Les cahiers de

GLOBAL CHANCE

AUTOUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Questions et débats d'actualité

N° 35 - juin 2014
ISSN 1270-377X

Global Chance

Association loi de 1901
sans but lucratif
(statuts sur simple demande)
5 avenue de Trivaux
92190 Meudon
contact@global-chance.org

Le Conseil d'Administration
de Global Chance
est composé de :

Edgar Blaustein
Trésorier de l'Association

Bernard Devin
Secrétaire de l'Association

Benjamin Dessus
Président de l'Association

Andreas Rüdinger

Bernard Laponche

Ce numéro
des Cahiers de Global Chance
est consultable sur le site
www.global-chance.org

Les cahiers de
Global Chance
N° 35
Juin 2013

Directeur de la publication :
Benjamin Dessus
Rédaction :
Benjamin Dessus
Maquette : Philippe Malisan
Imprimerie : Alliance

SOMMAIRE

Éditorial 3

La transition énergétique 5

Les chantiers de la transition 6
Michel Colombier (Iddri)

Dispositifs de financement alternatifs pour la rénovation énergétique du bâtiment 12
Adrien BULLIER, chargé de projet à la Commission européenne,
Christophe MILIN, économiste à l'ADEME

Précarité énergétique : le débat français à la lumière des exemples européens 24
Lucas Chancel (Iddri)

Le marché électrique européen face à la transition énergétique : apprendre du présent pour mieux préparer l'avenir 31
Andreas Rüdinger (Global Chance)

La transition énergétique est en marche aux États-Unis : zoom sur l'État de New York 39
Loïc Chappoz (Global Chance)

Questions nucléaires 43

La Conférence de citoyens sur la gestion des déchets nucléaires dans le cadre du projet Cigéo 44
M-A.Hermitte (CNRS et EHESS)

Dernière minute : l'ANDRA persiste et signe 52
Rédaction de Global Chance

Prolonger la vie du parc actuel : à quels coûts ? 54
Benjamin Dessus (Global chance)

Retour sur le méthane 63

Forçage radiatif et PRG du méthane dans le rapport AR5 du GIEC 64
Benjamin Dessus, Bernard Laponche

Les émissions de méthane en Europe : Évolution sectorielle depuis 1990, enjeux et coûts d'un programme concerté de réduction dans les différents secteurs économiques 75
Benjamin Dessus

La Documentation française : promotion commerciale et censure 81
Benjamin Dessus

Éditorial

La transition énergétique fait partie de ces nombreuses locutions, comme le développement durable ou la croissance verte qui rencontrent un jour un succès de communication, dont les média et la classe politique s'emparent d'autant plus aisément que leur définition reste floue.

Apparu pour la première fois dans un rapport officiel en France fin 2011 dans la synthèse du rapport « Énergie 2050 » de Jacques Percebois et Claude Mandil commandité par M. Besson, ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, fin 2011, le concept de transition énergétique avait pourtant été élaboré en Allemagne par l'association allemande Öko-Institut dès le début des années 80 comme un ensemble de propositions scientifiques, avec comme objectif l'abandon de la dépendance aux énergies fossiles et au nucléaire.

Cette notion impliquait donc le passage du système énergétique actuel utilisant des ressources non renouvelables à un mix énergétique basé sur des ressources renouvelables et donc le développement de solutions de remplacement des combustibles fossiles et des matières radioactives (uranium, plutonium) qui sont des ressources limitées et non renouvelables à l'échelle humaine. C'était une modification radicale de la politique énergétique, d'une politique orientée par l'offre d'énergie à une politique déterminée par la demande, et d'une production centralisée à une production décentralisée.

Mais dès son apparition en France c'est une autre définition que proposent Percebois et Mandil : *« La dépendance mondiale aux énergies carbonées pose la question de la soutenabilité, tant sur le plan environnemental que sur celui de l'approvisionnement en matières premières. Si les réserves mondiales d'énergies fossiles apparaissent abondantes au regard des besoins futurs, les conditions de leur accès sont incertaines La contrainte climatique devrait par ailleurs apparaître plus tôt que la contrainte géologique, incitant à* ***la transition énergétique*** », écrivent-ils.

En limitant l'objectif de la transition énergétique à la lutte contre l'effet de serre et en assimilant cette lutte à la seule réduction des émissions de CO_2, il devient possible de sauver le nucléaire, voire même d'en justifier le développement, au nom de cette transition. Ce tropisme national amènera d'ailleurs les auteurs du rapport « Énergie 2050 », malgré le choc créé par l'accident de Fukushima six mois plus tôt, à consacrer l'essentiel de leur travail à l'analyse de la place du nucléaire dans le mix énergétique futur et à recommander la poursuite de la politique développée par la France jusqu'à cette date.

Le « Débat national sur la transition énergétique » qui s'est déroulé sur une grande partie de l'année 2013 et dont les conclusions doivent servir de base à la future loi sur la transition énergétique n'a pas abordé la question du nucléaire comme un paramètre à part entière puisque le Président de la République avait fixé en amont de ce débat une règle (d'ailleurs peu explicite[1]) : l'exigence d'une réduction à 50 % en 2025 de la part de la production d'électricité nucléaire dans le mix électrique.

D'autre part, la question de l'effet de serre a connu en ce début d'année 2014 un regain d'attention du fait de la sortie des derniers rapports du GIEC. Son alarme concernant les perspectives de réchauffement climatique a été largement médiatisée. Par contre, le rapport concernant la responsabilité de chacun des gaz à effet de serre dans ce réchauffement est resté inaperçu. Il montre pourtant bien en particulier l'importance de la prise en compte du méthane dans la lutte contre le réchauffement puisque, à lui seul, il serait responsable de 32 % de

1 - L'imposition d'une part de 50 % sans préciser à quelle consommation d'électricité cette proportion s'applique permet en effet toutes les interprétations, comme l'a montré le président d'EDF en proposant le maintien du parc nucléaire à son niveau de production actuel (environ 400 TWh) en 2025, représentant 50 % d'une consommation d'électricité en forte hausse à cette même époque.

l'augmentation du forçage radiatif constaté depuis 1750 (derrière le CO_2, 56 %).

La loi sur la transition énergétique se prépare dans ce contexte, marqué de plus par une valse des ministres de l'environnement (quatre ministres en deux ans). Elle devait initialement être votée dès ce printemps et ne sera très probablement examinée par le Parlement qu'au premier trimestre 2015. On n'en connaît d'ailleurs toujours pas les grandes lignes.

Enfin le rapport final de la conférence de citoyens sur le projet CIGEO d'enfouissement des déchets nucléaires qui s'est conclue en début d'année comme le rapport final du débat public, ont tous deux souligné la nécessité d'une remise à plat des objectifs et du calendrier de ce projet dont l'urgence et la pertinence ont été gravement mis en cause.

Les deux prochains numéros des Cahiers de Global Chance se proposent d'approfondir l'ensemble de ces sujets. Dans le présent numéro, on trouvera en première partie une analyse des grands chantiers de la transition que les discussions du débat national ont permis de mettre en évidence et l'approfondissement de quelques-unes des questions soulevées (le financement de la rénovation thermique, le traitement de la précarité énergétique, le marché européen de l'électricité, etc.)

La seconde partie du numéro est consacrée à deux questions nucléaires d'actualité :

- Une analyse de la conférence de citoyens sur les déchets nucléaires et des réponses de l'Andra à ses conclusions.
- Une étude sur les conséquences économiques de la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel de 10 à 20 ans qui est proposée par EDF.

Dans la dernière partie de ce numéro, nous revenons sur la question du méthane dont nous avons déjà maintes fois souligné l'importance négligée dans la lutte contre le réchauffement climatique. Les nouveaux éléments apparus dans le dernier rapport du GIEC montrent en effet que la responsabilité du méthane dans le réchauffement est beaucoup plus importante que ne le pensent la plupart des décideurs. Global Chance plaide de nouveau avec vigueur pour la définition et la mise en route d'un programme prioritaire de réduction des émissions de méthane, en particulier en Europe.

La transition énergétique

Les chantiers de la transition

Michel Colombier (Iddri)

Curieusement, le gouvernement n'avait pas souhaité proposer et mettre en débat sa vision stratégique de la transition française, en amont du grand débat national lancé lors de la conférence environnementale de 2012. Le seul cadrage fourni, au-delà d'un discours d'intentions plutôt ambitieux quant aux résultats attendus mais peu articulé quant au cheminement envisagé, renvoie aux engagements internationaux de la France à l'horizon 2020 et à la proposition du candidat Hollande de réduire la part du nucléaire à 50 % d'ici 2025. On aurait pu imaginer aussi que le débat s'accompagne d'un exercice visant, comme au temps du Commissariat Général au Plan, à explorer collectivement les options portées par les différentes parties prenantes à ce débat, mais le temps imparti ne le permettait pas.

