

CONTRIBUTION DE RESPONSABLES D'ENTREPRISES, D'INGENIEURS ET DE SCIENTIFIQUES AU DEBAT SUR LA TRANSITION ENERGETIQUE

RECUEIL DE FICHES SYNTHETIQUES

Auteur : Michel Andrieux

Rédacteur : Jean Fluchère

FICHE N° 1 - La nouvelle politique électrique du Gouvernement

La déclaration du Chef de l'Etat le 14 septembre 2012 a été suivie du Conseil de Politique Nucléaire qui a fait l'objet d'un communiqué officiel de l'Elysée le 28-09-2012, relevant 5 points principaux :

1. Confirmation de l'arrêt définitif de Fessenheim en fin 2016 et de l'objectif de passer à 50 % d'électricité d'origine nucléaire en 2025,
2. Confirmation que l'EPR sera le seul réacteur mis en service durant le quinquennat. Confirmation de la poursuite du retraitement et de la réutilisation des matières fissiles qui en sont issues, sous forme de combustible MOX,
3. Confirmation du respect des termes de la loi de 2006 sur le devenir des déchets radioactifs. Le projet de stockage géologique des déchets à vie longue est donc poursuivi,
4. Réalisation dans les délais des actions consécutives aux examens complémentaires de sûreté conduits par les exploitants et retenus par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN),
5. Affirmation que le nucléaire en France restera la vitrine du savoir faire pour donner un maximum de chances à cette industrie de se développer sur les marchés à l'exportation.

La consommation française qui est actuellement d'environ 500 TWh (1 TWh égale 1 milliards de kWh) provient pour 420 TWh du nucléaire et le reste du thermique classique et des EnR. Le solde exportateur moyen annuel est de 50 TWh. **La production totale est donc de 550 TWh.**

L'électricité est le vecteur énergétique principal pour assurer le développement des EnR qui doivent passer par l'électricité pour être utilisées par le consommateur final.

Ce vecteur est également le plus efficace pour opérer des gains significatifs en matière d'efficacité énergétique c'est-à-dire en économie d'énergie.

En espérant que l'on arrive à surmonter la crise économique, que les nouveaux usages de l'électricité progressent pour limiter les émissions des gaz à effet de serre car l'électricité en France est décarbonée, et en tenant compte de l'évolution démographique, et d'autres facteurs, **la consommation intérieure de 2025 devrait être de 600 TWh et l'exportation de 60 TWh soit une production totale de 660 TWh.** Ce chiffre inclut un effort important en matière d'économies d'énergie.

50 % du total de la production en 2025 représenterait 330 TWh d'origine nucléaire auxquels il faudrait ajouter :

- 60 TWh d'hydroélectricité (capacité moyenne actuelle),
- 60 TWh d'éolien et de photovoltaïque (énergies intermittentes et aléatoires) sous réserve de pouvoir atteindre de tels chiffres ; car la France en est très éloignée aujourd'hui ;
- 180 TWh d'origine thermique classique composé de turbines à combustion et de cycles combinés à gaz (CCGT) pour boucler le bilan.

Si l'on part des 420 TWh de production électronucléaire par an actuel auxquels on ajoute la production de 12 TWh de l'EPR de Flamanville 3 qui devrait être mis en service en 2016, cela donne 432 TWh (-12 TWh si Fessenheim s'arrêtait en 2016).

Pour atteindre l'objectif annuel fixé par le chef de l'Etat, il faudrait réduire la production nucléaire de 100 TWh d'ici 2025.

Un réacteur de 900 MWe produit en moyenne pluriannuelle 6 TWh/an (*la même puissance installée est capable, techniquement, de produire 6 TWh/an avec des installations au charbon ou avec des CCGT ; 1,7 TWh/an avec des éoliennes terrestres ; 1 TWh/an avec des installations photovoltaïques*).

Il serait donc nécessaire d'arrêter de l'ordre de 18 tranches sur les 58 que comptent le parc d'ici 2025, c'est-à-dire une grande partie du palier 900 MWe.

Si la France ne lançait pas de nouveaux chantiers EPR d'ici 2016, elle serait bel et bien engagée dans la voie de la sortie du nucléaire et n'aurait plus aucune expérience de construction d'ouvrage électronucléaire en 2025. Cette sortie du nucléaire, de facto, ne serait compréhensible que pour des raisons importantes et irréversibles de sûreté.

