

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques





La mise en place de la commission d'enquête



Une commission d'enquête créée à l'initiative du groupe écologiste du Sénat, qui a fait application de son « droit de tirage »

Des fonctions de président et de rapporteur partagées entre majorité et opposition

Le Président
M. Ladislav PONIATOWSKI
(rattaché UMP, Eure)

Le Rapporteur
M. Jean DESESSARD
(écologiste, Paris)

Création le 8 février 2012, désignation des 21 membres le 14 février, première réunion le 27 février, adoption du rapport le 11 juillet

Une commission d'enquête qui s'est située dans le prolongement du rapport de la Cour des Comptes sur « *Les coûts de la filière électronucléaire* ».

Une enquête qui fait suite à d'autres initiatives parlementaires (Rapports de l'OPECST, travaux du groupe d'étude de l'énergie du Sénat, résolution du Sénat sur la filière nucléaire,...).

Un contexte marqué par l'arrêt des réacteurs japonais et par la fin programmée de la production électronucléaire allemande

Le choix d'une approche « système », qui recouvre toutes les filières, mais également les questions relatives au réseau d'acheminement et finalement la politique énergétique dans son ensemble.



Un rythme de travail soutenu

**51 personnes entendues
par la commission d'enquête**

**56 personnes auditionnées
par le rapporteur**

**Sollicitation du réseau des
missions économiques pour
obtenir des éléments de
comparaison internationale**

**Demande d'une enquête sur la
CSPE à la Cour des Comptes en
application de l'article L. 132-4 du
code des juridictions financières**

**8 déplacements sur le terrain, sur les
enjeux du nucléaire, des énergies
renouvelables ou de l'équilibrage du
système électrique**

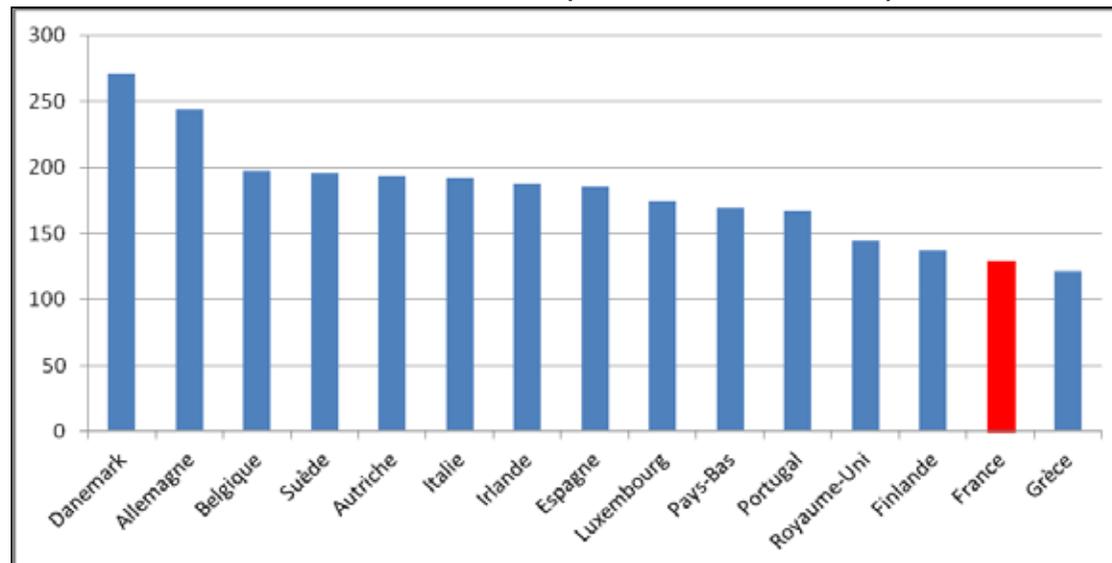
**Utilisation par le rapporteur de ses pouvoirs
d'investigation au sein de la direction générale
de l'énergie et du climat pour obtenir
des informations sur la fixation des tarifs d'achat
du photovoltaïque et sur l'évolution des coûts de
l'EPR**



Le faible coût au kWh de l'électricité en France n'empêche pas les Français d'avoir une des factures électriques les plus lourdes

La libéralisation intervenue depuis les années 2000 n'a pas empêché le marché français de rester fortement centralisé et régulé, 94 % des clients résidentiels étant toujours desservis aux tarifs réglementés auprès des fournisseurs historiques, tandis que pour les sites non résidentiels, les fournisseurs alternatifs représentent 20 % des volumes consommés.

Prix TTC en € / MWh (2010 – 2nd semestre)



Données : M. Cruciani – IFRI. Graphique Sénat

Cependant, certains pays ont fait le choix de transférer une partie de leur fiscalité « classique » sur des assiettes énergétiques.

Ainsi, la part totale de la fiscalité pour un consommateur final résidentiel représente 100 €/MWh en Allemagne en 2010, contre 32 €/MWh en France.

D'autre part, il ne faut pas confondre prix au kWh et facture : la consommation dépend du comportement des ménages, et peut varier fortement en raison notamment du développement des nouveaux usages ou du recours au chauffage électrique. Ainsi, la France apparaissait en 2005 comme le pays de l'Union européenne dont la facture moyenne des ménages *stricto sensu* était la plus élevée (852 € par an contre 438 e en moyenne dont l'Union européenne).