Difficile pourtant de mener une telle discussion sans une approche prospective articulée. Il ne s'agit plus, comme dans les années de crise pétrolière, d'envisager une évolution incrémentale : les objectifs environnementaux sont connus et imposent une approche normative de la question. L'horizon de 2050, auquel la science du climat et une vision réaliste de notre place dans le monde impose que nos émissions aient diminuées d'au moins 80 % et ne dépassent pas 1.5 tCO_2 par habitant pour le secteur de l'énergie, est à la fois proche et lointain : proche en ce sens qu'il impose une évolution radicale et un rythme de changement soutenu, lointain en ce sens que l'objectif n'est pas irréaliste mais qu'il est difficile de le penser sans support. La prospective permet de placer les éléments de solution dans une perspective temporelle, spatiale, et dans la cohérence d'un système énergétique complexe ; elle est essentielle pour inscrire cette transition dans une perspective plus large, puisque la transition ne se résume pas à une question environnementale : elle génère des espoirs, ou des craintes, sur le front économique et social, sur sa capacité à apporter des éléments de réponse à la précarité énergétique croissante, sur les opportunités et les responsabilités qu'elle amène dans l'escarcelle des collectivités territoriales, sur les perspectives de création d'emploi et de mise en risque de certaines filières professionnelles. La prospective articule des visions, offre un support à l'évaluation des risques, au repérage du rôle des acteurs (ménages, entreprises, collectivités…), à l'identification des politiques.

De nombreuses parties prenantes de ce débat avaient ainsi choisi de préparer et d'appuyer leur discours sur des exercices prospectifs : en tout, plus de 25 scénarios ou variantes ont été livrés au débat, portés par des acteurs très divers : entreprises du secteur de l'énergie, ONG, ADEME, recherche ; tous les exercices ne couvrent pas l'ensemble de la période, ni surtout l'ensemble du système énergétique : certains se focalisent sur le secteur électrique, beaucoup excluent certains services (transport international) et surtout le secteur agricole et forestier, dont les connexions avec l'énergie sont nombreuses. Tous les exercices ne reprennent pas l'objectif de réduction de la part du nucléaire, tous ne se donnent pas la même ambition de décarbonation à l'horizon 2050. Mais tous apportent une vision du problème et une forme de solution, une intelligence de la transition, et ce travail dans son ensemble a contribué à organiser, confronter, baliser et évaluer les discours.

S'il n'était pas possible, avec le temps et les moyens impartis au débat, de produire un travail original de scénarios, il est apparu utile de construire sur ces soumissions en tentant de repérer, au sein de la diversité des récits proposés, des constantes, des bifurcations, des choix technologiques, organisationnels ou sociétaux qui permettent de cartographier et de peser les grandes options structurantes des visions proposées[1]. Essayer d'organiser tous ces exercices autour de quelques trajectoires de référence, c'était tenter de répondre à un triple questionnement :

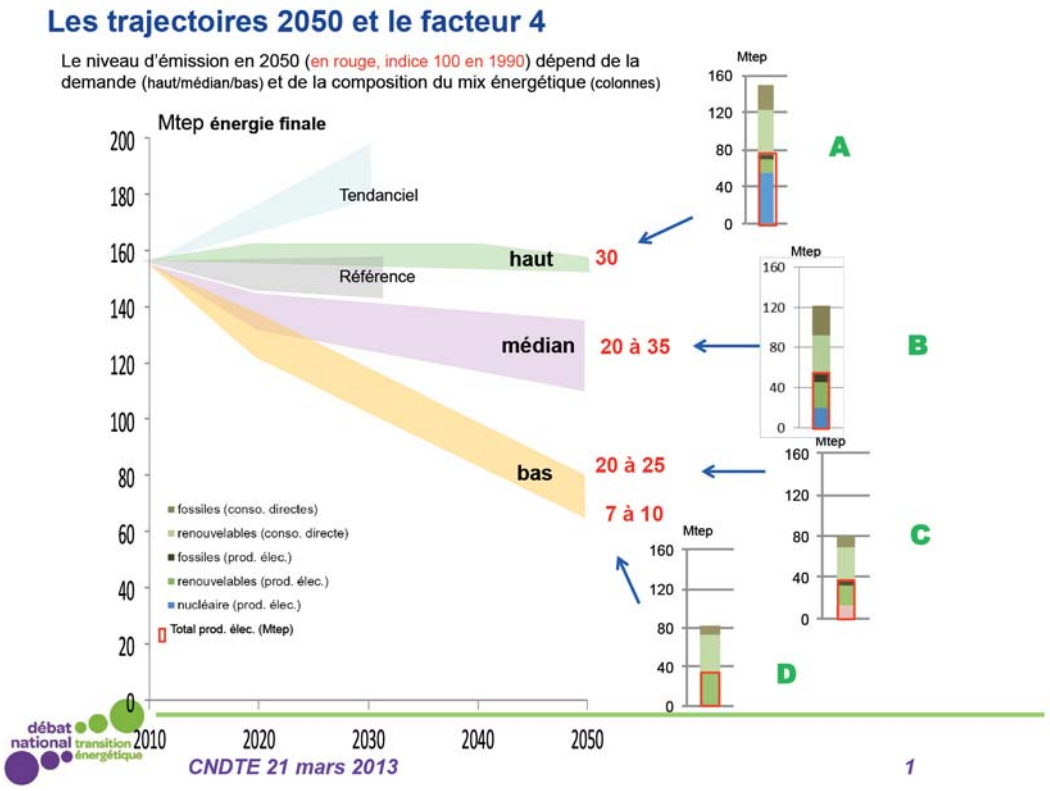
1. Existe-t-il, au-delà de la diversité (et des intérêts divergents) des auteurs de ces scénarios, des cohérences propres à chaque grande trajectoire qui se retrouvent dans plusieurs exercices, tout en étant suffisamment robustes pour légitimer une typologie ?
2. Quelles sont alors les divergences majeures qui permettent d'expliquer que la transition puisse prendre différentes formes ? Y a-t-il au contraire des constantes ou du moins des éléments communs entre plusieurs trajectoires ?
3. Quelles informations en tire-t-on pour construire l'action aujourd'hui ?

Nous avons finalement identifié quatre grandes trajectoires à l'horizon 2050 :

1. La première (A) structure ses choix autour de quatre grandes hypothèses : l'efficacité énergétique doit être encouragée « au fil de l'eau », mais des politiques volontaristes généreraient des dépenses trop importantes ou des contraintes inacceptables ; le nucléaire constitue un atout pour la transition : il doit donc être développé pour permettre à l'électricité de conquérir de nouveaux marchés (chauffage, transports) ; les technologies intermittentes (éolien, solaire) sont trop coûteuses et présentent un risque pour la sécurité des réseaux électriques, leur développement doit rester limité. La demande finale évolue peu, mais se reporte à près de 50 % sur l'électricité (environ 600 TWh) et requiert un investissement important dans de nouvelles capacités nucléaires et un complément fossile pour la pointe ; le recours à la biomasse est très important (35 Mtep, essentiellement sous forme de biocarburants pour satisfaire la demande du secteur transport) ; les énergies fossiles voient leur part dans le bilan fortement réduite, mais la demande reste élevée en valeur absolue et les émissions sont réduites à 30 % environ du niveau actuel.
2. La trajectoire (B) s'appuie sur la diversification des sources et le volontarisme technologique pour compenser une évolution de la demande à la baisse (-20 % environ), mais moins favorable à l'atteinte de l'objectif environnemental que les deux suivantes (C et D). En effet, les facteurs d'activités demeurent élevés, notamment dans les transports où la mobilité croit encore ce qui se traduit par une demande finale de 30 Mtep malgré une généralisation de véhicules 2 litres mais aussi dans le secteur résidentiel qui atteint encore 50 Mtep en fin de période, les gains des actions de rénovation étant en partie compensés par l'effet rebond sur le confort et les usages spécifiques. Malgré cette diversification, le parc électrique conserve une taille comparable à aujourd'hui, mais la production nucléaire se stabilise à 50 % du total, complétée par l'éolien et le solaire, tandis que le recours à la biomasse est limité (17 Mtep contre 12 aujourd'hui) essentiellement dans le secteur transport. Les fossiles apportent encore près de 40 Mtep en 2050, et le niveau final d'émission dépend fortement de la possibilité de recourir à la capture et séquestration du carbone sur la fin de la période : sans elle, les émissions atteignent encore plus du tiers de leur niveau de 1990.
3. La trajectoire (C) s'appuie sur la mobilisation systématique des potentiels d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables jugés techniquement et économiquement réalistes : la rénovation du bâti et un effort particulier sur l'électricité spécifique permet de réduire la demande du secteur résidentiel tertiaire à 35 Mtep. Les politiques encouragent aussi la sobriété notamment au niveau des transports (modes doux, transfert modal vers le transport collectif passagers, moindre croissance du fret, etc.) qui permettent de contenir la mobilité globale, de réduire légèrement l'usage des véhicules particuliers, et de limiter la demande finale du secteur à 20 Mtep en 2050. La demande totale en énergie finale est ainsi réduite de près de 50 %, l'électricité représente près de 40 % du bilan final mais la production chute à environ 400 TWh. Le recours à la biomasse est important (33 MTep environ) mais plus diversifié que dans la trajectoire (A). Il n'y a pas de contrainte initiale sur la question nucléaire,