C'est la raison pour laquelle la position défendue dans cette contribution est, dans un premier temps, de conserver en fonctionnement Fessenheim tant que l'ASN déclarera cette centrale aussi sûre que les autres et que l'opérateur EDF considérera qu'elle n'est pas obsolète économiquement et de n'arrêter les unités actuelles qu'aux dates de fin de vie de leurs cuves .

FICHE N° 2 - Prendre en compte la durée de vie réelle de ces installations

Les centrales nucléaires françaises ont été conçues et construites pour durer **au moins 30 années équivalentes à la pleine puissance ce qui correspond à 40 ans calendaires avec un taux moyen d'utilisation de 75 % par an (6500 heures/an) à pleine puissance.**

Le Président de la République avance comme argument qu'il faut arrêter Fessenheim à la fin du quinquennat parce qu'elle est la plus **vieille centrale du parc.**

La réalité industrielle est autre et ne raisonne qu'en termes d'obsolescence de toutes natures et, pour le nucléaire, de non-conservation d'un haut niveau de sûreté.

Or une installation industrielle ne vieillit pas, elle s'use. Tant qu'elle n'est pas obsolète économiquement, les pièces usées sont systématiquement remplacées par des pièces neuves souvent de meilleure qualité que les pièces d'origine.

Cependant, deux composants sont dits irremplaçables : l'enceinte de confinement et la cuve.

Pour l'enceinte de confinement des réacteurs de 900 MWe, il s'agit d'un ouvrage de béton précontraint qui est toujours en compression sauf lors des épreuves décennales où, en l'amenant à la pression de l'accident de référence, il se trouve alors temporairement à la relaxation de contraintes. Les bétons supportent remarquablement bien les contraintes de compression permanentes de précontrainte. Ils ne « s'usent pas » dans cet état. Ce n'est pas la même situation que celles d'autres ouvrages d'art comme par exemple les ponts, soumis à des vibrations quasi permanentes et des contraintes locales de traction ou de cisaillement. L'enceinte de béton ne présente donc pas un réel souci de longévité.

La durée de vie de la cuve est fixée par la hausse de la température entre la zone fragile et la zone ductile des aciers ferritiques qui constituent les viroles notamment celle qui fait face au cœur du réacteur.

Cette évolution est liée, entre autres phénomènes, à la dose intégrée de neutrons (appelée la fluence) qu'elle reçoit et qui perturbe le réseau cristallin de l'acier ferritique.

La vitesse d'augmentation de cette température de transition, proche de quelques degrés au-dessous de zéro lorsque l'acier sort des forges, est très liée aux impuretés (cuivre, phosphore...) contenues dans le métal de base.

Lors des opérations de coulage et forgeage des viroles, des coupons témoins sont prélevés. Des éprouvettes métallurgiques sont faites dans ce métal de base. Elles sont ensuite placées dans des paniers très proches du cœur du réacteur pour intégrer une fluence bien supérieure à celle que reçoit la cuve en raison de cette position particulière.

L'examen métallurgique de ces éprouvettes par l'ASN et l'exploitant, indique la température de transition qu'atteindra la cuve 10 ans plus tard. Les autorisations données par l'ASN pour 10 ans ne sont donc pas « tombées du chapeau ».

Toutes les viroles forgées au Creusot et à Chalon qui présentaient des défauts de toutes natures, notamment ceux dus à l'hydrogène, ont été systématiquement rebutées.

La centrale de Fessenheim n'est donc pas "vieille", bien au contraire. Elle vient, pendant les dernières visites décennales, de se voir doter de tout un train de modifications qui la place au meilleur niveau de sûreté et de performances du parc français.

FICHE N° 3 – Par quels outils remplacer la production de ces ouvrages électronucléaires

Curieusement, ce point crucial n'a pas été abordé dans la journée d'introduction de la Conférence Environnementale.

Quelles sont les solutions pour remplacer d'ici 2025, 100 TWh provenant du nucléaire, pour une production de 660 TWh en 2025 TWh ?

Pour cela, il faut tout d'abord :

- décompter les mises à l'arrêt définitives des centrales thermiques classiques obsolètes sur le plan environnemental, ce qui correspond à une production d'électricité annuelle de l'ordre de 25 TWh.
- ajouter les mises en services prévisionnelles :
 - de centrales à cycle combiné au gaz (CCGT) pour environ 8 TWh par an.
 - du photovoltaïque avec 5 TWh par an.
 - de l'éolien off-shore de l'ordre de 6 TWh par an,
 - du réacteur de 3^{ème} génération, EPR pour 12 TWh par an en 2016.