Le nucléaire : une filière qualifiée d'historiquement compétitive, mais des incertitudes multiples (1/2)

Le coût du nucléaire est une notion à géométrie variable : même en partant de données identiques, l'approche méthodologique retenue ou l'objectif visé peuvent aboutir à des résultats différents.

Fixer un tarif : l'approche de la commission Champsaur ou de l'ARENH

Calcul d'un coût actuel de production en prenant en compte la part du capital investi qui n'a pas encore été remboursée. Elle permet de répercuter sur les tarifs, comme le prévoit la loi NOME, la compétitivité du parc nucléaire historique, déjà largement amorti, en prenant en compte les travaux d'investissement nécessaires à sa prolongation mais pas ceux qui permettraient, le cas échéant, son remplacement par d'autres moyens de production.

42,0 € / MWh
(montant de l'Aréh au 1^{er} janvier 2012)

Comparer entre elles les différentes filières : l'approche du « coût courant économique »

La méthode CCE intègre la valeur globale du parc de production, sans tenir compte des amortissements. Ce coût permettrait donc, en théorie, de reconstruire, en fin de vie, un parc identique au parc actuel.

(CCE Cour des Comptes)

49,5 € / MWh

(En y ajoutant l'estimation du programme de maintenance prévu et le post-Fukushima)

54,2 € / MWh



Le nucléaire : une filière qualifiée d'historiquement compétitive, mais des incertitudes multiples (2/2)

	Surcoût annuel en millions d'euros	Surcoût en € / MWh
Les coûts incertains :		
Démantèlement (hypothèse d'un doublement du devis)	+ 1 500 M€	+ 2,46 € / MWh
Gestion des combustibles usés et des déchets (hypothèse du dernier devis présenté par l'ANDRA)	+ 200 M€	+ 0,49 € / MWh
Les coûts inconnus :		
Stockage des matières radioactives « valorisables » (hypothèse d'un coût de quelques milliards d'euros réparti sur 10 ans)	de l'ordre de quelques dizaines de millions d'euros	impact sans doute faible
Externalités (environnement, santé humaine, géopolitique...)	non chiffrable	non chiffrable
Les coûts dont l'inclusion dans le prix de l'électricité dépendent de choix de politique publique ou des opérateurs :		
Recherche publique	+ 2 900 M€	+ 7,11 € / MWh
Sécurité, sûreté, transparence (coûts publics)	+ 230 M€	+ 0,56 € / MWh
Assurance du coût d'un accident majeur	+ 4 010 M€	+ 9,83 € / MWh
Taux d'actualisation : hypothèse d'un passage de 5 % à 4 %	+ 162 M€	6 + 0,40 € / MWh

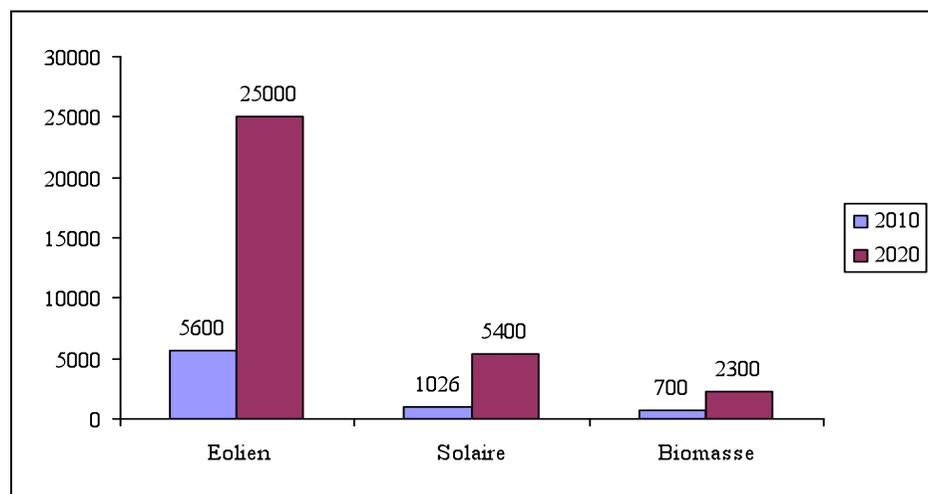


Le développement des énergies renouvelables

Pendant longtemps, l'hydraulique, qui représente encore 12 % de la production électrique, constituait la totalité de la production électrique d'origine renouvelable française.

Au cours de la présente décennie, la part des énergies renouvelables devrait sensiblement croître au sein du bouquet énergétique français, notamment sous l'effet du paquet énergie-climat, qui fixe à la France un objectif de 23 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute. La part du renouvelable devra même s'élever à 27 % dans le mix électrique.

Évolution programmée de la puissance installée d'unités de production d'électricité d'origine renouvelable entre 2010 et 2020



Sources : RTE, PPI 2009-2020

Au niveau de l'Union européenne, Eurelectric estime que d'ici 2020, 130 GW de capacités de production renouvelable seront installées, dont 94 GW d'éolien. A cette date, le renouvelable représenterait 45 % de la puissance installée, les énergies fossiles 41 % et le nucléaire 14 %.



