibilité induit par les variations journalières est assuré par l'hydraulique principalement. Il pourrait l'être par le gaz également. Le nucléaire et le charbon, peu flexibles, diminuent leur production la nuit en faisant du suivi de charge. Mais, économiquement et pour ne pas endommager le matériel, les producteurs aimeraient ne pas avoir à le faire. Notons également qu'entre les jours ouvrés et le week-end, la baisse de consommation se traduit par une diminution de la puissance nucléaire et du charbon qui restent quand même à un niveau minimal afin de pouvoir redémarrer rapidement le lundi. Par contre, le gaz et l'hydraulique

peuvent s'arrêter le week-end du fait de leur grande flexibilité.

Ainsi, la modélisation en vue de simulation de l'équilibre offre/demande du système électrique, et plus particulièrement l'appel au réseau des technologies, demande une représentation fine. En effet, les centrales de productions sont interdépendantes entre elles, ce qui nécessite une étude à un pas fin, comme l'échelle de l'heure, afin de prendre en

Le besoin de flexibilité induit par les variations journalières est assuré par l'hydraulique

compte le comportement des filières. Celles-ci doivent faire face à des fluctuations parfois fortes de la demande sur des périodes courtes. C'est en ce sens qu'a été développé au CEA/I-tésé le Modèle d'allocations efficaces des technologies de production d'électricité (Mael). Le modèle a pour objectif d'évaluer la production d'électricité par technologie à l'échelle de l'heure et les investissements à réaliser en cas de déficit de puissance. La modélisation est réalisée *via* une minimisation sous contrainte économique, mais aussi technique, dans la mesure où les comportements de court terme des moyens de production sont de plus en plus indispensables. ■