Au total, les ajouts prévus représentent 31 TWh (dont 11 TWh aléatoires et intermittents) contre 25 TWh perdus dans la production thermique classique. Ceci compense à peine l'énergie perdue et est bien loin de compenser la puissance indispensable à RTE pour assurer la sûreté du système électrique.

L'arrêt de Fessenheim, fin 2016, dont la capacité moyenne de production annuelle est de 12 TWh, poserait un grave problème de disponibilité d'énergie.

Quels sont les chantiers à lancer dans la programmation pluri-annuelle des investissements si l'on ne veut pas que la France connaisse des défauts de fourniture importants en matière d'électricité.

Au-delà de la production d'électricité, fatale et aléatoire, apportée par les renouvelables intermittentes (éoliennes à terre et en mer ainsi que le photovoltaïque), il n'y a que quatre solutions sûres pour satisfaire l'équilibre production-consommation :

1. Les centrales à cycle combiné à gaz (CCGT).

Elles présentent des avantages :

- Elles ont un fonctionnement souple adapté aux besoins de compensation des intermittences des aléas de l'éolien et du photovoltaïque. Elles sont donc indispensables.
- Elles sont relativement rapides à construire ; avec des délais de l'ordre de 4 ans entre la décision et la mise en service.
- Elles sont relativement peu capitalistiques, en terme de premier investissement.

Mais elles présentent aussi des inconvénients :

- leur coût marginal de production est élevé (coût du combustible importé et taxe sur le CO₂), leur coût global de production est dès à présent supérieur de plus de 50 % à celui de l'EPR à puissance identique.
- leur combustible primaire, le méthane, est aujourd'hui totalement importé ce qui accroît la dépendance électrique et donc énergétique du pays,
- les émissions de CO₂ sont de 0,5 kg/kWh, soit 0,5 tonne/MWh. Ceci poserait le double problème du coût du CO₂ et du respect des engagements de la France en matière d'émissions de gaz à effet de serre.
- une grande sensibilité du coût de production au prix du gaz et au coût du CO₂, postes impossibles à maîtriser. Il est clair que, quelle que soit l'abondance relative du gaz, la demande en augmentation rapide en Europe influencera le prix à la hausse.

2. Les turbines à combustion

Ce sont des machines à réserver pour assurer l'équilibre du système électrique. Leur coût de production est élevé et les émissions de gaz carbonique sont de l'ordre d'une tonne par MWh. En revanche, elles sont télécommandées par le gestionnaire du réseau et très rapides en matière de prise de charge. Elles sont donc réservées au passage des pointes de consommation.

3. Les centrales à charbon

Ces centrales ne sont pas à exclure du bouquet d'ouvrages de production dont la France pourrait avoir besoin.

Leur avantage est que le charbon est abondant, assez bien réparti sur la surface terrestre et que ses prix sont plus stables que ceux du pétrole et du gaz. Il n'y a pas à craindre de fortes tensions sur la disponibilité de cette ressource.

Mais elles ont par contre beaucoup d'inconvénients :

- la France n'a pratiquement pas de charbon indigène : il faut l'importer, d'où un impact, comme pour le gaz et le pétrole, sur la balance des paiements.
- Le charbon est un minerai pondéreux difficile à transporter sur de longues distances or il en faut de très grandes quantités. Les transports terrestres sont limités aux petites ou moyennes installations ; à la fois pour des raisons de coût et de contraintes logistiques. Pour cette raison, le transport s'effectue par navires minéraliers. Ce mode de transport ne peut pas s'offrir le luxe des ruptures de charge. Il faut donc le décharger et le brûler dans des centrales de bord de mer équipés d'un port et d'une zone de stockage adaptée. la combustion du charbon émet environ 1 tonne par MWh et il n'existe pas à ce jour, et sûrement pas avant 20 ans, de dispositifs industriels de captage et de stockage du CO₂ techno-économiquement opérationnels.
- le charbon est émetteur de poussières, d'oxyde de soufre et d'oxydes d'azote. Les dépoussiéreurs sont très efficaces depuis des décennies mais ils laissent passer des quantités de particules fines ^préjudiciables à la santé publique. Les dispositifs de désulfuration des fumées sont efficaces. Les dispositifs de dénitrification existent mais manquent encore d'efficacité.
- la combustion du charbon entraîne aussi :
 - l'émission, dans les rejets gazeux, de produits volatilisés, à très hautes températures, dans le foyer des chaudières tels que :
 - des métaux lourds : plomb, mercure, zinc, arsenic, etc
 - des produits radioactifs : uranium, radium, polonium et radon,
 - des halogènes comme le chlore, le fluor et quelques autres dont le brome.
- la rétention d'une grande quantité de cendres de foyer (~10% de la masse consommée) solides contenant des métaux lourds et radioactifs qu'il faut stocker dans des zones surveillées.