Production et consommation en France en 2011

Production d'électricité en 2011 : 541,9 TWH

- Nucléaire 421,1 TWH, soit 77,71 %
- Hydraulique 50,3 TWH, soit 9,28 %
- Gaz 29,7 TWH, soit 5,48 %
- Charbon 13,4 TWH, soit 2,47 %
- Eolien 11,9 TWH, soit 2,20 %
- Fioul 8,1 TWH, soit 1,50 %
- Photovoltaïque 1,8 TWH, soit 0,33 %
- Autres renouvelables 5,6 TWH, soit 1,03 %

Consommation d'électricité en 2011

- Grands sites non résidentiels 183 TWH
- Sites moyens non résidentiels 67 TWH
- Petits sites non résidentiels 46 TWH
- Résidentiels 144 TWH, soit 32,8 % de la consommation
- Pertes sur réseau 34,9 TWH
- Autoconsommation / pompage 10,1 TWH
- Export 56,9 TWH



Des coûts nucléaires en hausse durable ?

Le nucléaire historique : des investissements conséquents en perspective

Niveau insuffisant des investissements au début des années 2000, source de baisse de performance et d'avaries (taux de disponibilité passé de 83,6 % en 2006 à 78 % en 2009)



Ces investissements représentent les trois quarts du coût de construction historique des centrales (72,9 milliards d'euros selon la Cour des comptes).

Le lancement d'un important programme de maintenance sur le parc nucléaire historique, estimé à 50 milliards d'euros en janvier 2011.

Le coût des travaux de sûreté post-Fukushima estimé à 10 milliards d'euros, dont la moitié déjà prévus parmi les 50 milliards du plan d'investissements.

L'augmentation du coût de l'EPR : difficultés normales des « têtes de série » ou hausse structurelle des coûts de la filière nucléaire

La Cour des comptes évoque le chiffre de 70 à 90 € / MWh pour l'EPR de Flamanville, sans qu'elle n'ait pu valider ce chiffre.

Au Royaume-Uni, les producteurs d'électricité nucléaire, en particulier EDF Energy, souhaitent entrer dans une logique de tarif d'achat garanti. M. Claude Turmes, député européen et rapporteur de plusieurs directives ou règlements relatifs au secteur de l'énergie, considère que le prix garanti demandé par les opérateurs pourrait être de l'ordre de 90 à 110 € / MWh.



Énergies renouvelables : un fort contraste entre les degrés de maturité de chaque filière

En particulier, l'éolien terrestre apparaît d'ores et déjà comme une filière mature, compétitive par rapport à la plupart des filières non renouvelables, et dont les coûts n'excèdent pas ceux des réacteurs nucléaires EPR actuellement en construction en Europe.

Eolien terrestre : une filière mature	82 € / MWh les premières années puis entre 28 et 82 € selon les sites (tarifs de rachat)
Eolien en mer : une filière naissante	Plus de 220 € / MWh en 2020 (estimations de la CRE à partir des appels d'offre)
Le photovoltaïque : des tarifs ajustés après des débuts non maîtrisés	Petites installations : on est passé de 580 € jusqu'en mars 2011 à 370,6 € depuis avril 2012. (tarifs de rachat)
	Moyennes installations : autour de 229 € /MWh

Source : CRE et Cour des comptes

Du point de vue du consommateur, il est clair que la politique de développement de la production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelable se traduira, dans un proche avenir, par une augmentation du prix unitaire de l'électricité, au travers d'une hausse de la CSPE.



Des coûts réseaux croissants

Maintenir le réseau actuel à niveau

- Assurer la sécurité électrique des territoires les plus vulnérables
- Maintenir la performance du réseau qui s'est dégradée : (Temps de coupure équivalent de 42 min en 2002, de 85 min en 2009 et de 73 min en 2011)

Le développement des interconnexions : la France au cœur d'un ensemble européen interconnecté

- Le renforcement de la sécurité de l'alimentation
- La gestion de l'intermittence des énergies renouvelables
- Le souci de modérer les prix sur le marché français

Permettre le raccordement de la production d'origine renouvelable et le développement des nouveaux usages

Les investissements de RTE sont passés de 500 à 600 millions d'euros par an au début des années 2000 à 1,38 milliard d'euros en 2012 et devraient atteindre 1,5 à 1,6 milliard d'ici 2015.

Les investissements de ERDF ont doublé entre 2005 et 2012, passant de 1,5 milliard à 3 milliards d'euros par an et devraient atteindre plus de 3,5 milliards pour la période 2013-2016.

