

COMMISSION D'ENQUÊTE DU SENAT « SUR LE COUT REEL DE L'ÉLECTRICITÉ AFIN D'EN DETERMINER L'IMPUTATION AUX DIFFÉRENTS AGENTS ÉCONOMIQUES »

Audition du 21 mars 2012

1. Présentation de l'UNIDEN et de la problématique des électro-intensifs

L'Union des Industries Utilisatrices d'Énergie représente les industries consommatrices d'énergie en France, entreprises pour lesquelles la maîtrise des coûts énergétiques constitue un facteur important, souvent essentiel de compétitivité.

Pour certaines des industries représentées par l'UNIDEN, l'électricité représente 20%, 30% (aluminium) voire 70% (chlore) du coût de revient. L'électricité est donc pour elles une véritable matière première stratégique. J'en profite pour souligner qu'avec de tels niveaux, l'efficacité énergétique est évidemment un objectif ancien et permanent de nos industries.

Les 41 membres de l'UNIDEN représentent environ 70% de la consommation énergétique industrielle en France et sont présents dans l'agro-alimentaire, l'automobile, la chimie, les ciments et chaux, l'électronique, les métaux, le papier, le verre...

Pour nombre d'entre eux, il s'agit de groupes industriels internationaux et soumis à une concurrence mondiale. Ils ont donc l'expérience des marchés mondiaux sur lesquels se négocient leurs produits, et l'expérience de l'approvisionnement en énergie, notamment en électricité, dans différentes régions du monde.

Historiquement, les membres de l'UNIDEN ont été parmi les premiers à militer pour la libéralisation des marchés de l'énergie en Europe et ils ont donc été les premiers à sortir des tarifs réglementés ; ils ont également été les premiers à tirer la sonnette d'alarme sur les dysfonctionnements du marché de l'électricité où l'électron est considéré comme une commodité, dysfonctionnements ayant eu pour conséquences :

- une spirale de hausse des prix déconnectée des réalités économiques de production,
- un alignement par le haut des offres de fourniture électrique,
- une impossibilité de contracter à long terme,
- et au final une absence de réelle concurrence, avec un monopole sous le contrôle de l'Etat remplacé par un oligopole incontrôlé !

Face à ces dysfonctionnements, le législateur français a réagi :

- mise en place du dispositif qui a donné naissance à Exeltium, loi de décembre 2005 et décret de mai 2006, qui a obtenu le feu vert de la Commission européenne en 2008 après deux années d'âpres débats ;
- mise en place du Tartam en décembre 2006, dont les membres de l'UNIDEN ont pu bénéficier ces dernières années et qui a été prorogé à plusieurs reprises ;
- le Tartam étant remis en cause par la Commission Européenne qui y voyait une aide d'Etat potentielle, adoption par la France de l'ARENH, qui permet aux concurrents d'EDF d'accéder au coût réel du parc nucléaire historique créant, selon les termes des Commissaires européens Kroes et Pielbags s'adressant au Premier ministre François Fillon, « un levier (...) propre à assurer un reflet des coûts du parc électronucléaire historique dans les prix de détail. »

Ce parc nucléaire historique, aujourd'hui en très grande partie amorti, peut donc bénéficier aux consommateurs français avec l'approbation de Bruxelles. C'est un beau résultat que nous saluons !

Dernier élément de présentation de l'UNIDEN : le profil de consommation de nos membres présente deux intérêts majeurs pour le système électrique français :

- la plupart du temps régulier et prévisible, il est le partenaire naturel d'une production de base, qu'elle soit d'origine nucléaire ou hydraulique ;
- par l'effacement, les industriels consommateurs d'électricité peuvent réduire leur consommation d'électricité et soulager le réseau en période de pointe ; nous y reviendrons.

De fait, à l'instar de ce qui se pratique ailleurs dans le monde et parfois dans les pays voisins, les industriels électro-intensifs français ont besoin, pour survivre, que soient actionnés les quatre leviers suivants :

- l'accès durable au parc nucléaire historique aux conditions définies par la CRE sur la base des recommandations du rapport Champsaur ;
- une rémunération compétitive de leurs capacités d'effacement, de modulation et d'interruptibilité ;
- la non participation aux coûts de développement des énergies renouvelables ;
- la mise à l'abri du risque carbone.