le coût de production spécifique (euro/MWh) est du même ordre de grandeur que celui du nucléaire de 3^{ème} génération car les investissements sont singulièrement alourdis par les dispositifs d'épuration des gaz de combustion et le coût spécifique du combustible est supérieur à celui du nucléaire, ces outils de production s'adaptent modérément aux fluctuations des besoins du réseau : les grands transitoires (démarrage) sont lents et ils doivent être programmés et limités en nombre ; les transitoires fréquents ne peuvent être rapides et de grande ampleur. Ces unités de production sont donc réservées à la production de dite de base ou quasi base (participation au réglage de la fréquence du réseau. De ce point de vue, ils sont plus comparables aux centrales électronucléaires qu'aux CCGT.

4. - Les centrales électronucléaires

Le nucléaire a un avenir , c'est une certitude.

Les centrales de 3^{ème} génération, l'EPR, dont Flamanville est la tête de série en France, sont dès à présent prêtes à relever les centrales de 2^{ème} génération quand cela sera nécessaire. Néanmoins les délais de construction, y compris les délais administratifs, pour autorisation de construction et de fonctionnement, sont longs : de l'ordre

de 8 ans. Il est donc indispensable d'anticiper d'une dizaine d'années le retrait d'exploitation des unités nucléaires en service sitôt que la fin de la durée de vie de leurs cuves sera prévisible.

Ceci explique la proposition de lancer un nouvel EPR d'ici 2016 suivi d'un deuxième en 2018 sur le même site dans la contribution au débat sur la transition énergétique, objet de ce document.

Les sites actuels disposent de suffisamment de place pour ne pas avoir à en ouvrir de nouveaux. La réfrigération peut également se faire en bord de fleuve en utilisant les tours d'aéroréfrigération, c'est-à-dire en transférant la source froide sur l'air atmosphérique. et non sur l'eau du fleuve. Cette disposition permet d'utiliser les infrastructures électriques à très haute tension actuelle.

Cependant, compte tenu de leur coût d'investissement, qui représente 70 % du coût de production sortie usine, il est indispensable économiquement de les faire fonctionner en base malgré leur aptitude à faire du suivi de la consommation.

Le coût de production (euros/MWh) des nouveaux moyens de production est très supérieur à celui des unités nucléaires de 900 MWe toutes en fin d'amortissement. Outre les Enr, le bouquet final doit comprendre des CCGT, pour la compensation des intermittences et des aléas des EnR, des centrales électronucléaires et peut-être des centrales au charbon (pour assurer la base) comme en Allemagne.
La transtion énergétique doit donc se faire en douceur pour ne pas alourdir brutalement la facture des ménages et des entreprises. Ceci d'autant plus qu'il n'y aucune raison pour la faire à marche forcée.

FICHE N° 4 – Mesurer l'impact sur l'économie nationale

Il ne reste que 5 ans d'amortissement sur le compte d'exploitation de Fessenheim. Amortissement d'une somme de 6 milliards de francs 1977. Autant dire que le poids résiduel de l'amortissement est infime.

C'est la raison pour laquelle EDF déclare que cette centrale contribue pour 400 millions d'euros par an à l'EBITDA de l'Entreprise.

Les coûts des travaux demandés par l'ASN, en réponse à l'examen complémentaire de sûreté post-Fukushima - sur le génie civil, pour épaissir le béton sacrificiel de l'enceinte de confinement, et pour constituer une source froide ultime - ne sont pas significatifs (de l'ordre de 36 millions d'euros). Les dépenses pour autres travaux, comme l'installation d'un groupe électrogène d'ultime secours, et pour participation de Fessenheim aux dépenses de création et de maintien en état opérationnel de la FARN (Force d'Action Rapide Nucléaire), sont prises en compte dans les calculs.

La seule méthode de calcul, permettant d'évaluer le gain annuel après les 40 ans de fonctionnement, doit être fondée sur le coût de l'électricité de remplacement comparé à celui de l'électricité produite par Fessenheim.