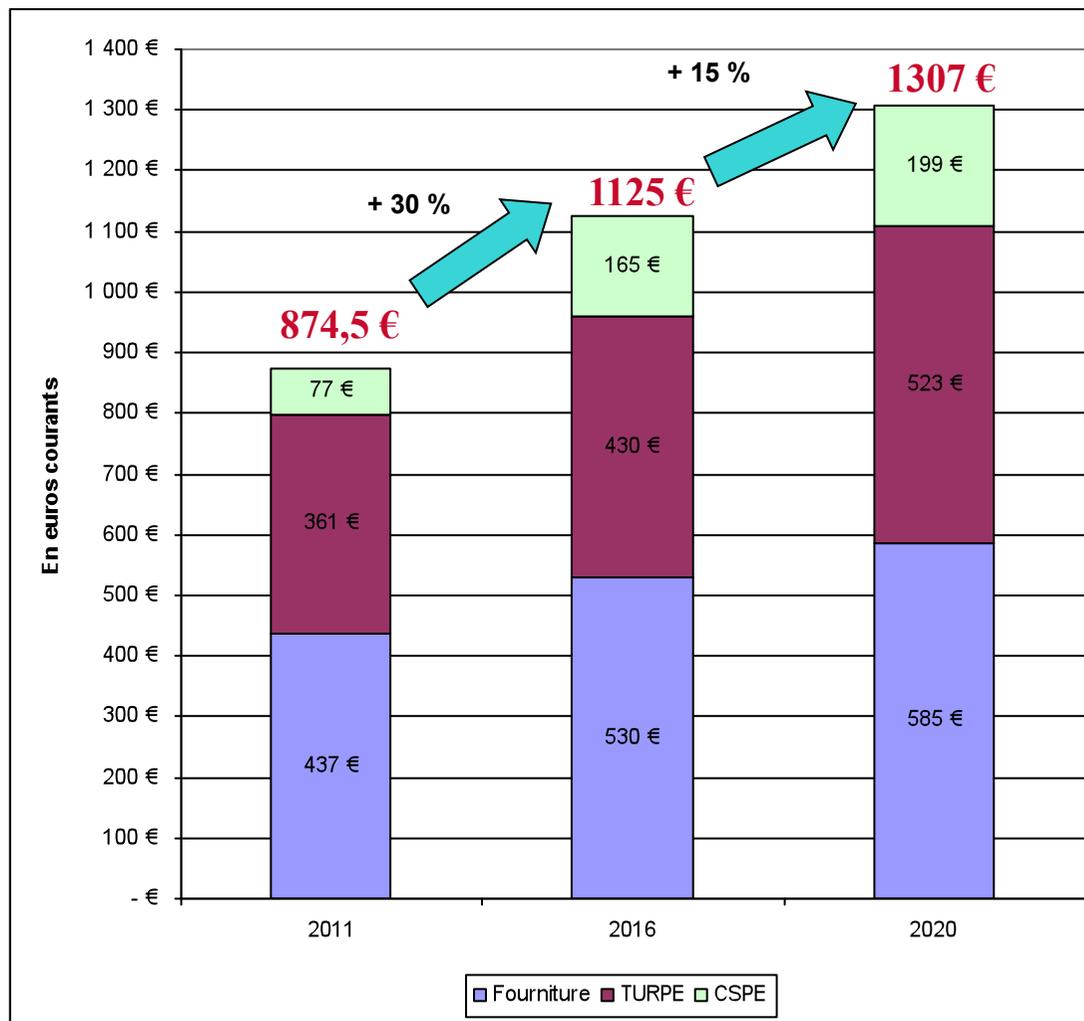
Les pertes en ligne

35 TWh par an, soit un peu plus de 7 % de la consommation intérieure brute, qui se répartissent ainsi :

- 10 TWh de pertes techniques sur le réseau de transport;
- 15 TWh de pertes techniques sur le réseau de distribution ;
- 10 TWh de pertes commerciales sur le réseau de distribution.



Évolution de la facture annuelle d'électricité, selon la CRE, d'un ménage type entre 2011, 2016 et 2020 (Hors taxes mais CSPE comprise)



Source : CRE, graphique Sénat

Évolution de la facture annuelle d'électricité d'un ménage type ayant souscrit l'option heures pleines – heures creuses consommant 8,5 MWh par an (et donc *a priori* équipé d'un chauffage électrique).

Ces projections sont réalisées à législation constante, sans modification des comportements de consommation et sur la base des hypothèses suivantes :

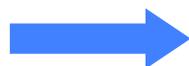
- la part fourniture comprend l'ARENH, la part marché et les coûts commerciaux ;
- le prix de l'ARENH et le prix de marché de base évoluent en fonction de l'inflation ;
- le TURPE évolue de 2 % par an hors inflation jusqu'en 2016 puis de 3 % hors inflation ;
- l'évolution de la CSPE résulte de l'atteinte des objectifs de programmation pluriannuelle des investissements en matière de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2020 ;
- l'inflation est de 2 % par an.

Donner une nouvelle impulsion aux économies d'énergies

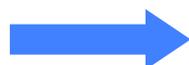
En janvier 2008, le paquet énergie-climat a posé l'objectif d'une réduction de 20 % de la consommation d'énergie en Europe, à l'horizon 2020, par rapport à une situation de référence.



Les usages domestiques de l'électricité recèlent d'importants gisements d'économies d'électricité, à condition d'assurer :

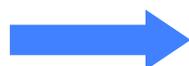


Une meilleure information des consommateurs.



L'envoi du bon signal-prix au consommateur, à travers la mise en place d'un bonus-malus sur les appareils énergivores ou en développant l'horosaisonnalité des tarifs.

