

CONTRIBUTION EEA A UNE NOUVELLE POLITIQUE ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTALE

Le document ci-après résume les positions, en trois chapitres :

- les énergies primaires et l'amont (production d'énergie électrique),
- l'aval et des aspects tarifaires et fiscaux, voire réglementaires
- facteurs nécessaires à la bonne gouvernance d'EDF.

LE MIX-ENERGETIQUE

Le mix-énergétique français doit s'adapter pour faire face aux enjeux énergétiques et environnementaux mondiaux, afin de :

- assurer l'indépendance électrique du pays
- satisfaire aux obligations résultantes des engagements pris lors de la COP21
- maintenir l'atout national actuel d'un KWh hautement compétitif
- développer la production des ENR à des conditions moins coûteuses
- préserver, voire de développer le parc hydraulique.

Pour ce faire EEA propose :

LE CONFORTEMENT DU PARC NUCLEAIRE FRANCAIS

Tant que des moyens de stockage importants ne seront pas disponibles, la production doit s'appuyer sur une importante base de production pilotable (nucléaire, hydraulique), le bouclage étant fourni par les ENR en mesure de produire et le surplus de pointe éventuel par des moyens plus coûteux et plus carbonés (gaz, fuel).

Il est donc indispensable de s'appuyer sur un parc de centrales nucléaires, dès l'instant que sa sûreté est garantie par l'ASN et que sa compétitivité reste établie ; cette position de bon sens, interdit de se priver, pour d'autres considérations, des centrales actuelles ; les difficultés rencontrées à l'occasion d'une vague de froid relative en janvier 2017 n'ont pu que conforter ce point de vue. C'est donc ce qui nous conduit à conseiller de ne pas arrêter les deux réacteurs de Fessenheim déclarés sûrs par l'ASN et ayant fait l'objet d'investissements importants post-Fukushima.

Le renouvellement du parc nucléaire français dépendra avant tout d'une décision politique. L'Etat français doit clarifier sa stratégie énergétique, donner de la visibilité sur son marché domestique et permettre à la filière nucléaire de se préparer.

Le parc nucléaire actuel avec une ancienneté moyenne de 30 ans est au milieu de sa durée de vie technique potentielle (40 à 60 ans dans d'autres pays) et ne nécessite pas de lancer de nouveau(x) moyen(s) de production nucléaire avant dix ans, délai qu'il conviendra de mettre à profit pour que les chercheurs de « l'équipe de France nucléaire » définissent le futur réacteur de renouvellement du parc, issu des performances de l'EPR, et plus économique. Cette période devra être utilisée pour entretenir la compétence technique et industrielle en répondant aux nombreux appels d'offres internationaux. Pour ce faire, EDF pourrait lancer la construction en France d'un modèle de réacteur nucléaire plus économique et exportable (EPR NM ou ATMEA) dès 2020, sous réserve d'un soutien de l'Etat, par exemple via une garantie du prix du carbone évité, de l'ordre de 40€/tonne.

De ce fait, **la loi de transition énergétique devra être modifiée en tenant compte de ce qui précède, en supprimant toute action programmée de fermetures de sites**, tant que leur viabilité est assurée sur le plan de la sûreté et de la

compétitivité, ainsi que le seuil de puissance à ne pas dépasser qui rendrait obligatoire la fermeture de deux réacteurs à la mise en service de l'EPR de FLAMANVILLE.

L'Etat devra aussi décider du lancement du site de stockage ultime des déchets radioactifs de BURE, et préciser la politique de démantèlement (les coûts futurs qui seront à réactualiser devront faire l'objet de provisions suffisantes).

LE LANCEMENT D'UNE AMBITIEUSE POLITIQUE D'ECONOMIE D'ENERGIE.

La meilleure façon de répondre aux engagements pris lors de la COP21 consiste à inciter à des comportements plus économes dans l'usage des énergies, tant le gisement à exploiter est immense.

Les réflexions pré COP21 se sont trop fortement focalisées sur la production d'énergie électrique et notamment sur celle d'origine nucléaire, alors que dans notre pays 80% de l'énergie consommée l'est dans les énergies fossiles fortement carbonées, notamment **dans les transports, le bâti existant et neuf et l'agriculture. Il faut donc prioritairement s'attaquer à ces secteurs**, avec une ambitieuse stratégie industrielle de transferts d'usage vers des énergies moins carbonées (en particulier en stimulant le recours aux véhicules électriques notamment dans les zones urbaines) et en corrigeant la Réglementation thermique (RT2012) de ses inconvénients (pas d'incitation à la consommation d'énergie dé-carbonée en ne cherchant qu'à diminuer la consommation d'énergie primaire par m² sans prise en compte des émissions de CO₂).