Pour remplacer les 12 TWh de production moyenne annuelle de Fessenheim, il faudrait produire de l'électricité provenant d'autres moyens de production.

En prenant, en 2017, pour moitié une production d'éoliennes en mer et à terre (220 euros par MWh et 80 euros par MWh soit 150 euros par MWh en valeur moyenne) et pour l'autre moitié une production de centrales à cycle combiné au gaz (110 euros par MWh), les calculs technico-économiques, corroborés par le rapport de la Cour des Comptes, rendu public au début 2012, le rapport du Centre d'Analyse Stratégique et de l'UFE, montrent que l'arrêt de la centrale de Fessenheim (2 unités) obligerait la collectivité nationale à dépenser :

- Au moins un milliard d'euros de plus chaque année pendant 10 ans pour une possibilité de prolongation de la durée de vie de Fessenheim jusqu'à 50 ans.
- Plus de 0,5 milliard d'euros par an pendant 20 ans pour une prolongation à 60 ans comme sa centrale de référence, Beaver Valley, aux USA.

Si l'on fait ce calcul pour l'ensemble des 9 paires d'unités à arrêter entre 2016 et 2025, il faut ajouter un milliard d'euros supplémentaire chaque année après l'arrêt d'une nouvelle paire d'unités. Si bien qu'avec 9 paires arrêtées en 2025, la perte représenterait au moins 9 milliards d'euros par an pour le pays si la prolongation possible est de 10 ans.

Sur 10 ans, 2016 à 2025, la France dilapiderait ainsi et sans raison, 50 à 100 milliards d'euros.

Une telle perte aurait une répercussion significative sur :

- le pouvoir d'achat des français.
- la compétitivité des Entreprises françaises.

En outre, remplacer du nucléaire par des centrales à cycles combinés à gaz (CCGT), au moins pour moitié, ferait perdre une partie de l'indépendance énergétique française qui est déjà actuellement inférieure à 50% et surtout accroîtrait le déséquilibre de notre balance des paiements, ce que le pays ne supporterait pas.

C'est un préjudice qui ne s'impose pas dès lors que l'ASN considère que la sûreté nucléaire est assurée!

FICHE N° 5 - Prendre en compte les conséquences sociales

1 Impact sur les emplois

Le coût de production du MWh d'origine nucléaire est constitué à 95 % de valeur ajoutée réalisée en France avec des emplois en nombre. La seule dépense extérieure pour l'achat du minerai d'uranium naturel est relativement faible, de l'ordre de 0,5 milliard d'euros par an à comparer à la facture énergétique de 61 milliards d'euros en 2011.

Ceci permet de comprendre que remplacer du nucléaire par des CCGT, qui sont des machines très automatisées, utilisant **le gaz naturel, ressource noble, coûteuse et importée**, a un impact négatif considérable sur l'emploi.

Une centrale comprenant 4 CCGT de 450 MWe fonctionne avec 40 à 50 personnes sur le site et peu d'emplois externes. Fessenheim emploie 1 000 personnes sur le site, 800 EDF et 200 prestataires permanents auxquels il faut ajouter tout ce qui a trait au cycle du combustible et aux interventions sur les matériels ; notamment lors des révisions périodiques.

L'estimation d'une perte de 2 000 emplois directs et indirects pour une paire de tranches 900 MWe qui a été faite par un cabinet d'experts est une réalité. Cette perte ne décompte pas les emplois induits par cette activité économique.

Aussi, entre 2017 et 2025, la France perdrait environ 18 000 agents, hautement qualifiés (chiffre donné a minima car beaucoup d'entreprises prestataires de services ne supporteraient pas le choc d'une perte de chiffre d'affaire souvent supérieur à 50 %). Toute la chaîne de formation et d'entretien des compétences serait fortement perturbée par l'impact du changement de taille du parc.

L'impact dans la France entière serait considérable car, outre les sites, la chaîne de fabrication et de retraitement des combustibles ainsi que toutes les entreprises indispensables à la maintenance et à la fabrication du matériel neuf de remplacement seraient affectées.

2 Impact sur l'ensemble de la population et du secteur industriel.

Toutes les solutions évoquées ci-dessus, impacts économiques et solutions de remplacement, conduisent à une évolution rapide du coût moyen de production vers 200 euros par MWh et plus, soit 50 % de plus qu'aujourd'hui pour les ménages français et pour les entreprises. Le MWh pour un ménage français coûte actuellement 119 euros contre 251 euros en Allemagne. Pour les entreprises, il est de 80 euros par MWh contre 122 en Allemagne.