1 - Voir le rapport du groupe d'expert « dossier technique, trajectoires et critères » sur le site du DNTE.

au-delà de l'objectif présidentiel qui est respecté. La contribution des énergies fossiles est limitée en volume par l'objectif d'émission final, qui se situe entre 20 % et 25 % du niveau initial (facteur 4 à 5). Les émissions totales dépendent fortement de la stratégie nucléaire qui, selon les variantes, peut représenter jusqu'à 25 % de la production d'électricité (100 TWh), les fossiles assurant essentiellement l'intermittence et la pointe (20 TWh).



La figure présente les quatre trajectoires de transition énergétique identifiées lors du débat, au travers de trois grandes caractéristiques :

Dans le repère graphique (en abscisses, le temps ; en ordonnées, la consommation d'énergie finale en millions de tep), on représente les trois corridors structurant l'évolution possible de la demande énergétique : niveau haut (quasi stabilisation) pour la trajectoire A ; légère décroissance (moins 10 à 20 %) pour B ; forte réduction (-40 à -50 %) pour C et D. Pour information, on représente également une évolution dite « tendancielle » (poursuite des évolutions passées) et une évolution « de référence » correspondant à l'exercice ENERDATA à horizon 2030, tenant compte des mesures actuelles.

À droite est représentée pour chaque trajectoire la part des différentes sources d'énergie dans la satisfaction de ces besoins finaux (équivalents à la consommation), en Mtep. En partie basse de chaque colonne, dans un cadre rouge, est représenté le mix électrique. Au dessus sont représentées les sources d'énergie satisfaisant les besoins de chaleur et de mobilité (hors électricité).

En rouge est indiquée pour chaque trajectoire la « performance » atteinte en 2050 en matière d'émissions de CO_2 d'origine énergétique, pour un indice 100 en 1990. La fourchette correspond à la dispersion de cette valeur entre différents scénarios possibles pour une même trajectoire (en particulier, pour la trajectoire médiane où la dispersion est grande, en fonction de la mobilisation ou pas de la technologie de capture et séquestration).

4. À l'opposé de (A), la trajectoire (D) se construit autour de la volonté d'abandonner simultanément le recours aux fossiles et au nucléaire et de proposer à terme un système énergétique 100 % renouvelable. Elle s'inscrit dans une vision plus large de transition écologique, qui s'appuie sur un développement de l'économie circulaire (industrie, agriculture) et fait de la sobriété un enjeu de politique publique : au-delà de l'efficacité énergétique, les modes de consommation et leurs drivers (forme des villes, nature de l'habitat, localisation des activités, usages) sont mis à contribution pour permettre une réduction de plus de 50 % de la demande finale d'énergie. C'est cette réduction drastique qui permet d'envisager un recours quasi exclusif aux énergies renouvelables (75 Mtep), avec une contribution massive de la biomasse (40 MTep) au niveau local (notamment dans les réseaux de chaleur) mais aussi national (carburants), à l'origine plus diversifiée. La part de l'électricité augmente fortement, mais la taille du système électrique est réduite d'un tiers environ (350 TWh). Le recours au stockage (gravitaire, véhicules, méthanation), au pilotage de la demande et à la biomasse doit compenser l'abandon des fossiles pour équilibrer le système électrique.

Ce travail a permis d'apporter quelques éléments de clarification sur certains points de controverse majeure en entrée du débat, mais aussi de révéler des questions importantes qui n'avaient pas nécessairement été repérées et qui sont encore restées peu explorées à ce jour :

1. **Demande énergétique et nucléaire :** la première conclusion que l'on peut tirer de ce qui précède, c'est qu'une réduction forte de la demande énergétique est un attendu incontournable de la transition, et ce indépendamment de la place que l'on souhaite accorder au nucléaire. Sur la base des scénarios proposés, seules les trajectoires s'appuyant sur ce levier permettent d'atteindre l'objectif final, compte tenu des contraintes qui pèsent sur les autres secteurs (agriculture notamment) en matière de réduction des émissions. À l'inverse, les trajectoires à forte demande conservent un fort appétit en énergies fossiles, malgré un recours déjà considérable aux renouvelables, et ce même lorsque le parc nucléaire est développé et l'électrification de la demande finale accrue. Ceci s'explique à la fois par le besoin de compléter le nucléaire pour la demande d'électricité, et de répondre aux autres besoins sectoriels que l'électricité et la biomasse ne peuvent pas couvrir en totalité. Seul un recours à la capture/séquestration (et, dans le secteur des transports, à l'hydrogène) permettrait alors de contenir les émissions. Mais les deux propositions ne sont pas symétriques du point de vue de la décision publique : la réduction de la demande soulève des controverses et des incertitudes, mais celles-ci peuvent être explorées aujourd'hui, par une démarche proactive d'action publique et d'évaluation : il est par exemple tout à fait intéressant de constater que les différences assez importantes de demande finale en chauffage (environ 15 Mtep) entre les trajectoires (B) et (C) ne tiennent pas tant à la nature technique des actions à engager en matière de rénovation du parc bâti qu'aux hypothèses qui sont faites quant à leur rythme de déploiement (nombre de logements par an) et à l'ampleur de l'effet rebond, mieux contrôlé dans les trajectoires C par une taxe carbone plus élevée (40 € en 2030 pour (B) contre 80 € pour (C) et 120 € en suède aujourd'hui). Inversement, la capture/séquestration soulève des questions complexes de faisabilité, de coût et de risque, mais qui ne peuvent être levées aujourd'hui et échanger l'une contre l'autre relève, à ce stade, du pari quant à la disponibilité future de cette solution.

2. **Sobriété, décroissance, désindustrialisation et modes de vie :** dès le début du débat, la controverse a été vive entre ceux qui proposent de faire de la sobriété un levier explicite de l'action publique et ceux qui refusent de contraindre les modes de vie et de parier sur la désindustrialisation du pays. De fait, rien dans les trajectoires proposées ne vient vraiment justifier un tel débat. Pour ceux qui s'y réfèrent, les taux de croissance envisagés dans les différents scénarios sont très proches. En réalité et vu le mode de réalisation de ces exercices, la référence à la croissance est assez rhétorique et il est plus parlant de regarder les niveaux d'activité par secteur. Les niveaux de production industrielle sont eux aussi très comparables, tandis que des divergences plus importantes peuvent être repérées pour les secteurs du bâtiment et des transports. Dans le bâtiment, certains scénarios explicitent des retours de tendance sur la décohabitation et la taille des ménages, ou le taux de logements individuels, mais étant donné l'inertie du secteur, l'effet réel en 2050 apparaît négligeable. Plus significatives sont les divergences sur les surfaces tertiaire, le volume de fret et la mobilité personnelle : dans les trois cas, les évolutions envisagées opposent une poursuite des tendances des deux dernières décennies (et donc une augmentation de 30 à 50 % de ces indicateurs d'ici 2050 ce qui, paradoxalement, correspond à

un véritable changement des modes de vie) contre un progressif plafonnement rendu possible par un meilleur contrôle du développement urbain, un cadre fiscal incitatif, une évolution de l'organisation du travail, des services et de la logistique (plafonnement cachant, par contre, une importante évolution structurelle). Comme l'ont montré par ailleurs les débats territoriaux, il s'agit là d'un véritable enjeu politique qui dépasse de loin la question énergétique et qui met les collectivités locales au cœur de la transition. Plus marginales peut-être mais emblématiques sont les mesures parfois proposées visant à limiter les consommations « abusives », comme l'éclairage des bureaux la nuit ou les écrans publicitaires ; nos sociétés ne s'en remettent pas systématiquement au marché et jugent parfois utile de produire des normes, controversées, visant à encadrer certains comportements afin de limiter les risques (normes industrielles, limitations de vitesse, tabac, etc.). La question, dans le cadre d'un débat, apparaît légitime.