1. La fin du tarif réglementé et transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM) a-t-elle posé des problèmes aux industries que vous représentez ? Le niveau auquel a été fixé l'ARENH (42 €) et ses perspectives d'évolution vous semblent-ils à même de maintenir la « compétitivité électrique » de la France ?

- Passage Tartam - ARENH

Il convient en premier lieu de rappeler que le Tartam a été fixé, en 2007, à une valeur supérieure de 23% à celle des tarifs réglementés. Ainsi, dès 2007, l'industrie payait son électricité à un prix plus élevé que les particuliers.

Deuxième précision : il n'y a pas un Tartam, mais un prix Tartam spécifique à chaque site industriel, comme c'était le cas dans le cadre des tarifs réglementés.

Cela posé, le VII de l'article 1^{er} de la loi NOME dispose, à propos de l'ARENH, que « *le prix est initialement fixé en cohérence avec le (Tartam)* ».

Nous observons que cette cohérence « initiale » avec le Tartam a duré 6 mois, jusqu'au passage à 42 € / MWh en janvier 2012. La cohérence entre le Tartam autour de 40 € / MWh pour un site vert et l'ARENH de juillet 2011 n'est donc qu'apparente.

Pour connaître l'impact réel du passage à l'ARENH, l'UNIDEN a mené auprès de ses membres une étude, finalisée en début d'année 2012, portant sur 47 sites industriels représentant une consommation annuelle totale de 12 TWh¹. Nous avons comparé le niveau du Tartam entre juillet 2010 et juin 2011 d'une part, et le coût d'approvisionnement sous le régime de l'ARENH en 2012 d'autre part.

Sans entrer dans le détail des hypothèses de calcul, que nous tenons à la disposition de votre commission, je rappelle cependant que le coût d'un approvisionnement « ARENH » intègre un certain nombre de frais : marge commerciale du fournisseur, coût de la garantie bancaire et des délais de paiement à EDF notamment.

Les résultats, communiqués par ailleurs à la CRE, sont les suivants (pour la part électron seulement) :

- 13 sites sont gagnants, 34 sites sont perdants ;
- les sites les plus importants sont aussi les plus défavorablement impactés ;
- s'élevant à plus de 6% en 6 mois seulement, la hausse a été très forte.

La hausse est encore plus importante si l'on prend en compte la part transport et les taxes : 41 sites perdants sur 47, pour 7% de hausse.

Enfin, dernier enseignement de cette étude : alors que la construction tarifaire qui fondait encore le Tartam permettait aux gros sites qui consomment en base de bénéficier de prix plus compétitifs, donnant ainsi un signal prix favorable aux comportements vertueux, l'ARENH, même calculé sur la base de la consommation en heure creuse, ne permet pas de valoriser de la même façon ce type de profils. Conséquence : les sites bénéficiant des Tartam les plus bas ont subi les hausses les plus fortes.

De ce point de vue, on ne peut pas dire que la « cohérence Tartam » ait été envisagée « du point de vue du consommateur final », comme le recommandait le rapport Champsaur.

¹ 11 sites < 10 MW, 19 sites entre 10 et 40 MW, 17 sites > 40 MW

- Niveau de l'ARENH et évolution de son prix

Il est important que l'évolution du prix de l'ARENH corresponde toujours à sa définition et reflète « *les coûts du parc électronucléaire historique* ».

Pour cela, l'ARENH ne doit pas intégrer les dépenses futures autres que celles qui ont été décidées, i.e. correspondant à l'entretien « courant » et à la mise à niveau « post-Fukushima » des centrales existantes ainsi qu'au provisionnement du démantèlement et du retraitement des déchets ; quant au coût de la prolongation de la durée de vie, il ne pourra être décidé que lorsque la dite prolongation aura été décidée par l'ASN et les coûts constatés par la CRE ; s'agissant du remplacement du parc nucléaire existant lorsqu'il interviendra, il ne doit pas être financé par l'ARENH, ou alors il faut retirer le H qui termine cet acronyme !

L'UNIDEN rejoint donc les analyses convergentes du rapport Champsaur de mars 2011 et de la CRE dans sa délibération du 5 mai 2011 : un prix de l'ARENH compris entre 36 et 39 € / MWh.

En revanche, le coût moyen de 49,5€/MWh récemment mentionné par la Cour des Comptes sur la base des chiffres et de la méthode économique d'EDF n'est pas pertinent pour parler de l'ARENH. La Cour reconnaît que le parc nucléaire est en grande partie amorti : « *l'essentiel de l'amortissement a été concentré à la fin des années 80 et au début des années 90. A partir des bilans d'EDF, la Cour des Comptes évalue la valeur nette comptable du parc d'EDF à 17,9 Md€* ».