La nécessité d'améliorer l'efficacité énergétique dans les bâtiments :



Dans les bâtiments nouveaux (réglementation thermique 2012)



Dans les bâtiments anciens (sanctionner « l'inaction énergétique » et lever certains obstacles dans le cas des copropriétés et des locations)

Des efforts à poursuivre dans l'industrie et les administrations

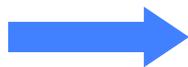


Trouver un nouvel équilibre entre produire plus et consommer moins

Assurer une juste rémunération de la capacité et de l'effacement

Le principe de l'effacement consiste à mieux gérer les « pointes » comme les « creux » de consommation. Concrètement, l'utilisateur, sur demande extérieure, renonce à consommer de l'électricité à un moment donné afin de faciliter l'établissement de l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau. L'effacement volontaire doit permettre d'éviter la solution extrême du délestage.

Le développement de cette solution se heurte à des problèmes de rémunération, malgré un coût marginal relativement faible.



Mise en place d'un marché de capacité

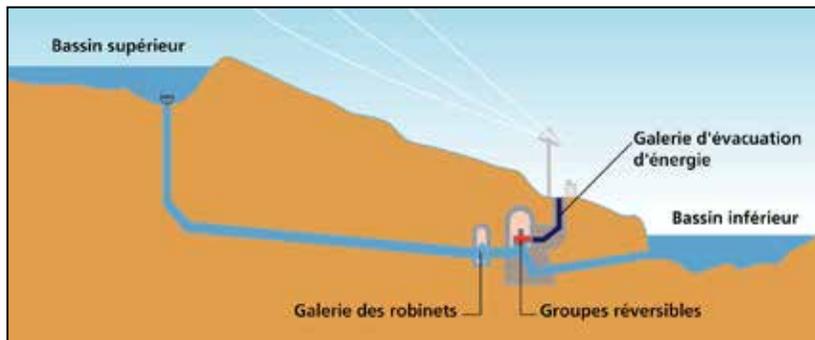
Développer les « réseaux intelligents »

La logique des « smart grids » ou « réseaux intelligents » consiste à consommer « mieux », c'est-à-dire d'être en mesure de mieux piloter une énergie désormais intermittente et multidirectionnelle, en agissant à la fois sur la production et, de façon nouvelle, sur la consommation.

Ils permettent également aux gestionnaires de réseau de piloter au plus fin leur réseau et de réaliser d'importants gains de productivité.

Les enjeux du stockage

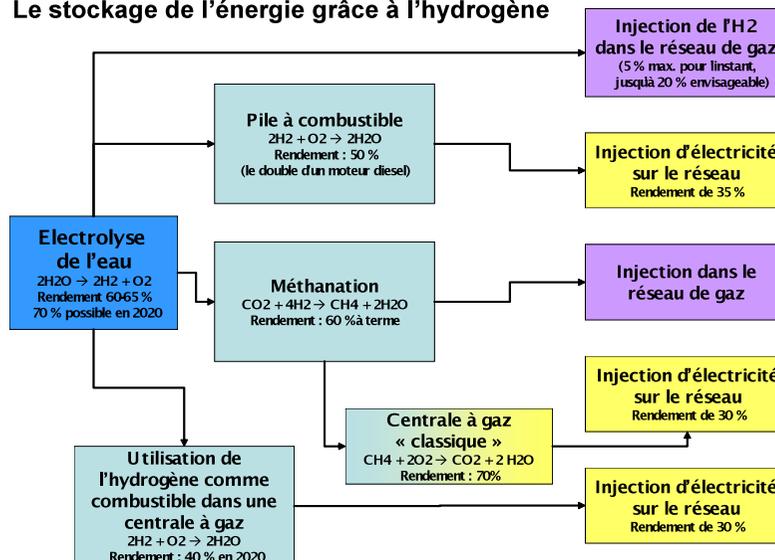
Les Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)



Les STEP, une solution séduisante qui peut encore être développée dans notre pays (potentiel de développement estimé à 2 GW), à condition notamment de faire évoluer le TURPE dans un sens plus favorable aux mécanismes de stockage, au regard du service rendu au système électrique.

Le stockage de l'énergie grâce à l'hydrogène

Le stockage de l'énergie grâce à l'hydrogène



Le stockage de l'énergie grâce à l'hydrogène pourrait être une solution d'avenir, sans les contraintes géographiques des STEP.

Cette technologie reste pour l'instant encore assez chère, mais plusieurs projets sont en cours pour valider ces technologies au stade industriel, notamment en Allemagne, mais aussi en France, à travers le projet MYRTE.



Débattre de tous les aspects de la question du nucléaire

La prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires

La nécessité pour le politique de trancher cette question, car comme le soulignait la Cour des Comptes : « *ne pas prendre de décision revient à faire un choix, celui de faire durer le parc actuel au-delà de 40 ans* ».

Une solution d'attente qui permet de « voir venir » ou un risque économique réel de gaspillage de ressources en cas de non-prolongation par décision de l'ASN ?

L'effet génération : gérer des centrales vieillissantes ou s'engager dans un nouveau programme ?