3. **Le coût de l'efficacité énergétique :** des appréciations très divergentes des coûts de l'efficacité énergétique ont été mis en évidence dès le début du débat, et expliquent notamment le recours plus ou moins important à ce levier dans les stratégies déployées, notamment entre la trajectoire (A) et les autres. L'explicitation des hypothèses de travail a permis de comprendre que l'essentiel de cette divergence tenait à deux facteurs : le taux d'actualisation utilisé et le référentiel retenu pour la mise en œuvre des actions. Les deux questions n'impactent pas seulement les exercices de prospective, mais ont des conséquences majeures sur la conception des politiques publiques. La question du taux d'actualisation est classique et renvoie à l'écart béant entre le taux implicite constaté chez les agents décentralisés (ménages, PME, etc.) et les taux à l'œuvre pour les investissements de production. Cette différence, bien réelle, révèle aussi l'inefficacité du mode d'allocation des ressources entre producteur et consommateur si rien n'est fait pour le corriger : dans une vision normative, il est donc utile de comparer les options avec un taux unique, puis de s'interroger sur les dispositifs d'accompagnement (financiers, à l'image du tiers financement et du partage des risques, technique pour le montage des projets et l'aide à la décision) qui peuvent permettre de corriger cette asymétrie : c'est notamment tout l'enjeu du débat sur le financement de la rénovation thermique, où les instruments habituels (subventions, prêts partiels, crédits d'impôts) se révèlent inopérants et coûteux. Par ailleurs, il est important de s'accorder sur le contexte de l'investissement en efficacité énergétique : les coûts les plus élevés correspondent en effet à une évaluation en coût complet, qui signifie que l'on engage des travaux d'isolation, ou que l'on change d'auto ou de réfrigérateur pour faire des économies ; on peut au contraire se placer en situation d'alternative d'investissement : dois-je refaire mes façades à l'identique, ou profiter des travaux pour les isoler ? quelle auto, quel frigo choisir lors de l'achat ? Bien évidemment, cette seconde approche minimise le coût. Très concrètement, elle signifie qu'il faut privilégier les actions opportunistes et en particulier, dans le cas de la rénovation, inscrire l'amélioration thermique dans le calendrier de maintenance des immeubles. À l'inverse, cela plaide pour une forme de systématisation de la contrainte thermique dans les cahiers des charges de travaux (objectif de performance), ou de renouvellement des équipements (normes, en particulier pour les équipements électriques).

4. **Place de l'électricité, rôle des autres vecteurs, espaces de la transition :** la transition est souvent associée à l'idée d'accorder une part croissante à l'électricité dans la consommation finale, ce que confirment l'ensemble des trajectoires représentées ici. Mais il serait dommageable d'oublier le rôle important de diversification des sources que jouent dans deux trajectoires au moins (C et D) les réseaux de chaleur qui permettent maintenant de valoriser des sources à basse température (rejets urbains ou industriels) ; surtout, alors que le sujet est peu abordé, trois des quatre trajectoires (B, C et D) accordent un intérêt tout particulier au méthane et font le pari que celui-ci pourra progressivement devenir un vecteur par l'injection de biogaz et, à plus long terme, de gaz synthétique. À l'autre bout de la chaîne, la logique de la transition veut que la consommation de gaz dans le secteur du bâtiment diminue très fortement, même s'il restera (surtout s'il est neutre en carbone) une solution adaptée à bien des situations de l'habitat existant. Mais le capital que constitue le réseau national de distribution peut également permettre d'offrir le gaz comme solution transport avec un maillage fin à moindre coût, et proposer une alternative crédible pour les véhicules particuliers hybrides, ou le transport routier. On voit alors que l'enjeu de la transition peut être de développer et d'hybrider ces

trois vecteurs, puisque la valorisation des basses températures s'appuie sur la pompe à chaleur, et que la fabrication de méthane de synthèse pourrait être un moyen de stocker la production électrique excédentaire dans une transition progressive et peut-être plus réaliste que l'hydrogène. Envisager la transition ainsi, c'est également réaffirmer l'importance du territoire, des réseaux et des entreprises dans cette « écologie énergétique » locale, pour mettre en adéquation les opportunités de demande, d'offre et de transformation : c'est un enjeu de développement local auquel les collectivités territoriales sont très attentives.

5. **Place du nucléaire, développement des renouvelables, coût de la transition :** Si l'électricité est appelée à tenir une place croissante dans le bilan, les 4 trajectoires se distinguent par contre par un volume très contrasté de consommation (facteur 2 entre (A) et (D). Cet effet volume entraîne bien évidemment des conséquences différentes sur le parc nucléaire et sa prolongation éventuelle. Si l'on regarde de plus près les trajectoire (B) et (C) qui ont polarisé le débat en fin d'hiver, on constate des choses surprenantes : la réduction de la puissance installée à l'horizon 2030 varie de 20 à 30 tranches en maintenant le taux d'exportation actuel (– 140 TWh dans la trajectoire (B) à – 200 TWh dans la trajectoire (C). Inversement, le programme d'investissement à réaliser sur l'éolien et le photovoltaïque est sensiblement identique entre (B) et (C) jusqu'en 2030, ce qui peut paraître paradoxal quand on sait à quel point ces deux stratégies ont été opposées l'une à l'autre sur ce point au cours du débat. Toujours à 2030, le coût de production du kWh est identique, tandis que le coût total du système électrique (amortissement et coûts d'exploitation) est 30 % plus élevé dans (B). Pour le système énergétique au complet (incluant les investissements pour la maîtrise de la demande), le coût annuel d'investissement à 2030 est estimé à 45 milliards d'euros pour (B) contre 50 pour (C), à comparer à un gain annuel sur la facture pétrolière de 85 milliards d'euros (B) et 100 milliards (C). Ce qui est remarquable aussi, et ouvre la discussion sur la redistribution dans l'espace, et entre catégories d'acteurs, des dépenses et des gains liés à la transition, est la répartition sectorielle des investissements. La seule production d'électricité représente la moitié de l'investissement total dans (A) et (B), contre le tiers seulement pour (C) et (D), où les investissements dans le bâtiment, les réseaux de gaz et de chaleur et la biomasse représentent 60 % du total. Au bout du compte, chaque trajectoire induit des gains économiques supérieurs aux investissements annuels requis sur l'ensemble de la période, les gains les plus élevés, investissement déduit, étant assurés par les trajectoires de faible demande (C) et (D)[2]. Ce sont également les trajectoires les plus résilientes économiquement face aux incertitudes et en particulier face aux aléas sur le prix des fossiles (à la hausse comme à la baisse).

Toutes ces questions ont été abordées dans le débat, mais sont finalement assez mal reflétées dans ce qu'il en est sorti et dans les échanges autour de la préparation du projet de loi. Cette représentation ne permet pas non plus, loin s'en faut, de discuter tous les éléments de controverse sur l'équilibre du système électrique, ou les impacts macroéconomiques de la transition, même s'ils permettent de formuler quelques intuitions. Certains points semblent relativement robustes pour engager l'action (soit qu'ils opposent clairement deux trajectoires, soit qu'au contraire ils semblent acquis quel que soit l'orientation prise), d'autres sont loin d'être tranchés : mais c'est aussi le rôle d'une loi sur la transition de lancer des dynamiques exploratoires, de tester les outils, d'assurer une évaluation pluraliste des politiques menées. Nous allons, dans ce numéro et le suivant, approfondir quelques dossiers essentiels de la transition énergétique française, et apporter un éclairage plus sectoriel aux questions soulevées ici.

2 - Voir à ce sujet le rapport du groupe de travail 4 du DNTE.

Dispositifs de financement alternatifs pour la rénovation énergétique du bâtiment

Adrien BULLIER, chargé de projet à la Commission européenne*
Christophe MILIN, économiste à l'ADEME5

** Les auteurs sont seuls responsables du contenu de cette publication, qui ne reflète pas nécessairement l'opinion de la Commission Européenne et de l'ADEME. Les auteurs ne sont pas responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.*

1 - Introduction

La rénovation des bâtiments existants représente un des plus grands gisements d'économies d'énergie en France et en Europe. L'atteinte de l'objectif ambitieux de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 nécessite d'augmenter fortement le taux de rénovation annuel du parc existant et de viser des économies d'énergie beaucoup plus grandes sur chaque bâtiment afin d'éviter l'effet de verrouillage[1] et de coller au cycle de rénovation des bâtiments qui est typiquement de 25 à 30 ans. Il s'agit donc de lancer un programme massif de rénovation à basse consommation ou s'en approchant. Si l'exploitation de ce gisement suppose une généralisation des technologies et des méthodes de travail performantes, elle ne requiert pas de rupture technologique[2].