La méthode du coût courant économique citée par la Cour équivaut à appliquer à un parc, qui de son aveu est en grande partie amorti et sur lequel l'essentiel du capital a déjà été rémunéré, des coûts correspondant à la construction du même parc aujourd'hui. Or, il ne s'agit pas de cela, et il ne s'agit pas non plus d'intégrer le financement d'un futur parc : la question se posera quand l'échéance sera venue, en fonction de la durée de vie des centrales nucléaires existantes (50 ou 60 ans) et de l'évolution de la consommation électrique de notre pays.

C'est pourquoi la CRE a montré l'inadaptation de cette méthode au calcul du prix de l'ARENH. D'ailleurs, la Cour elle-même, « *se plaçant hors du débat tarifaire* » n'a pas voulu trancher par l'affirmative la pertinence du coût courant économique appliqué à l'ARENH.

☞ Aujourd'hui, l'UNIDEN demande que soit clarifiée la méthode utilisée pour faire évoluer le prix de l'ARENH (le décret fondateur est attendu), appelle de ses vœux le début des travaux sous l'égide de la CRE et affiche sa confiance dans la pertinence du modèle de calcul de la CRE ; à ce stade, nous nous bornons à observer que le niveau de 36 € est aussi légitime que celui de 39 €.

☞ Une autre variable est essentielle aux yeux des membres de l'UNIDEN : l'évolution des volumes disponibles pour les industriels via l'ARENH.

☞ Au-delà de l'ARENH, permettre aux industriels d'accéder via des engagements de long terme à des moyens de production hydroélectrique ou nucléaire serait de nature à favoriser le maintien, voire le développement d'activités électro-intensives en France.

☞ Enfin, les industriels électro-intensifs souhaitent que soit examinée la possibilité qu'ils financent les investissements de prolongation, à hauteur de leurs besoins, leur permettant ainsi d'accéder durablement au coût du parc nucléaire historique.

- **Compétitivité électrique de la France**

S'agissant de la compétitivité électrique de la France, je voudrais donner quelques informations.

Si l'on jette un œil acéré sur certaines régions du monde les plus pertinentes, l'Amérique du Nord, la Chine, les pays du Golfe, l'Australie, force est de constater que dans toutes ces régions, des décisions politiques ont été prises pour favoriser le développement et/ou le maintien d'industries locales surtout électro-intensives :

- en Amérique du Nord (valeurs publiques) : aux USA et au Québec, des tarifs ou des prix de gré à gré réservés aux industriels visant à faire bénéficier le patrimoine énergétique local aux industries qui sont le plus sensibles à ces prix ;
- en Chine : grâce à l'accès à un prix de charbon patrimonial/compétitif et au fait que les consommateurs chinois ne paient pas de composante CO₂ ;
- dans certains pays du Golfe : grâce à une production d'électricité à partir de gaz patrimonial : le prix du gaz facturé aux industriels y est de 1,5 \$ / MMBtu, alors que l'Europe achète son gaz entre 8 et 10 \$ / MMBtu. Les pays du Golfe ne paient pas de composante CO₂. Il y a donc bien arbitrage entre vendre du gaz sur les marchés des grandes zones consommatrices et développer une industrie locale.

Les industries françaises électro-intensives souhaitent pouvoir accéder durablement aux prix de l'ARENH qui restent néanmoins supérieurs aux prix pratiqués dans les zones que je viens de mentionner.

En effet, le prix de la fourniture électrique n'est pas, fonction de son électro-intensivité, le seul critère pour un groupe industriel qui décide d'implanter une usine, d'investir dans des installations existantes, voire de suspendre ou de reprendre la production. Au-delà du prix, les critères sont les suivants :

- la non sensibilité au risque carbone,
- la disponibilité d'une production électrique de base de forte puissance,
- et la prévisibilité du tout.

La production d'électricité nucléaire française répond à chacune de ces exigences. C'est pourquoi les industries électro-intensives, dont la consommation électrique est à la fois prévisible à moyen et long termes et souvent « plate », sans à-coup, constituent un partenaire économique et stratégique idéal pour le parc nucléaire en France, comme elles le sont de la production hydroélectrique à très grande échelle au Canada ou dans certains pays du nord de l'Europe (Norvège et Islande).