La gestion des déchets ou la prise en compte du temps long du nucléaire

Des doutes sur la maturité technique du projet d'enfouissement des déchets radioactifs

La difficile et nécessaire réversibilité du stockage des déchets

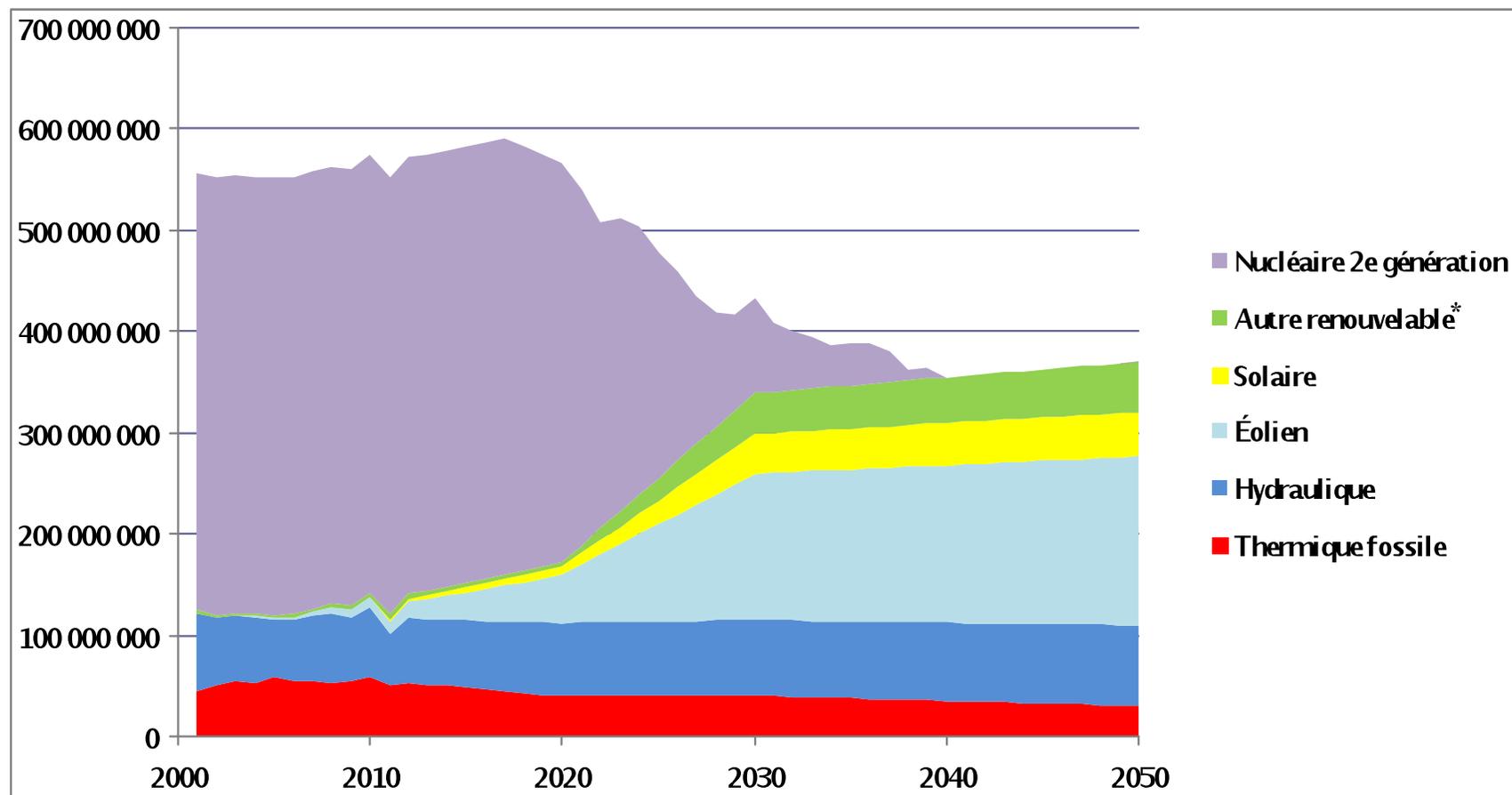
La question du risque nucléaire

Accident nucléaire : faut-il mettre effectivement à la charge des opérateurs une fraction substantielle des risques ?

Accident nucléaire majeur : L'État assureur implicite en dernier ressort

Le scénario « Sobriété »