Un ménage français sur deux déclare réduire sensiblement le chauffage de son appartement, qu'il soit à gaz, au fioul ou électrique, pour assumer les charges qui en résultent.

A l'heure actuelle, il n'est pas possible d'ignorer les problèmes de compétitivité de notre secteur économique et la paupérisation de la population.

Toute augmentation des prix de l'électricité et de l'énergie, en général, accroît le chômage et les difficultés financières du pays. Elle doit donc rester limitée et seulement liée à l'obligation de renouvellement du parc électronucléaire en recherchant à l'horizon 2025 un bouquet de moyens de production électriques optimal à la fois pour la pénétration des EnR (Energies Renouvelables) et pour les coûts de production.

FICHE N° 6 - Maintenir un haut niveau de sûreté nucléaire

Si la France décidait de ne pas lancer de nouvelles constructions d'ici 2016, le signal envoyé aux écoles d'ingénieurs et de techniciens supérieurs risquerait de réduire significativement le nombre de jeunes étudiants qui aujourd'hui choisissent ces métiers. Et beaucoup d'établissements de formation fermeraient les options de physique nucléaire et de génie atomique faute de candidats.

Cette situation rendrait impossible l'attraction de nouveaux talents par ce secteur industriel. Elle risquerait de condamner l'industrie nucléaire ce qui réduirait la capacité d'exporter du pays et même d'assurer une part notable du mix énergétique, au-delà de 2025.

Au moment où le débat sur la désindustrialisation de la France fait rage, l'argument selon lequel l'orientation du gouvernement condamne une filière française réputée à l'international et largement exportatrice aurait une influence importante pour l'avenir de notre industrie.

Non seulement, il ne serait plus possible d'attirer de jeunes talents dans l'électronucléaire mais on assisterait, en outre, à une fuite des personnels hautement qualifiés vers les secteurs porteurs d'avenir, au risque de pénaliser la capacité de maîtrise du parc de centrales restant.

Les jeunes élèves ingénieurs, qui commencent leur cycle de formation en 2012 et seront sur le marché de l'emploi en 2015, choisissent les secteurs porteurs d'avenir à cette échéance. On a constaté à la rentrée 2012 une baisse de 20 % des effectifs des promotions.

Quant à la « fuite des meilleurs », les Allemands en font l'amère expérience depuis 2011. Dans un contexte de chômage important, les agents hautement qualifiés n'attendent pas les compressions de personnel mais ils les anticipent. Ce sont toujours les plus dynamiques et les meilleurs qui partent en premier.

Une telle « hémorragie sans possibilité de transfusion » serait catastrophique pour la sûreté des installations maintenues en activité.

Ainsi, toute action qui engage le nucléaire dans une situation sans futur obère gravement la sûreté du parc

Un nucléaire sans futur est un nucléaire sans sûreté

C'est la préoccupation que l'ASN, via son précédent Président, exprime publiquement et clairement.

FICHE N° 7 – Protéger l'environnement

La France est en tête du classement européen, hors pays scandinaves, en matière de bas niveau d'émission de gaz à effet de serre : 6 tonnes par an et par habitant contre 9 en Allemagne.

Lors de la Conférence de Copenhague en 2009 dans la suite des accords de Kyoto, la France, qui a été le moteur de cette Conférence, a proposé :

- une réduction de 25 % de ses émissions en 2020 par rapport à la référence de 1990 ; cet objectif est atteignable,
- de se placer sur une trajectoire lui permettant d'atteindre une division par 4 en 2050, soit 1,5 tonnes par an et par habitant. Cet engagement est très difficile à tenir. Il suppose de substituer des usages fioul et gaz par des usages électriques décarbonés.

Cette Conférence n'a pas débouché sur un accord international. Néanmoins ces chiffres ont été retenus dans les feuilles de route issues du « Grenelle de l'Environnement ».

Ces engagements ont été retenus pour essayer de limiter les impacts des émissions anthropiques des gaz à effet de serre, notamment la montée des températures et tout le cortège des conséquences qui en résultent, ainsi que les dérèglements climatiques qui semblent se multiplier.

Le chemin proposé aujourd'hui conduirait , en réalité, à augmenter de 50 % nos émissions de gaz à effet de serre qui, outre le gaz carbonique, résultant de la combustion des hydrocarbures, comprennent aussi les rejets directs de méthane via les fuites sur les réseaux et les stations de détente-compression du gaz naturel.