L'accès au financement est par contre un des obstacles majeurs pour les propriétaires de bâtiments. Dans le contexte actuel, la massification souhaitée des rénovations énergétiques à basse consommation peut difficilement s'envisager dans un cadre d'intervention publique limitée aux seules aides et subventions. En parallèle, le secteur financier (qui, pour donner un ordre de grandeur, gère en Europe plus de 12 G€ d'investissement responsable) s'intéresse de plus en plus à la rénovation des bâtiments mais se plaint de l'absence de projets correspondant à ses exigences[3]. Des mécanismes de financement alternatifs sont donc nécessaires pour répondre aux objectifs des politiques publiques et aux attentes des capitaux privés. Nous présentons un panorama rapide de ces mécanismes.

2 - Les dispositifs de prêts bonifiés : l'exemple de la KfW

Dans un dispositif de prêt bonifié, une subvention directe ou indirecte est accordée à la banque pour abaisser le taux d'intérêt auxquels celle-ci accorde des prêts.

Un dispositif allemand subventionne ainsi depuis de nombreuses années, au travers de la banque publique allemande KfW, des prêts visant la rénovation énergétique de logements. En premier lieu, la KfW bénéficie d'une notation AAA et de la garantie de l'État fédéral, ce qui lui permet d'emprunter à taux bas sur les marchés de capitaux. En complément, la KfW reçoit une subvention de l'État fédéral ce qui lui permet de prêter à taux très bas aux banques commerciales allemandes, qui en retour, proposent aux particuliers des taux largement en dessous des taux du marché, de l'ordre de 1 à 2 % sur des durées allant de 10 à 30 ans. Le taux et la durée du prêt sont d'autant plus attrayants que le projet est énergétiquement ambitieux, mais des prêts existent également pour des mesures ponctuelles. La KfW accorde par ailleurs des subventions pour couvrir les coûts d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre

1 - La mise en œuvre des mesures les plus rentables (chauffage, régulation) dans un premier temps grève la rentabilité des mesures les moins rentables (isolation des façades) dans un deuxième temps, voire les rend impossibles à financer alors qu'une intervention combinée aurait un temps de retour plus acceptable.

2 - Notre hypothèse est qu'un mécanisme de financement viable est un prérequis pour lever les autres obstacles qui doivent être abordés en parallèle, comme l'accompagnement des propriétaires ou la formation des professionnels.

3 - Cf. le premier rapport du Energy Efficiency Financing Institutions Group, dédié à la rénovation des bâtiments : EEFIG (2014) "Energy Efficiency – the first fuel for the EU Economy. How to drive new finance for energy efficiency investments."

(50 % des coûts, plafonné à 4000 €), et certains coûts d'investissement (plafonné à 15000 €). En 2011, 133000 maisons ont obtenu un prêt et 48000 ont obtenu une subvention (pour des montants totaux de respectivement 2,8 G€ et 51,50 M€). Les projets ont inclu des mesures d'isolation du bâti dans 80 % des cas. Selon les chiffres de la KfW, en comptant les dépenses liées, cela correspond à un investissement total de 3,9 G€, à la création (ou au maintien) de 52000 emplois et à la création de 1,3 G€ des revenus fiscaux supplémentaires.

Les prêts bonifiés visent à rendre l'investissement plus attrayant pour le propriétaire mais leur impact est naturellement limité aux seuls propriétaires en mesure de s'endetter. Pour ceux qui ne veulent ou ne peuvent pas augmenter leur endettement, des solutions basées sur l'investissement par un tiers peuvent être mieux adaptées.

3 - Les contrats de performance énergétique

Le Contrat de Performance Énergétique (CPE) est un contrat intégré dans lequel une entreprise de services énergétiques (ESCO) conçoit et met en œuvre des mesures d'efficacité énergétique et garantit les économies d'énergie sur la durée du contrat. Les économies d'énergie servent à rembourser tout ou partie des coûts d'investissement initiaux. Deux types de CPE doivent être distingués :

- le modèle d'« économies garanties », où l'ESCO garantit les économies d'énergie mais où c'est le propriétaire du bâtiment qui assume l'investissement, le plus souvent parce qu'il a accès à des conditions de financement plus favorables que celles de l'ESCO. Dans ce cas, le CPE peut faciliter la décision d'investissement et la sécurisation du financement par un tiers (le plus souvent une banque).
- le modèle de tiers-investissement, où l'ESCO garantit les économies et porte l'investissement pour le compte du propriétaire. Ce faisant, l'ESCO acquiert un droit sur les économies d'énergie futures mais prend aussi le risque de non atteinte de la performance attendue[4].

Le CPE est souvent présenté comme l'un des instruments les plus à même de financer la rénovation énergétique des bâtiments. Outre le fait qu'il ne s'agit pas stricto sensu d'une solution de financement, puisqu'une large part des CPE existants sont financés par le propriétaire, ce type de contrat n'est que très rarement utilisé pour financer des rénovations énergétiques ambitieuses.

En effet, les CPE se sont historiquement développés comme des contrats à court terme, axés sur la régulation de l'énergie et l'éclairage et, dans une moindre mesure, sur les systèmes de CVC (chauffage, ventilation et climatisation) et générant peu d'économies d'énergie. Les acteurs majeurs de ce marché sont des vendeurs de matériel qui préfinancent ce type de contrats parce que le retour sur investissement est rapide et qu'ils vendent principalement leurs produits, avec peu de risque technique. Or la rénovation ambitieuse nécessite des investissements sur l'enveloppe du bâtiment avec un temps de retour très long, ce qui ne cadre pas avec les modèles techniques et financiers des acteurs historiques du marché. De nouveaux acteurs, tels que les entreprises de construction ou les fournisseurs d'énergie s'intéressent au marché de la rénovation globale mais leur offre est encore peu aboutie.

Malgré les défauts décrits ci-dessus, un certain nombre de solutions peuvent être mises en œuvre pour accroître l'impact du CPE et son utilisation pour la rénovation ambitieuse.

3.1 - Faciliter la mise en œuvre des CPE

Le marché du CPE est tiré principalement par le secteur public qui manque de compétences pour définir et négocier ce type de contrat complexe (« Il n'y a pas de bon contrat sans bon client »). Afin de structurer la demande de CPE dans le secteur public, l'existence de catalyseurs de marché, jouant le rôle de médiateurs entre les sociétés de services énergétiques et leurs clients, a été signalée comme un élément essentiel pour le développement du secteur des services énergétiques, au point que le principe a été adopté dans la nouvelle Directive Européenne sur l'efficacité énergétique et est en cours de diffusion dans plusieurs villes européennes[5].

À titre d'exemple, l'Agence de l'énergie de Berlin (Berliner Energieagentur ou BEA) apporte depuis 1996 aux maîtres d'ouvrages publics du Land de Berlin une assistance technique dans le lancement d'appels d'offres groupés pour la signature de CPE. La BEA gère l'ensemble du projet, jusqu'à la signature du CPE, les coûts de dévelop-

4 - L'ESCO a généralement elle-même recours à l'emprunt bancaire pour financer l'investissement. Une fois les travaux réalisés, l'ESCO transférera le plus souvent ses droits sur les économies d'énergie à la banque afin de sortir la dette de son bilan et retrouver une capacité d'emprunt, c'est ce qu'on appelle la cession de créance.

5 - Voir projet EESI2020 : http://eesi2020.eu/.

pement de projet étant couverts à 50 % par le Land de Berlin. Elle intervient sur des pools de 4 à 400 bâtiments selon le type de construction et l'ampleur des économies réalisables. En moyenne un pool regroupe une vingtaine de bâtiments représentant une facture énergétique annuelle de 1,80 M€, un gisement suffisant pour intéresser une ESCO. Un contrat dure généralement de 8 à 12 ans, avec une moyenne d'économies d'énergie garanties après rénovation d'environ 26 %, allant jusqu'à 35 % pour les interventions les plus complètes[6]. Compte tenu de la durée des contrats, les interventions ne comprennent généralement pas le remplacement de fenêtres ou l'isolation des murs et restent concentrées jusqu'à présent sur les systèmes de chauffage et la sensibilisation des utilisateurs.

Le succès de l'expérience de Berlin est la conséquence d'un mix de conditions favorables, mais surtout le résultat d'un soutien politique local. Le grand nombre de projets municipaux a un puissant effet de démonstration et de démultiplicateur d'actions sur les autres secteurs, en particulier sur le secteur des bâtiments commerciaux.