Il conviendra à ce titre de réfléchir à une tarification correcte incitant davantage à réduire les volumes consommés plutôt qu'à maintenir artificiellement des prix bas; en effet le pouvoir d'achat des ménages peut tout autant être protégé par des économies sur les consommations que sur les prix.

LE DEVELOPPEMENT DES ENR DE MANIERE MOINS COUTEUSE

Le développement non maîtrisé des énergies renouvelables, ciblé sur la production d'électricité (et non sur des usages directs thermiques) avec des achats subventionnés de cette production a eu un impact désastreux sur tous les grands acteurs européens du secteur électrique, les conduisant à fermer des installations de production souvent récentes ; cette situation a atteint son paroxysme en Allemagne où l'arrêt brutal du nucléaire combiné au développement subventionné important des ENR ont conduit au renchérissement considérable des prix de l'électricité et à une forte augmentation de production de CO₂ par la remise en route de centrales au lignite.

Autant il était naturel et compréhensible d'aider ces filières à démarrer, autant aujourd'hui, où bien elles sont devenues compétitives et doivent trouver naturellement leur place sur les marchés, où bien elles ne le sont pas. Dans ce dernier cas (éolien off-shore, hydroliennes, ...), elles doivent plus faire l'objet de R&D que d'un développement massif qui pèse très lourd sur les finances de la collectivité nationale. A défaut, il est clair que les dépenses massives consenties pour ces EnR électriques évinceront des dépenses indispensables pour la rénovation thermique.

Il convient donc :

- que le développement des technologies matures (photovoltaïque d'une certaine taille et éolien terrestre) se fasse par appels d'offres annuels désormais sans recours aux subventions devenus inutiles économiquement
- de privilégier l'utilisation en autoconsommation (plutôt que la vente de la totalité de la production) pour les installations individuelles (photovoltaïques), avec des éventuelles aides de l'Etat (crédit d'impôt), et des collectivités ; les éventuels excédents pouvant être vendus aux prix de marché d'électricité non garantie.

UNE RESSOURCE HYDRAULIQUE PRESERVEE

La ressource hydraulique très importante dans le mix-énergétique français, notamment pour la fourniture de pointe, devra être préservée, voire développée.

La mise en concurrence des concessions hydrauliques (pour environ 20% du productible) voulues par l'U.E devrait être respectée **sous notamment les conditions suivantes** :

- Garantie de la part des compétiteurs de leur capacité d'assurer un haut niveau de sécurité pour les riverains, l'environnement et les ouvrages,
- Réciprocité dans les pays de l'UE concernés par ce type de production,
- Traitement par vallée entière et non par site désigné, en veillant à la complémentarité nucléaire–hydraulique en matière de sécurité du réseau, compte tenu des besoins de refroidissement d'une centrale nucléaire et d'appui au redémarrage (renvoi de tension) si cette dernière s'illote,
- Indemnisation complète de l'ancien opérateur par le nouveau concessionnaire, tenant compte notamment des coûts échoués (investissements récents, durée de concession non atteinte, bien propres réutilisés, etc....), avec reclassement du personnel d'exploitation concerné.

L'AVAL PRODUCTION et ASPECTS TARIFAIRES, FISCAUX et REGLEMENTAIRES

REEXAMINER LES MECANISMES DE SOUTIEN A DIFFERENTS SECTEURS

Il convient de réexaminer les mécanismes de soutien à différents secteurs (transports aériens, maritimes et terrestres, agriculture et pêche, ...), mis en place ces dernières années, sous la forme notamment d'exonération partielle ou totale de taxes sur les produits pétroliers (TICPP), qui, faute de bon signal prix :

- ne peuvent que limiter la rentabilité d'actions de maîtrise de l'énergie ou de transferts d'usages vers des énergies moins carbonées,
- ne règlent pas les problèmes, les activités concernées restant exposés au prix des énergies carbonées, avec un coût pour la collectivité qui ne peut que s'accroître avec la hausse du prix de ces énergies.

Il en va de même avec une loi de 1974 imposant un alignement du niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité dans les zones non interconnectées (DOM, Corse, autres îles) sur celui du continent, avec un surcoût croissant pour la collectivité (plus de 600 M€/an) lié à ces prix subventionnés pour la seule énergie électrique.