Les émissions de gaz carbonique qui résulteraient de la production de 100 TWh par des CCGT, en substitution de centrales nucléaires, entraîneraient, à elles seules, une augmentation de 1 tonne par an et par habitant !

Par ailleurs, un cycle combiné à gaz fonctionne, pour la partie turbine à combustion, à des températures très élevées qui oxydent l'azote de l'air. Les émissions d'oxydes d'azote, heureusement fortement réduites par les dispositifs de dénitrification (de rendement <100 %), ont trois effets :

- la formation d'acide nitrique qui retombe sur les sols à proximité des points d'émission et, par réaction acide sur l'humidité de l'air,
- La libération d'ozone dans la couche la plus basse de l'atmosphère dont les effets irritants sont connus,
- La formation de nitrates qui retombent sur le sol dans des zones plus éloignées des points d'émission des rejets gazeux. Il est reconnu qu'une partie des nitrates que l'on trouve dans les cours d'eau n'est pas d'origine agricole mais trouve son origine dans ce phénomène.

On voit donc bien que les orientations en matière de production électrique auraient un impact sensible sur notre environnement et la santé publique. Dans ce cas, nous retrouvons une pollution de l'air, des eaux et des sols.

FICHE N° 8 – Conserver un solde exportateur dans nos échanges avec les autres pays de l'UE

Outre le solde exportateur que procure la production nucléaire, dans les échanges avec les pays voisins. C'est du travail, à haute valeur ajoutée, quasi 100% français, que l'on exporte !

La France et les pays qui l'entourent ont depuis très longtemps développés des interconnexions électriques. Le rôle de ces interconnexions est double :

- assurer la sûreté du réseau électrique européen (résistance aux évènements perturbateurs importants),
- optimiser en permanence, avec une économie de moyens, l'équilibre production-consommation dans chaque pays. Les pointes de consommation ne se situant pas au même moment, il est possible de bénéficier des coûts marginaux les plus bas.

A tout instant, chaque pays échange avec ses voisins (européens) pour des raisons économiques et techniques. C'est à la fin d'une année que l'on fait le bilan entre les importations et les exportations.

La France a des échanges généralement équilibrés avec l'Allemagne et l'Espagne. Elle est globalement exportatrice avec ses voisins.

En moyenne, durant ces dernières années, le solde exportateur a été de l'ordre de 50 TWh soit 10 % de la consommation intérieure. Et grâce à des outils de production particulièrement performants et qui le seront de plus en plus, elle n'aura aucune difficulté à exporter vers tous ses voisins qui connaîtront une hausse substantielle des prix de leur électricité indigène et de leur consommation.

Ceci à la condition qu'elle en ait la possibilité.

**Exporter avec une marge significative vers des pays de la zone euro, beaucoup d'industriels en rêvent !
Et conserver un haut niveau d'emplois qualifiés dans le secteur de la transformation énergétique doit rester un
objectif au plan social.**

**D'où la proposition de conserver une capacité exportatrice de 10 % de la consommation intérieure en 2025, soit
60 TWh.**

FICHE N° 9

La contribution des responsables d'entreprises, d'ingénieurs et de scientifiques, au débat en cours sur la transition énergétique

Le débat sur la transition énergétique s'inscrit dans un débat beaucoup plus vaste sur la transition écologique.

Le point cardinal de ce grand débat consiste à réduire les émissions de gaz à effet de serre qui contribuent à l'augmentation de leur concentration dans l'atmosphère. C'est précisément cet accroissement qui menace la planète et toutes les formes de vie développées.

Le débat sur la transition énergétique joue un rôle capital car la combustion des combustibles carbonés est le responsable principal des émissions de gaz carbonique.

Or la France consomme chaque année 140 Mtep de combustibles carbonés et c'est cette consommation qu'il est fondamental de réduire en :

- ❖ Faisant des économies d'énergie avec des temps de retour tels que les dispositions adoptées soient supportables économiquement,
- ❖ Substituant des énergies décarbonées aux combustibles fossiles.

Le débat sur la transition énergétique n'est donc pas un débat sur la réduction de la principale énergie décarbonée : l'électronucléaire. C'est un débat autrement plus large. Il devrait notamment décrire dans différents scénarii, les perspectives énergétiques à horizon 2050 en donnant les consommations totales, les consommations par type d'énergie, les conséquences en matière d'émissions de CO₂ et les coûts pour la collectivité nationale.