3.2 - Agréger plusieurs projets sous un même CPE

Il est plus complexe de définir un CPE sur une rénovation basse consommation que sur de l'éclairage ou des systèmes de chauffage ou ventilation. Dans de nombreux cas, l'information sur la structure du bâtiment est lacunaire ou inexistante, ce qui conduit à multiplier les diagnostics préliminaires et ajoute de la complexité dans la définition des mesures exactes à mettre en œuvre par l'ESCO. Compte tenu du caractère encore innovant du CPE et de l'engagement de performance pris par l'ESCO, le niveau de détails requis pour finaliser le contrat est important et les coûts de transaction associés à ce type de contrat sont le plus souvent élevés, surtout si la nature du maître d'ouvrage requiert de passer en procédure de marchés publics.

Ces coûts de transaction élevés peuvent être compensés en agrégeant plusieurs bâtiments pour augmenter la taille des contrats. Cette agrégation peut se faire selon deux approches différentes et éventuellement complémentaires :

- En regroupant plusieurs bâtiments d'un même propriétaire : c'est par exemple le cas des deux CPE qui ont été signés en 2009 et 2010 par les régions Alsace et Centre pour la rénovation de leurs lycées, pour des montants supérieurs à 30 M€.
- En regroupant plusieurs bâtiments de propriétaires différents : c'est par exemple l'objectif des projets engagés par les provinces de Milan ou Chieti en Italie. Cependant, les collectivités étant réticentes à signer un contrat où elles sont solidairement responsables d'autres collectivités, il s'agit généralement d'une passation de marché commune pour un ensemble de municipalités, puis de contrats individuels.

Outre le fait que l'agrégation de bâtiments sous un même contrat permet d'atteindre une taille critique susceptible de justifier des coûts de transaction élevés, elle permet à l'ESCO d'atténuer son risque en raisonnant globalement (une sous-performance sur un bâtiment pourra être compensée par de meilleurs résultats sur les autres bâtiments, de sorte que les objectifs contractuels globaux sont respectés). L'agrégation permet en outre à l'ESCO de créer une société de projet qui mobilisera des capitaux propres de l'ESCO mais aussi d'autres investisseurs et qui empruntera la plus grande partie de l'investissement auprès de banques. Cette dette sera remboursée directement par les flux de trésorerie du projet (en particulier les flux d'économies d'énergie garanties).[7]

3.3 - Traiter les obstacles juridiques autour du CPE

Enfin, certains obstacles juridiques pourraient être considérés en vue de développer le marché du CPE. Notamment, afin de dépasser la dichotomie locataire/propriétaire (les économies d'énergie réduisent les charges du locataire mais ne bénéficient pas au propriétaire directement), un statut spécifique pourrait être créé pour le CPE dans les charges récupérables du logement, afin de raisonner à charges globales constantes, comme cela a été fait avec un certain succès aux Pays-Bas. Un système de « Loyer Chaud » (comme cela existe en Suède) pourrait également être envisagé afin d'inclure les charges énergétiques dans le loyer, et permettre au propriétaire de récupérer certains bénéfices lorsqu'il investit dans l'amélioration énergétique.

La réglementation pourrait être adaptée afin d'assurer une équité d'accès aux aides publiques et aux incitations fiscales entre une opération conduite en direct par le propriétaire et une opération réalisée par le biais d'une

6 - Geissler M. (2012) "Climate Protection and Cost Savings through Energy Performance Contracting", présentation au WEC Energy Trilemma Summit, 6 novembre 2012,

7 - C'est par exemple le cas du CPE signé sur les Lycées de la région Alsace où un SPV, Ecolya, a été créé par Cofely (candidat retenu) avec du capital additionnel de la Caisse des Dépôts et Consignations et de FIDEPP, une filiale de la banque privée BPCE. Toutes les opérations sont sous-traitées par Ecolya à Cofely.

ESCO, par exemple en permettant la transférabilité des aides à une ESCO si le propriétaire du bâtiment est lui-même admissible à la subvention, comme c'est le cas en Lettonie. Une solution alternative pourrait être de subventionner l'ESCO directement, comme c'est le cas dans le programme « 2000 ESCO » en Espagne. Il existe cependant une forte réticence dans la plupart des États Membres à subventionner directement une ESCO privée, car cela est vu comme un subventionnement de profits privés, bien que cette critique s'applique à la plupart des dispositifs de subvention.

4 - Déconnecter la dette du propriétaire du bâtiment

Plusieurs dispositifs de financement récents sont basés sur une intervention publique plus forte que dans le modèle simple du CPE, bien qu'ils puissent s'appuyer ou être combinés avec le CPE.

Certains dispositifs mis en place au niveau local ou national visent à proposer des prêts dont les remboursements sont perçus au travers de canaux qui permettent de rattacher la créance, non pas au propriétaire, mais au bâtiment lui-même. Ceci réduit le risque de défaut de paiement et permet d'entreprendre des investissements même sur un bien qui risque d'être revendu avant que l'investissement ne soit remboursé, car la « dette » pourra être transférée au propriétaire suivant. Sur les marchés présentant un fort taux de mutations, tels que l'immobilier de bureaux ou les marchés du logement en zones tendues, cette approche peut être efficace pour surmonter l'aversion des acteurs pour les investissements de long terme.

4.1 - Financement public collecté via les taxes sur les bâtiments

Aux États-Unis, le dispositif PACE (Property Assessed Clean Energy) est basé sur un financement fourni par la collectivité locale aux propriétaires qui souhaitent améliorer la performance énergétique de leur domicile. Le remboursement de l'investissement, qui peut inclure des taux d'intérêt, se fait au travers des taxes locales, qui sont attachées au bâtiment et non au propriétaire lui-même. Si le bâtiment est vendu, le remboursement de ce « prêt » a priorité sur toute autre créance, en tant que dette due aux autorités publiques.

31 États américains ont autorisé la mise en place de programmes PACE entre 2008 et 2011[8] et des dispositifs similaires existent en Australie. Les collectivités financent généralement ces investissements par l'émission d'obligations, qui est une pratique plus courante qu'en Europe. Les programmes PACE résidentiels ont été bloqués un temps par une décision de l'autorité fédérale de financement du logement qui refusait de refinancer les crédits hypothécaires sur lesquels un prêt PACE avait été contracté, argumentant que les prêts PACE étaient plus basés sur le collatéral (la valeur du logement) que sur la capacité de remboursement du ménage (résultant des économies d'énergie). Suite à la décision de l'État de Californie de créer un fonds de garantie qui résout le problème du collatéral, le PACE résidentiel redémarre depuis 2013.

Entre 2008 et 2013, les programmes PACE ont prouvé leur efficacité pour stimuler les investissements, avec plus de 200 m$ investis ; si les investissements sont rarement liés à de la rénovation ambitieuse, cela reflète plus l'état du marché américain de la rénovation énergétique qu'une impossibilité de le faire. Il est à noter que dans ces schémas, la dette est imputée au bilan de la collectivité locale, ce qui peut poser un problème de transférabilité du modèle dans le contexte européen actuel.

4.2 - Financement via la facture énergétique : le Green Deal au Royaume-Uni

Le financement via la facture d'énergie est un mécanisme dans lequel les fournisseurs d'énergie collectent le remboursement d'un prêt à travers la facture énergétique (le prêt étant souvent accordé par le fournisseur d'énergie lui-même à son client). Ce dispositif met à profit la relation commerciale existante pour faciliter l'accès au financement pour des investissements énergétiques.

Il a été largement développé aux États-Unis depuis les années 1980, mais cible en priorité les mesures d'économies d'énergie les plus rentables (systèmes de CVC, régulation) avec des taux d'intérêt généralement élevés, entre 7 et 15 % 13, ce qui réduit considérablement la rentabilité des investissements et le niveau d'économies atteignables via le dispositif.

8 - Palmer K., Walls M., Gerarden T. (2012) "Borrowing to Save Energy. An Assessment of Energy-Efficiency Financing Programs", Resources for the Future.

Au Royaume-Uni, le Green Deal a été lancé en janvier 2013. Il peut être résumé à « un dispositif de prêt attaché au bâtiment et non au propriétaire, d'une durée pouvant aller jusqu'à 25 ans, qui permet de financer des améliorations énergétiques sans coûts initiaux, et qui est remboursé à travers une charge supplémentaire sur la facture d'énergie. Il permet aussi que cette charge soit transférée au prochain propriétaire ou locataire au cas où le ménage déménage, car c'est la personne qui paie la facture d'énergie qui est responsable du remboursement[9] ». La collecte du remboursement par la facture d'énergie permet de sécuriser les paiements, car les factures énergétiques ont des défauts de paiement relativement bas. La « règle d'or » stipule en outre que le remboursement des prêts ne peut pas être supérieur aux économies d'énergie générées par les investissements.