BAISSER LA FISCALITE PESANT SUR L'ELECTRICITE

Alors que l'électricité est produite en France, et est très peu carbonée, les taxes et contributions pesant sur l'électricité sont en progression depuis plusieurs années et représentant aujourd'hui pour un ménage 35 % de la facture d'électricité, contre un cinquième pour la facture de gaz naturel, du fait :

- d'une contribution très importante, et croissante jusqu'à la réforme introduite depuis 2016 à la contribution au service public de l'électricité, qui fait peser sur les consommateurs d'électricité une très grande partie du financement du développement des énergies renouvelables,
- de taxes locales sur l'électricité, n'existant pas pour le gaz.

En cohérence avec les objectifs de la politique énergétique, il est donc souhaitable de diminuer la fiscalité pesant sur l'électricité, en la rapprochant de celle du gaz, en :

- transférant, à fiscalités globales locales et recettes inchangées pour les collectivités locales, une partie des Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) sur le gaz, tout en imposant une affectation du produit de ces taxes au financement des Plans locaux climat – énergie,
- menant jusqu'au bout la réforme du financement des charges de service public de l'énergie, afin de faire supporter la totalité des surcoûts (dont l'évolution pourrait elle-même être freinée, par l'arrêt des tarifs d'achat pour les nouvelles installations) du financement des énergies renouvelables aux consommateurs d'énergie non électrique, via une affectation d'une partie des taxes sur les énergies carbonées.

FIXATION A COURT TERME D'UN PRIX DU CARBONE INCITATIF

L'impact d'un prix du carbone serait sensiblement plus important s'il est établi au niveau européen, mais **une décision unilatérale de la France avec un prix plancher de 30€/T enverrait un signal fort**, de nature à provoquer un effet d'entraînement en Europe et rendrait dès maintenant le gaz plus compétitif que le charbon, notamment pour la production d'électricité. Il en résulterait une réduction des émissions globales de CO2 en France et à terme en Europe suivant les exigences de l'Accord de Paris. **Cette taxe devrait :**

- permettre à l'Etat de résorber la dette subsistant de la CSPE (engagement de l'Etat de rembourser la CSPE supportée par EDF pour compenser le surcoût des tarifs d'achat de la production électrique des ENR),
- ensuite être fléchée vers le développement des ENR non encore matures, les économies d'énergie et les régions insulaires, qui pourraient être incitées à développer des politiques énergétiques locales, innovantes, avec l'objectif a minima de stabiliser les transferts financiers depuis la métropole (plus de 600 M€/an de péréquation tarifaire).

MECANISME DE CAPACITE

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, il est indispensable de faire vivre le mécanisme, dit de capacité, rémunérant la disponibilité des capacités de production ou d'effacement, en fonction des investissements réalisés et de leur contribution à l'équilibre offre-demande. Prévu par la loi NOME¹, ce dispositif vise à garantir que la capacité de production et/ou d'effacement^[1] mobilisable en France sera suffisante pour assurer la sécurité d'alimentation en électricité des consommateurs. À cet enjeu de sécurité d'alimentation des consommateurs porté par les pouvoirs publics s'ajoute, pour les détenteurs de capacités de production ou d'effacement, un enjeu financier important : que le service rendu par toutes les capacités nécessaires à la sécurité d'alimentation soit reconnu et rémunéré à sa juste valeur.

En effet, le marché de l'énergie seul ne garantit pas aux opérateurs qu'ils recouvreront effectivement les coûts qui résultent pour eux du maintien en exploitation ou du développement des capacités nécessaires à ce niveau de sécurité d'alimentation. Et faute de couvrir ces coûts, le risque est réel que des installations soient fermées parce que trop peu utilisées et pas assez rémunérées pour être économiquement viables.

Les discussions entre les parties prenantes doivent continuer en 2017 pour préparer la mise en œuvre de deux engagements pris par les pouvoirs publics pour faire approuver le mécanisme par la Commission européenne : organiser la participation des capacités étrangères au mécanisme français, et intégrer au dispositif des modalités spécifiques pour les nouvelles capacités.

REVOIR LE DISPOSITIF DE L'ARENH

La loi NOME a mis en place le dispositif de l'ARENH (« **Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique** ») avec un double objectif : **continuer à faire bénéficier les consommateurs français de la compétitivité de la production nucléaire historique et permettre le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité.**

Elle donne aux fournisseurs alternatifs un accès à l'électricité nucléaire historique produite par EDF à des conditions économiques, censées être, équivalentes à celles dont bénéficie EDF pour des quantités correspondant à l'énergie consommée en base par leur clientèle finale, et leur permet de choisir librement leurs conditions d'approvisionnement (produire eux-mêmes, recours à l'ARENH ou au marché de gros).