La production électronucléaire est essentielle à la compétitivité électrique de la France, et les dividendes du choix nucléaire sont encore devant nous : la Cour des Comptes a indiqué récemment *« que la durée de fonctionnement des centrales du parc actuel constitue une donnée majeure de la politique énergétique. Elle a un impact significatif sur le coût de la filière en permettant d'amortir les investissements sur un plus grand nombre d'années. D'autre part, elle repousse dans le temps les dépenses de démantèlement et le besoin d'investissement dans de nouvelles installations de production. »*

☞ L'UNIDEN souhaite donc la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires de 40 à 60 ans, décision la plus rationnelle dans la situation énergétique et économique qui est la nôtre.

2. Pensez-vous que les différents coûts de l'électricité (production, transport, distribution, fourniture) soient correctement imputés aux différents agents économiques, afin que ceux-ci se voient adresser le bon signal-prix ? En particulier, certains coûts vous semblent-ils reposer de façon inappropriée sur les industriels électro-intensifs ?

L'UNIDEN considère que la politique énergétique est une clé essentielle de la politique économique et industrielle, et qu'elle doit être tournée vers la recherche de la meilleure combinaison compétitivité / risques du site France.

Il est donc capital de proposer aux différents acteurs des mécanismes adaptés à leur situation propre et aux objectifs économiques, industriels et écologiques du pays. Les industriels électro-intensifs ont quatre particularités : le prix de l'électricité est une composante essentielle de leurs coûts, ils ont un profil de consommation prévisible et régulier, ils sont soumis à une concurrence mondiale et leur activité, dans le contexte de groupes internationaux, est délocalisable.

Les décisions de politique énergétique et fiscale les concernant doivent donc tenir compte de ces particularités. On cite souvent l'exemple allemand, mettant en valeur sa réussite industrielle malgré un prix de l'électricité plus élevé qu'en France.

Nous avons donc étudié de près la situation de nos homologues allemands, dont certaines usines appartiennent d'ailleurs aux mêmes groupes que les nôtres. Il en ressort qu'une batterie de dispositifs permet d'amortir très largement la facture électrique des industries consommatrices allemandes.

S'agissant du coût du transport (part fixe et part variable, hors taxes et contributions) :

- les sites industriels allemands petits et moyens (5 à 20 MW) paient en moyenne la moitié de ce que paient leurs homologues français ;
- pour les sites industriels plus importants (40 MW et au-delà), le niveau est à peu près équivalent entre les sites français et allemands, en théorie ; mais les gros sites électro-intensifs allemands bénéficient d'un taux d'exemption de ces frais de transport qui peut atteindre 80% !

Si l'on considère les taxes et contributions acquittées sur la facture du transport (contribution tarifaire d'acheminement et CSPE en France, surcharges compensatoires des exemptions et EEG pour le financement des renouvelables en Allemagne) :

- l'EEG allemande est limitée à 0,5 € / MWh pour la plupart des industriels électro-intensifs, contre 35,92 € / MWh pour les consommateurs domestiques ; en France, le niveau de la CSPE est le même pour domestiques et les industriels (10 €/MWh), mais les industriels bénéficient d'un plafond ; toutefois, ce plafond ne suffit pas à combler le différentiel favorable aux industries allemandes : à titre d'exemple, un site français de 60 MW consommant en continu, avec le plafond de 550 000 €, paie encore 1 € de CSPE par MWh, soit deux fois plus qu'en Allemagne ;
- quant à la contribution censée compenser les exemptions de frais de transport, de 1,61 €/MWh, elle est elle-même réduite à 0,5 €/MWh à partir de 100 MWh de consommation annuelle (niveau très vite atteint dans nos industries), voire 0,25 €/MWh pour les industriels dont la facture électrique excède 4% du chiffre d'affaires ;
- conséquence :
 - les sites petits et moyens paient 5 à 10 fois moins sur le poste taxes et contributions en Allemagne qu'en France ;
 - les sites plus importants paient environ moitié moins en Allemagne.

Au total, si l'on considère la facture transport toutes taxes comprises, les sites petits et moyens paient trois à quatre fois moins en Allemagne ; pour les sites importants, le plafond de CSPE appliqué en France permet de réduire le déficit en défaveur de la France, mais la facture reste 20% moins chère en Allemagne qu'en France.