&

La politique de production d'électricité d'un pays comme la France, qui ne dispose que de très peu de ressources d'énergie primaire sur son territoire, nécessite une consultation de ceux qui ont une longue expérience des différents domaines énergétiques et de leurs impacts sociaux, économiques et environnementaux.

La production d'électricité en France en 2025 est estimée à 660 TWh.

Si l'on conserve la capacité que le parc nucléaire aura atteint en 2016, soit 432 TWh, la part relative serait alors de 66 %. Ce qui conduit à un rééquilibrage progressif de notre bouquet électrique compatible avec notre économie, les conséquences sociales et l'arrivée des énergies renouvelables intermittentes et aléatoires. Ces EnR nécessitent une compensation de leur intermittence et aléas par des centrales à cycles combinés au gaz (CCGT).

Il est donc proposé de conserver à notre pays sa capacité électronucléaire de 2016, soit 432 TWh et une capacité d'exportation égale à 10 % de la consommation intérieure.

A cette production s'ajouterait progressivement d'ici 2025, 60 TWh d'hydraulique (valeur actuelle moyenne) et 60 TWh d'éolien et photovoltaïque (à comparer aux 12 et 1,8 TWh de 2011). Il faudrait ajouter d'ici 2025, au fur et à mesure de l'arrivée de ces EnR, des CCGT pour compenser leur caractère intermittent et aléatoire.

Pour être réaliste sur le plan technique, économique, social et limiter les conséquences environnementales, il est donc proposé une transition progressive vers des énergies renouvelables intermittentes et aléatoires compensées par des centrales à cycle combiné gaz CCGT et complétées par des réacteurs de 3^{ème} génération venant en relève des précédents au fur et à mesure de la fin de vie de leur cuve.

Les auteurs considèrent indispensable, pour faire face aux besoins de 2025 et assurer progressivement la relève des réacteurs de 2^{ème} génération arrivant en fin de vie de leur cuve, de lancer un nouvel EPR dès 2016 suivi d'un deuxième en 2018 sur le même site.

Ce lancement serait aussi un moyen de conserver l'expérience de la conduite de ces grands chantiers et la capacité de construction de nouveaux outils pour avoir une vitrine à l'exportation comme le prévoit le Conseil de Politique Nucléaire dans son dernier paragraphe.

Lancer une paire de réacteur sur un même site permet des économies substantielles de chantier car les corps d'état, qui se succèdent, glissent du premier chantier sur le second en intégrant immédiatement le retour d'expérience. Ensuite, en phase d'exploitation un site disposant de 2 réacteurs de même type permet d'avoir une taille critique pour les équipes de conduite, de maintenance et de sûreté.

Ce lancement rapproché de la mise en service de la tête de série, permettrait de conserver l'expérience de la conduite de ces grands chantiers et la capacité de construction de nouveaux outils pour avoir une vitrine à l'exportation comme le prévoit le Conseil de Politique Nucléaire dans son dernier paragraphe

Cette contribution pourrait être analysée par :

- le Centre d'Analyse Stratégique, rattaché au Premier Ministre, qui a déjà largement travaillé sur ce sujet,*
- le Ministère du Redressement Productif et celui du Commerce Extérieur qui pourraient commanditer une étude sur les impacts à l'exportation d'une réduction hypothétique du nucléaire en France,*
- la Cour des Comptes, qui vient de produire un document remarquable sur les coûts du nucléaire, et qui pourrait prolonger ce travail par une analyse économique prospective,*
- l'avis des Académies des Sciences, de Médecine et des Technologies qui ont également beaucoup réfléchi sur ces sujets.*
- l'INSEE, qui a la possibilité de réaliser une étude prospective en termes d'emplois et l'Enseignement Supérieur qui peut estimer le niveau de qualité de ces emplois,*
- les deux Assemblées Parlementaires qui disposent de l'Office Parlementaire de l'Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques, dont les travaux font référence. A tout moment, le Gouvernement peut les saisir pour réaliser une évaluation nouvelle et prospective,*
- l'ASN qui est totalement indépendante depuis la loi de 2006 sur la transparence sur la sûreté nucléaire, initiée et votée par des majorités législatives différentes. L'ASN française dispose d'un appui technique exceptionnel en matière de compétences,*
- l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN), qui fait référence dans le monde entier. Il peut donner un avis précis dans le domaine de la sûreté.*