Le Green Deal est basé sur une série de 45 mesures standardisées, et sur des contrats de prêts standard, ce qui permet d'harmoniser l'évaluation initiale des économies prévues et le processus de négociation. À plus long terme, cette standardisation est essentielle pour créer un marché secondaire à même de refinancer les prêts Green Deal. Une fois qu'un nombre suffisant de prêts auront été signés et auront démontré qu'ils génèrent bien les revenus prévus, ils constitueront un « track record » (registre d'antécédents) suffisant pour que les prêts Green Deal soit gérés comme des actifs financiers classiques ; cela permettra notamment de les titriser et de les revendre à des investisseurs, et donc d'alléger le bilan des prêteurs et de leur permettre de financer plus d'investissements. Le Green Deal vise ainsi à « déplacer les crédits à la rénovation énergétique du monde onéreux du crédit à la consommation au monde moins cher du financement d'actifs[10] ».

Les prêts du Green Deal sont proposés par la Green Deal Finance Company, qui ne bénéficie d'aucun soutien de l'État britannique et propose des taux relevant pour le moment plus du crédit à la consommation que du crédit immobilier. Du fait de ces taux d'intérêt élevés, qui sont de 7 % au minimum, le dispositif n'a suscité pour le moment que très peu d'enthousiasme de la part des ménages (d'autant que des subventions leur sont toujours accessibles sans avoir à contracter un Green Deal) : à fin mars 2014, sur le total de 188 234 audits préliminaires (Green Deal Assessments) réalisés, seuls 1 468 contrats (Green Deal Plans) ont été signés[11], soit un taux de passage à l'acte de moins de 1 %.

Malgré les limites du cadre national du Green Deal, il offre un cadre dans lequel les collectivités locales peuvent prendre l'initiative. Plusieurs collectivités locales britanniques ont ainsi mandaté une ESCO privée pour mettre en œuvre des contrats Green Deal à grande échelle. La collectivité apporte son soutien pour mobiliser les ménages, grâce à la confiance que ceux-ci lui accordent. Dans la région de Newcastle, 30 M€ devraient être investis sur 5 000 logements d'ici 2015[12] ; dans la région de Birmingham, l'objectif est de 67 M€[13].

En Italie, la ville de Padoue travaille à la mise en place d'un dispositif similaire, mais en l'absence d'un cadre national. L'objectif est d'investir un minimum de 15 M€ dans la rénovation de copropriétés via des CPE, dans lesquels le remboursement de la dette serait collecté à la source par le fournisseur d'énergie[14].

5 - Vers des ESCO publiques

Les exigences des banques et des investisseurs en termes de rentabilité, liquidité et niveau de risque ne sont pas faciles à remplir pour les projets de rénovation ambitieuse, notamment en raison de l'absence d'un « track record » suffisant. L'intervention publique est donc nécessaire et légitime pour ouvrir la voie et aider à structurer l'offre, afin de mettre en place des dispositifs de financement à même de montrer au marché des cas concrets et viables de rénovation ambitieuse, incluant des investissements sur l'enveloppe des bâtiments.

Des opérateurs spécifiques de tiers-financement peuvent ainsi être créés afin de développer les investissements à rentabilité faible et à temps de retour longs. Le secteur public (national, local ou autre) est le mieux placé pour investir dans de tels opérateurs[15]. Bien que cela n'exclue pas la participation de capitaux privés, la présence

9 - Holmes I. (2011) "Financing the Green Deal. Carrots, sticks and the Green Investment Bank", E3G.

10 - Sweatman P. (2012) Financing Mechanisms for Europe's buildings renovation, EURIMA.

11 - DECC. Domestic Green Deal and Energy Company Obligation in Great Britain, Monthly report. 24 avril 2014.

12 - Projet IEE MLEI NewInRetro : http://warmupnorth.com

13 - Projet ELENA Birmingham Energy Savers Pathfinder ; http://www.eib.org/attachments/documents/birmingham_project_factsheet_en.pdf

14 - Projet IEE MLEI PadovaFIT!

15 - Voir Caisse des Dépôts et Consignations (2010). Utiliser le « Tiers Investissement » pour la rénovation thermique du patrimoine bâti français.

d'entités publiques, et particulièrement locales, renforce la crédibilité de la structure vis-à-vis des propriétaires, ce qui est un facteur essentiel pour que le dispositif monte en puissance.

En France, 3 types d'opérateurs ont ainsi été créés pour répondre aux contraintes de segments de marché distincts :

- En Ile-de-France (voir encadré ci-dessous), la SEM Energies Posit'IF vise la rénovation des copropriétés via des contrats de performance énergétique ; l'agglomération de Brest Métropole Océane met en place une offre similaire au travers de la SEMPI.
- En Rhône-Alpes, la Société Publique Locale OSER finance et met en œuvre des contrats de performance énergétique (sous-traités dans leur partie technique) au bénéfice de ses collectivités actionnaires.
- En Picardie, le Service Public de l'Efficacité Énergétique peut financer tout ou partie des travaux de rénovation énergétique de logements individuels (la région Alsace travaille au lancement d'un dispositif similaire pour 2015).

Le tiers-financement en Ile de France : Energies POSIT'IF

José LOPEZ - Membre du Directoire Energies POSIT'IF

Le marché francilien de la rénovation globale de l'habitat collectif, à l'instar des autres régions françaises reste largement délaissé par les acteurs privés. Ces derniers répondent en premier lieu à une demande dont la motivation résulte quasi-exclusivement de l'obligation technique ou réglementaire de renouvellement ou de rénovation de composantes « élémentaires » du bâtiment au terme de leur durée de vie (remplacement de chaudière, ravalement de façade, changement d'huisseries et de fenêtres, etc.).

Sur ce marché émergent cependant des offres de type « Contrat de Performance Énergétique » (CPE) qui pourraient constituer dans le futur les éléments d'une réponse du secteur privé à l'offre de rénovation globale. Il s'agit d'offres portées principalement par les majors du BTP en lien avec les grands chauffagistes de la place. Ces majors proposent aux copropriétés des projets de rénovation globale (enveloppe et systèmes de production de chauffage et d'eau chaude sanitaire) avec engagement de performance énergétique mais sans implication dans le montage des plans de financements et dans le co-financement ou le tiers financement des investissements préconisés. La question du financement étant un élément déterminant de la décision d'investissement de la copropriété, tout particulièrement pour de telles opérations globales coûteuses et à temps de retour long (entre 20 et 25 ans en moyenne), ces offres émergentes peinent à séduire les copropriétés.

La région Ile-de-France compte 144 000 copropriétés abritant plus de 2,2 millions de logements. La cible prioritaire d'Energies POSIT'IF est constituée des logements des classes énergétiques E, F, G qui sont évalués au nombre de 1 million.

Créée en janvier 2013 à l'initiative du Conseil Régional d'Ile-de-France en partenariat avec la Caisse des Dépôts et Consignations, la Caisse d'Épargne, la Ville de Paris et 12 autres collectivités, la SEM Energies POSIT'IF vient compléter et relayer les dispositifs d'intervention régionaux en place en permettant par son intervention propre mais aussi par « son effet démonstrateur » auprès des maîtres d'ouvrage et opérateurs publics et privés, une stimulation du marché francilien de la rénovation énergétique dans le secteur de l'habitat collectif (copropriété et petits bailleurs sociaux). Dans ce secteur et en priorité sur le segment de la copropriété, Energies POSIT'IF doit permettre de compenser l'insuffisance de l'initiative privée en matière d'offre de rénovation globale et de financement permettant d'atteindre des standard de performance de qualité « bâtiment basse consommation » (BBC).

L'offre d'Energies POSIT'IF couvre un large champ de prestations :

Apporter aux copropriétés ou petits bailleurs sociaux, des formules permettant de sécuriser la performance énergétique des travaux de rénovation énergétique ambitieuse réalisés.

- Développer l'ingénierie financière des opérations de rénovation énergétique.
- Se positionner comme « mandataire » d'un groupement en capacité de mener à bien la rénovation énergétique de bâtiments de logements collectifs

(architecte, bureau d'étude thermique, groupement d'entreprises du bâtiment et chauffagiste).