Un dernier point de comparaison : l'électricité allemande est beaucoup plus carbonée que l'électricité française, c'est un fait. Mais ce fait ne se traduira pas pour autant par une perte de compétitivité pour l'Allemagne. En effet, la directive 2009/29/CE, relative au système d'échange de quotas d'émissions de CO₂, reconnaît la menace de délocalisations industrielles de l'Europe vers les pays non soumis à un système comparable, ce qu'on appelle le risque de fuite de carbone ; elle autorise donc la compensation financière, par les Etats :

- des effets directs sur l'industrie, liés à l'augmentation du coût de production dû à l'achat de quotas ;
- mais aussi des effets indirects, liés à l'augmentation des prix de l'électricité qui incorpore le coût des quotas achetés par les électriciens.

L'Allemagne prévoit ainsi d'ores et déjà une vaste redistribution aux industriels de la manne résultant de la mise aux enchères par l'Etat fédéral des quotas de CO₂ aux producteurs d'électricité. Tout impact négatif sera ainsi compensé.

On en arrive à cette situation paradoxale où l'Allemagne sera autorisée à compenser les surcoûts liés à la teneur carbone de leur électricité, alors que la France, dont l'électricité est décarbonée, ne pourra y prétendre, et ce même si le prix de marché intègre une part carbone !

Il apparaît donc que l'Allemagne a mis en place des mesures amortissant considérablement les conséquences du choix énergétique allemand pour ses industries, un choix d'ailleurs cohérent avec ses réserves de lignite de 250 à 350 ans, selon les estimations, réserves dont la France ne dispose pas...

Pour répondre à la question du signal prix, il nous semble que le seul signal prix à adresser aux industriels est celui de la compétitivité de leurs activités : les efforts d'efficacité énergétique, comme je l'ai dit, sont déjà anciens et restent permanents dans nos groupes, pour des raisons évidentes.

Avant la libéralisation, on avait coutume de dire que les clients domestiques « subventionnaient » les consommateurs industriels alors même que l'égalité de traitement de la loi de 1946 s'appliquait rigoureusement dans le calcul des tarifs réglementés de vente.

Avec le Tartam, de 23% supérieur au tarif réglementé, puis avec l'ARENH, dont le niveau dépasse de loin le tarif bleu, ce sont bien les industriels qui subventionnent les domestiques.

Cela ne nous semble pas aller dans le sens d'un signal prix clair et adapté aux comportements de consommation. Si, comme le disait ici même Henri Proglia, les modes de production intermittents et aléatoires induisent un surcoût de 20 € / MWh, alors une consommation erratique devrait elle aussi être facturée plus cher qu'une consommation de base...

De même, il nous semble intéressant de rappeler ici que les exportations d'électricité ne paient pas le transport : là encore, il n'est pas certain que le signal prix soit le bon...

La répartition des coûts de l'électricité entre les acteurs constitue une décision politique, comme le montre l'exemple allemand nettement en faveur des industries, mais comme le montrent aussi l'essentiel des puissances industrielles dans le monde.

Je note d'ailleurs que le rapport Energie 2050 de MM. Mandil et Percebois retient deux catégories devant faire l'objet d'une attention particulière : les consommateurs précaires et les consommateurs industriels.

☞ Dans l'immédiat, un certain nombre de mesures pourraient être envisagées pour adapter la facture électrique des industriels à leur profil technique et économique, à titre d'exemples :

- envisager la création d'un tarif de proximité, tel qu'il existe en Allemagne, rémunérant à la fois le profil de consommation de base et la proximité d'un site consommateur et d'une centrale ;
- après la disparition de près de 3000 MW d'EJP (Effacements Jour de Pointe) mieux valoriser les effacements des industriels, qui contribuent déjà à la gestion des pointes de consommation, mais dont l'apport pourrait être beaucoup plus important ; les travaux en cours sur la mise en place du marché de capacité prévu par la loi NOME ne nous rassurent pas, à cet égard, mais j'y reviendrai en répondant à la quatrième question.

3. Selon vous, quelles seraient les conséquences pour les industries électro-intensives, à court et à moyen terme, d'un développement important des énergies renouvelables dans le mix électrique français ? Quel jugement portez-vous sur les mécanismes de plafonnement de la CSPE ?