L'ARENH a donc été pensé pour l'approvisionnement de la clientèle finale. Les fournisseurs l'ont utilisé dans ce but de 2011 à 2014. Ils se sont ensuite tournés vers le marché de gros plus avantageux pour les années 2015-2016. Dans les

¹Loi portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (dite « loi NOME ») du 7/12/2010.

conditions de marché très particulières du 4^{ème} trimestre 2016, où les prix « forward » pour 2017 ont subitement flambé, il est apparu que des failles de la réglementation permettaient aux fournisseurs d'utiliser le dispositif de l'ARENH, non seulement pour l'approvisionnement de leur clientèle finale (déjà largement couvert par des achats en gros réalisés précédemment), mais aussi à des fins de revente sur le marché de gros, en vue de dégager une marge.

Les pouvoirs publics ont pris à l'automne 2016 des mesures correctrices qui ont permis de réduire considérablement ces possibilités d'utilisation dévoyée du dispositif. Toutefois, au regard du volume élevé (82 TWh) de demandes d'ARENH au guichet de novembre 2016, **des solutions restent à trouver pour éviter que ce risque d'utilisation dévoyée du dispositif ne se reproduise.**

Au-delà de ce risque, il conviendrait également de revoir le dispositif d'ARENH :

- a minima en appliquant le principe prévoyant, chaque année, un réexamen de prix de l'ARENH, et en prenant des mesures afin d'assurer une sortie progressive de ce dispositif, prévu pour être provisoire, comme le préconise l'Autorité de la Concurrence dans un rapport daté du 18/12/15,
- ou plus profondément au regard des constats d'échecs de ce dispositif, qui n'incite absolument pas les nouveaux fournisseurs d'électricité à développer des moyens de production, ou à s'assurer des approvisionnements sur longue durée, et les conduit au contraire à des comportements attentistes (faculté de souscrire, à la fin de chaque semestre pour le semestre à venir, des volumes d'ARENH à prix connu), leur assurant de pouvoir, sans risque, proposer des offres compétitive par rapport aux tarifs réglementés de vente.

UNE GOUVERNANCE STABILISEE D'EDF

L'action de l'Etat doit s'inscrire dans la durée avec des règles connues à l'avance et respectées. Les règles actuelles des marchés de l'énergie, pour la construction de nouveaux moyens de production (hors ENR), ne permettent pas à un opérateur de décider sereinement d'un investissement en France continentale.

L'entrée d'un investisseur non financier au capital d'EDF ou une participation croisée avec un autre grand énergéticien pourrait être envisagée. Outre la possibilité de développement que cela offrirait, elle aurait le mérite de faire en sorte que l'Etat ne se trouve pas en position dominante face à un actionariat dispersé. La participation de l'Etat devrait pouvoir baisser **jusqu'au niveau du seuil de contrôle de 70% des actions**, sans changer aucune loi.

Les pouvoirs publics doivent tenir compte de la situation d'EDF de société cotée en bourse, en cessant les déclarations intempestives, et parfois incohérentes, de Ministres² et en stabilisant les différents dispositifs réglementaires en vue de redonner une certaine visibilité aux investisseurs. L'Etat français se trouve ainsi en tant qu'actionnaire majoritaire la principale victime de ces actes, avec une forte baisse de son patrimoine avec une valeur en bourse d'EDF qui est tombée à un niveau extrêmement bas. Elle est aujourd'hui de 20 Mds€ pour un bilan de 279 Mds€ et un résultat net courant annuel supérieur à 4 Mds€.

Enfin, il conviendrait de :

- relancer l'actionariat salarié à EDF, qui avait bien démarré (avec une demande excédentaire à l'Offre Réserve aux Salariés lors de l'ouverture de capital en 2005), mais qui n'a cessé de diminuer depuis 2008, du fait de la baisse de confiance liée à la chute du cours, et faute de nouvelle ORS (alors que près de 40% du personnel a été renouvelé depuis),
- prévoir une représentation des actionnaires salariés au conseil d'administration d'EDF.

² Ainsi des déclarations de la Ministre de l'environnement ont eu à plusieurs reprises un impact extrêmement négatif sur le cours de bourse d'EDF, notamment le 22 mai 2014 : chute de 4,6%, le 19 juin 2015 : chute du cours de 7,7%.