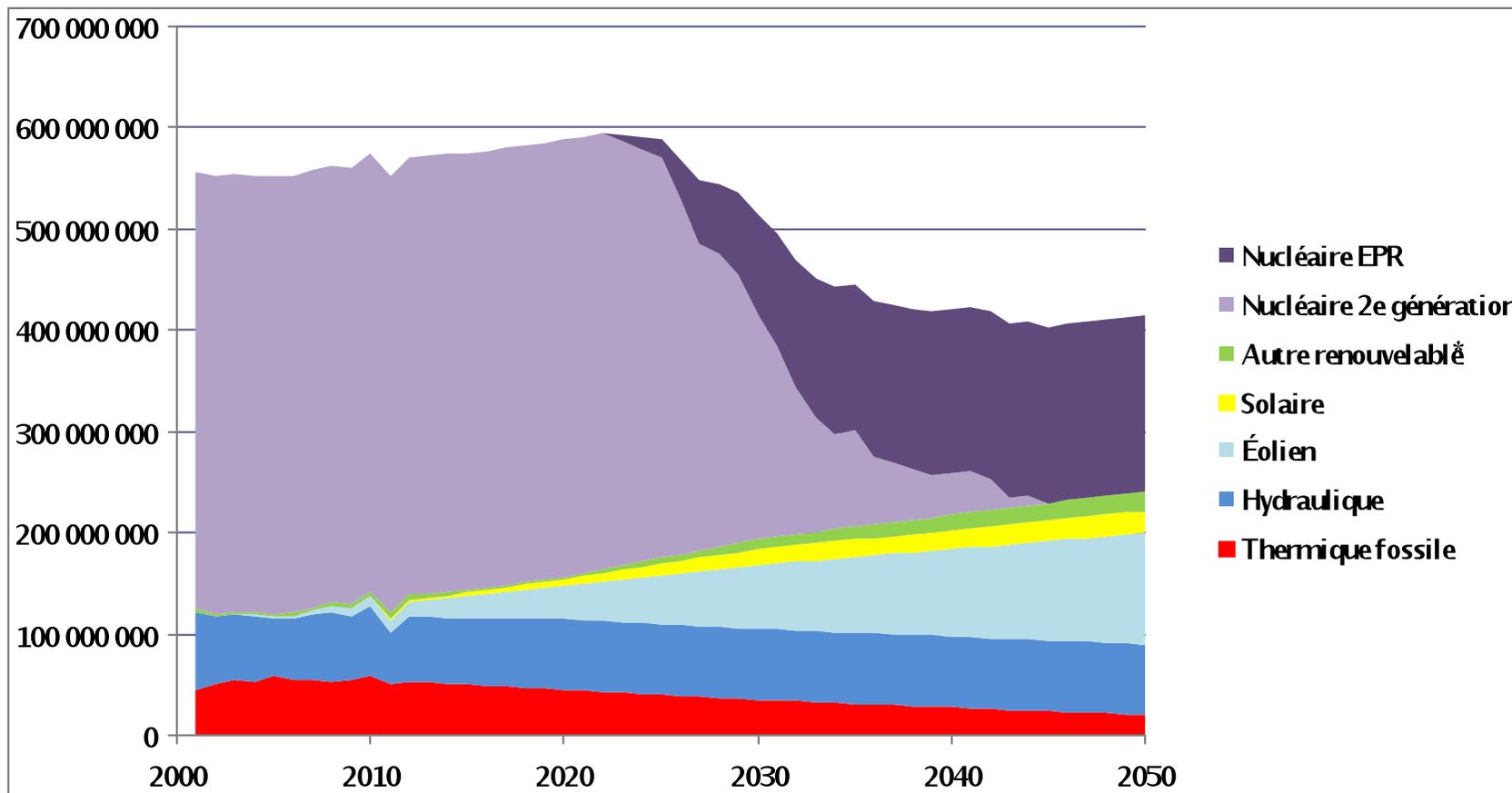
Sortie rapide du nucléaire par la limitation à quarante années de la durée de vie des réacteurs, accompagnée d'un programme très volontariste d'économies d'énergie et de développement des énergies renouvelables.



* : essentiellement de la biomasse

Le scénario « Intermédiaire »

Bouquet électrique mixte à moyen terme, s'appuyant sur un développement important des énergies renouvelables et le maintien d'une part limitée de nucléaire, les réacteurs de 2^{ème} génération étant remplacés, au bout de 45 à 50 ans d'exploitation, par un petit nombre d'EPR