Il n'appartient pas à l'UNIDEN de remettre en question les objectifs de développement des énergies renouvelables décidés aux échelons européen et national. En revanche, nous pouvons préciser pourquoi leurs conséquences ne doivent pas affecter les industriels électro-intensifs.

Les conséquences peuvent être d'ordre technico-économique et d'ordre financier.

S'agissant des conséquences technico-économiques, un développement important des ENR renforcera la nécessité de disposer d'outils de gestion des pointes de consommation mobilisables même quand les ENR, par nature intermittentes, ne pourront pas l'être. Les effacements industriels sur une base volontaire trouvent dans ce contexte une importance accrue.

S'agissant du financement des ENR, y compris les investissements nécessaires dans les réseaux, il ne peut pas reposer sur les industriels consommateurs d'électricité :

- d'une part parce que les industriels ont un profil de consommation plat qui ne correspond pas au profil de production intermittent des ENR,
- d'autre part parce que ce n'est pas possible économiquement : aucune industrie consommatrice ne peut durablement supporter ces coûts.

D'ailleurs, nulle part dans le monde on ne demande aux industriels consommateurs de financer le développement des ENR.

Je reviens brièvement sur l'exemple allemand, l'Allemagne ayant lancé une vigoureuse politique de développement des ENR : l'équivalent de notre CSPE, l'EEG, est limité à 0,5€ / MWh pour les industriels électro-intensifs, contre 35,92 € pour les consommateurs domestiques. Le choix énergétique allemand étant un choix politique, l'Allemagne assume de le faire financer par les électeurs.

☞ Il doit en être de même en France. A cet égard, le plafonnement appliqué aux industries en France est une nécessité, même s'il ne suffit pas à combler le différentiel défavorable avec l'Allemagne et même s'il ne protège pas, ou peu, les industriels électro-intensifs de petite et moyenne taille, contrairement au modèle allemand : en effet, malgré l'existence d'un autre plafond à 0,5% de la Valeur Ajoutée par entité légale, nombre d'industriels électro-intensifs de petite et moyenne taille paient une CSPE de plusieurs €/MWh, voire le taux nominal actuel de 9 €/MWh, à comparer aux 0,5 €/MWh payés Outre-Rhin. C'est pourquoi il ne saurait être question de réviser ces plafonnements à la hausse.

4. L'évolution de la demande d'électricité en France ces dernières années s'est caractérisée par une augmentation importante (+ 25 %) de la demande de pointe : quels moyens vous semblent à même de réduire cette demande de pointe ? Quelles mesures pourraient favoriser le développement de l'effacement chez les électro-intensifs ?

L'UNIDEN observe que la forte augmentation de la demande de pointe en France s'explique essentiellement par une part excessivement élevée du chauffage électrique, mais aussi, relativement, par une baisse de la consommation de base par les industriels, du fait de la crise et des fermetures de sites (700 000 emplois industriels détruits ces dix dernières années en France). A titre d'exemple, le récent pic de consommation s'est traduit par une augmentation de la consommation globale de + 18,7% en février 2012 vs février 2011, alors que la consommation industrielle a baissé de 3,8%.

Réduire la part du chauffage électrique direct (les « grille-pain ») et développer des politiques d'efficacité énergétique sont les deux premières réponses évidentes, mais il ne nous appartient pas d'en décider.

En revanche, les industriels ont un rôle à jouer dans la gestion des épisodes de pointe : pratiqués par certains sites électro-intensifs depuis les années 80, les effacements industriels ont été mobilisés lors de la vague de froid de février 2012, marquée par deux records de consommation.

A cette occasion, le système électrique français a tenu bon, par la convergence de plusieurs facteurs :

- la disponibilité des centrales nucléaires ;
- des stocks de gaz naturel élevés, compte tenu de la douceur qui avait prévalu jusqu'alors ;
- la mise à contribution des centrales thermiques au fioul ;
- le recours à des importations d'électricité proches de la limite des capacités de transport ;
- l'apport complémentaire d'énergie éolienne, cette vague de froid étant exceptionnellement accompagnée de vents soutenus ;
- le recours aux capacités de cogénération et d'effacement de consommation des industriels.

Mais la convergence de tous ces éléments ne sera pas toujours assurée. Il faut donc donner toute sa place au potentiel d'effacement des industriels, beaucoup plus important que ce qui a été effectivement mobilisé. Je rappelle qu'il s'agit aussi d'émissions de CO2 évitées. Lorsqu'un site industriel s'efface, il arrête sa production correspondante et celle-ci ne sera pas rattrapée par ailleurs, il n'y a pas d'effet rebond.

Or, il existe des barrières absurdes. A titre d'exemple, en février dernier, une usine de 40 MW appartenant à l'un des membres de l'UNIDEN était à l'arrêt lorsqu'il lui a été demandé de s'effacer le lendemain, jour de pic. Mais son fournisseur considérant qu'un non redémarrage ne peut pas être considéré comme un effacement, aucune rémunération ne pouvait être envisagée... et l'usine a fonctionné à plein régime à l'heure du pic de consommation historique !

Nos préconisations pour favoriser l'effacement des industriels s'intègrent dans le contexte des travaux conduits actuellement par l'administration pour aboutir à la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME : un projet de décret a été soumis aux acteurs fin février, qui ne nous semble pas partir dans la bonne direction. Sans entrer dans le détail de nos propositions, que nous tenons par écrit à la disposition de votre commission, je voudrais évoquer quelques pistes.

Première piste, les effacements pris en compte ne doivent pas exclure la valeur d'un non redémarrage à un moment où l'équilibre du réseau le rendrait nécessaire. Les engagements de non consommation doivent eux aussi être valorisés : l'industriel garantit que si on le lui demande, sa consommation ne dépassera pas un certain niveau de puissance. C'est le cas notamment de nombre de procédés industriels discontinus.

Le potentiel d'effacement par engagement de non-consommation est une énorme ressource de capacité, notamment chez les industriels, avec pour preuve les 3000 MW d'EJP perdus que j'ai déjà évoqués, mais aussi dans le secteur tertiaire et chez les consommateurs particuliers. L'importance de ce potentiel tient à sa relative facilité de mise en œuvre pour les industriels.

Deuxième piste, la valorisation des capacités de production de pointe doit se limiter explicitement aux seules capacités ne pouvant pas se rémunérer, à l'exclusion de toutes les autres. Sans quoi, il en résulterait un effet d'aubaine injustifié pour toutes les autres capacités, y compris les capacités de base qui certes sont aussi mobilisées en période de pointe, mais ne pâtissent d'aucun déficit de rémunération pour leur maintien en état, contrairement à celles qui ne sont mobilisées que quelques heures par an.

Un mécanisme à l'avantage des seules capacités de production, surtout de base, serait d'autant plus incompréhensible que les producteurs d'électricité ne sont pas délocalisables, contrairement aux industries électro-intensives ; or, l'effet d'aubaine potentiel se chiffre en centaines de millions d'euros voire en milliards d'euros. Le développement des effacements de consommation industriels doit bien faire partie d'un objectif de politique industrielle associée à la gestion de la demande de pointe.

En outre, alors même que les industriels, du fait de leur profil de consommation généralement plat, ne participent pas à la problématique de la pointe de consommation française, un tel mécanisme :

- dégraderait fortement la compétitivité des sites industriels ne pouvant s'effacer,
- ne permettrait aux autres sites industriels, par la valorisation de l'effacement, que de limiter la hausse de leur facture.

Ce n'était d'ailleurs pas du tout l'esprit du rapport Sido – Poignant de 2010, à l'origine de ces dispositions de la loi NOME.

Troisième piste : il est urgent de mettre en place un mécanisme transitoire permettant d'amorcer le marché de capacité avant sa mise en œuvre prévue en 2015. En effet, la France accuse déjà un vrai retard en la matière, alors que ses besoins sont aigus.

A titre d'exemple, l'Espagne a depuis longtemps une politique volontariste de développement et de maintien de ces capacités d'effacement industriel, et dispose aujourd'hui d'un volume de 2 GW dont une grande partie provient d'engagement de non-consommation. Des interruptions de consommation sont régulièrement réalisées, généralement au niveau régional, toute la puissance offerte au système étant parfois appelée en même temps, assurant au système une gestion optimisée de la demande dans un pays aux interconnexions avec les pays frontaliers extrêmement limitées.

Je conclus ce point en rappelant deux choses :

- l'effacement est le seul moyen de gestion de la pointe extrême qui permette d'éviter l'utilisation de moyens de production émetteurs de CO2 que sont les turbines à combustion ou les centrales fioul lourd ;
- la valorisation des effacements peut aussi être un outil de politique industrielle, en contribuant à rétablir une certaine compétitivité pour les électro-intensifs installés en France.