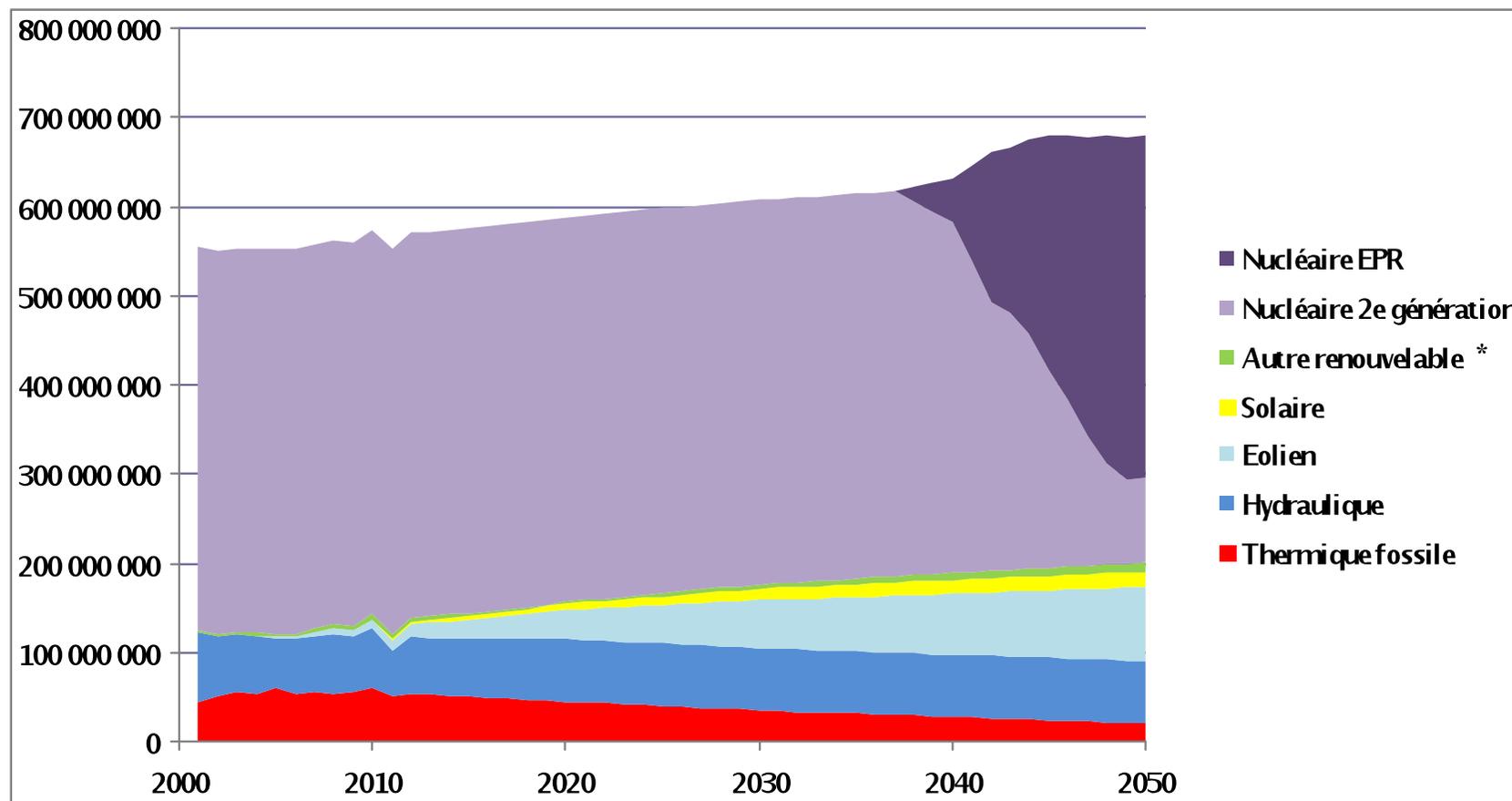
* : essentiellement de la biomasse

Unité : MWh. Graphique Sénat



Le scénario « nucléaire nouvelle génération »

Maintien de la part du nucléaire à moyen et long terme, fondé sur le remplacement des centrales actuelles par les technologies nucléaires de nouvelle génération (EPR, voire 4e génération)



* : essentiellement de la biomasse

Unité : MWh. Graphique Sénat 19



Peut-on faire payer le « coût réel » de l'électricité ?

Le souci légitime de la préservation du pouvoir d'achat

Comment augmenter en période de crise un prix considéré comme sensible ?

Dans certains pays, un prix élevé fondé sur des choix énergétiques clairs concrétisés par une fiscalité spécifique

La montée de la précarité énergétique

Un phénomène croissant

Au moins 3,8 millions de personnes concernées

Une réforme du dispositif indispensable pour obtenir l'acceptabilité sociale des hausses de tarifs

Un tarif de première nécessité (TPN) inadapté : peu de bénéficiaires au regard du nombre d'ayants droit
L'exclusivité des opérateurs historiques

Une condition : la relance de la politique d'économie d'énergie dans l'habitat (le crédit d'impôt développement durable et éco-PTZ)

La compétitivité des entreprises : une préoccupation constante

L'ARENH ou comment concilier compétitivité et cadre communautaire contraint

Les évolutions possibles de la CSPE



Comment financer les coûts du renforcement et de l'adaptation du réseau ?

L'ajustement indispensable du TURPE

**L'évolution du timbre de soutirage
Vers un développement de l'horosaisonnalité
et un aménagement du tarif pour les solutions
de stockage de l'énergie**

**Vers un timbre d'injection modulable
Faire varier géographiquement le timbre
d'injection pour inciter les producteurs à investir
dans certaines zones**



Linky : est-il suffisamment évolué pour être déployé sans délai ?

**Le processus de mise en place du compteur intelligent
35 millions de sites à équiper**

**Des divergences sur l'estimation du coût du projet
4,5 milliards d'euros pour ERDF contre 8 à 10 milliards pour la FNCCR**

**Le débat sur les fonctionnalités de Linky : un compteur qui
nécessitera l'achat d'un module complémentaire pour véritablement
permettre aux ménages de suivre leur consommation en temps réel.**



Insérer ces évolutions dans une nouvelle dynamique territoriale

Encourager l'autonomie énergétique

Promouvoir une logique de « consom'acteur » individuelle et collective



L'importance déterminante des initiatives locales

Un exemple nordique à suivre

L'exemple de la commune de Montdidier dans la Somme

Vers un nouveau modèle territorial des politiques de l'électricité ?

La centralisation de la gestion de l'électricité en France : un héritage de l'après-guerre, remis en cause

par les directives européennes

Des propositions pour aller plus loin dans le sens d'une réappropriation des politiques de l'électricité

par les acteurs locaux



**Un état des lieux
pour alimenter
le prochain débat
sur les questions
énergétiques**