Son activité mobilise un modèle économique innovant, le « tiers financement », qui consiste à financer tout ou partie de l'investissement nécessaire à la réalisation des travaux de rénovation énergétique ambitieuse : les bénéficiaires remboursent ensuite le coût des travaux préfinancés par Energies POSIT'IF par un versement régulier dont le montant tient compte des économies d'énergie obtenues à l'issue des travaux. Ce modèle d'intervention bénéficie d'un cadre légal (l'article 124 de la loi ALUR défini l'activité de tiers financement et les sociétés de tiers financement en complétant le Code de la construction et de l'habitation par les articles suivants :

« Art. L. 381-1. - Le tiers-financement, dans le champ d'opérations de rénovation de bâtiments, est caractérisé par l'intégration d'une offre technique, portant notamment sur la réalisation des travaux dont la finalité principale est la diminution des consommations énergétiques, à un service comprenant le financement partiel ou total de ladite offre, en contrepartie de paiements échelonnés, réguliers et limités dans le temps. Est exclue du service de tiers-financement au sens du présent article la vente ou la revente d'énergies. Un décret précise le périmètre des prestations que peut couvrir le service de tiers-financement ».

« Art. L. 381-2. - Est dit société de tiers-financement tout organisme susceptible d'offrir au maître de l'ouvrage un service de tiers-financement tel que défini à l'article L. 381-1 ».

Pour assurer son offre de tiers financement, Energies POSIT'IF, avec l'appui de ses actionnaires, doit mobiliser, au moyen d'emprunts, des ressources à bas coût et à maturité longue afin d'offrir à ses clients la possibilité de rembourser l'investissement consenti par Energies POSIT'IF à un rythme tenant compte des économies sur la facture énergétique et à frais financiers maîtrisés.

Alors que les premières opérations de rénovation en copropriété portées par Energies POSIT'IF arrivent au stade du vote des travaux et des plans de financement et que d'autres régions (Bretagne, Nord-Pas de Calais, Picardie, Rhône-Alpes) finalisent leur projets de structure de tiers-financement dédiée à la rénovation des bâtiments (logements individuel ou collectif, bâtiments publics), un avis de l'Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution (ACPR) adressé à Energies POSIT'IF, en date du 12 février 2014, questionne la viabilité du modèle de tiers-financement. Selon l'ACPR, le tiers-financement ne relèverait pas de l'exception au monopole bancaire. Le tiers-financement étant considéré comme une activité de crédit, il « nécessite un agrément préalable de l'ACPR en qualité d'établissement de crédit ou de société de financement en application de l'article L.511-10 du code monétaire et financier ».

Cet avis et ses conséquences sont potentiellement dommageables au développement du tiers-financement qui pour ses promoteurs reste une activité de service combinant ingénieries technique et financière et pré-financement des investissements dans le but de réaliser et de garantir des économies d'énergies.

Ni la volonté du législateur, ni le cadre favorable de la directive européenne relative à l'efficacité énergétique assignant pour objectif aux États membres de lever les contraintes réglementaires entravant le tiers-financement ne constituent pour l'ACPR une base suffisante pour permettre au tiers-financement de bénéficier du cadre d'exception au monopole bancaire.

C'est donc aux parlementaires et au gouvernement que revient la responsabilité de confirmer dans les toutes prochaines semaines leur volonté de voir le mécanisme du tiers-financement et les structures d'initiative territoriale porteuses de ce mécanisme jouer un rôle dans la transition énergétique. La future loi éponyme doit lever l'hypothèque qui pèse sur ce modèle innovant. Il ne faut en effet pas tarder, car les sociétés porteuses du mécanisme de tiers-financement sont d'ores et déjà au contact du marché avec un plan d'affaires, des équipes et des engagements contractuels à honorer.

Le Service Public de l'efficacité énergétique.

Françoise Réfabert Vesta Conseil&Finance

Un service Intégré de Rénovation Énergétique pour établir la confiance

Il y a un an, le Président de la République lançait le Plan de Rénovation Énergétique de l'Habitat (PREH) et il annonçait un objectif de 500 000 logements rénovés par an à l'horizon 2017, dont 380 000 logements privés.

Pour atteindre les objectifs de leur politique énergie-climat et contribuer à cette priorité nationale, de nombreux conseils régionaux s'engagent sur de nouveaux outils en vue d'inciter les ménages et les copropriétés à réaliser des travaux de rénovation énergétique. Parvenir à une baisse substantielle des consommations d'énergie dans l'habitat privé suppose d'agir de façon coordonnée sur une multitude de leviers, de façon à transformer radicalement l'expérience des ménages qui souhaitent réaliser des travaux - qui s'apparente aujourd'hui le plus souvent à un parcours du combattant - en une démarche coordonnée par un tiers de confiance dont l'objectif est d'optimiser durablement le volet thermique de la rénovation.

Il s'agit donc de construire une approche globale que l'on peut qualifier de « Service Intégré de Rénovation Énergétique (SIRE) » dont l'un des principaux facteurs de succès réside dans l'intégration des dimensions : information – conseil, accompagnement – plan de financement – suivi des travaux - suivi des consommations, avec un volet de mobilisation d'une offre qualifiée des professionnels du bâtiment, à coûts maîtrisés.

Pour disposer d'une offre attractive aux yeux des ménages, ces dispositifs de SIRE, mis en œuvre par les conseils régionaux et les collectivités, doivent être en mesure d'assumer une position de « tiers de confiance ». Le statut d'acteur de confiance est renforcé par le fait que le service se prolonge au-delà des travaux pour suivre les consommations, dans un contexte où les ménages sont le plus souvent démunis en cas de réalisation défectueuse, et d'autre part, le fait que le SIRE facilite l'accès à un financement permettant de concrétiser le projet, ce qui est l'obstacle le plus difficile à traiter pour réaliser des travaux d'amélioration thermique coordonnés.

L'émergence du tiers-financement

Les projets de SIRE régionaux affichent les objectifs suivants pour le financement des travaux :

- préfinancer les aides octroyées notamment par l'Anah, car avancer ces sommes pour payer les premiers acomptes aux entrepreneurs est un frein important pour les ménages éligibles à ces aides ;
- contribuer à un financement adapté aux ménages qui sont les plus contraints ;
- maximiser le montant du financement pour favoriser la réalisation de travaux complets.

Une première voie pour le financement des travaux consiste à proposer aux réseaux bancaires une relation partenariale dans le cadre du SIRE, pour qu'ils proposent des conditions de financement améliorées (durée plus longue, barème de taux plus avantageux) pour financer les travaux.

En complément de ce partenariat avec les banques, le tiers-financement consiste à ce que l'opérateur du SIRE puisse proposer directement au ménage un paiement échelonné sur le long terme (25 ans) d'une partie ou de la totalité du montant des travaux. Le tiers-financement permet de prendre en compte le montant d'économies d'énergies que les emprunteurs pourraient affecter au remboursement du financement des travaux. Ceci permet de réévaluer la capacité de remboursement des primo-accédants déjà endettés, de permettre aux personnes âgées, aux personnes de santé fragile d'obtenir un financement. Cela ne signifie pas nécessairement que ces économies d'énergie soient garanties contractuellement par le dispositif de SIRE-Tiers-financement, mais suppose de prévoir un suivi post-travaux des consommations d'énergie et de la maintenance des installations. C'est un aspect fondamental du tiers-financement : il n'a de sens que dans le cadre d'un service global et intégré, qui vise non seulement à réaliser les travaux mais aussi à favoriser les économies d'énergie, en coordonnant localement tous les leviers pour y parvenir. La qualité des créances du tiers-financeur sur le ménage qui en résulte dépendra de la prise en compte des facteurs

qui impactent sur la satisfaction des ménages et la réalisation effective d'économies d'énergie dans la conception globale du dispositif.

La mise en œuvre du SIRE sous forme de service public

Le SIRE, constitutif d'une intervention des collectivités territoriales dans le champ économique, peut s'envisager sous la forme de Sociétés d'Économie Mixte (SEM). Cette forme de société, détenue majoritairement par les collectivités, développe son activité sur le marché concurrentiel, en étant investie par ses actionnaires d'une mission d'intérêt général. La Région Ile de France a ainsi mis en œuvre Énergies Posit'IF sous forme de SEM pour intervenir sur le marché des copropriétés[1]. Dès lors, pourquoi constituer un service public de l'efficacité énergétique, comme cadre dans lequel se déploierait le SIRE ?

Un Service Public de la Performance Énergétique de l'Habitat (SPPE) a été introduit dans le Code de l'Énergie par la loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes (la « loi Brottes »), qui est entrée en vigueur le 17 avril 2013 :

« Chapitre II

« Service public de la performance énergétique de l'habitat

« Art. L. 232-1. – Le service public de la performance énergétique de l'habitat assure l'accompagnement des consommateurs souhaitant diminuer leur consommation énergétique. Il assiste les propriétaires et les locataires dans la réalisation des travaux d'amélioration de la performance énergétique de leur logement et leur fournit des informations et des conseils personnalisés. »

On observe que cette définition d'un nouveau service public ne correspond pas totalement au périmètre des SIRE, puisqu'elle ne traite pas du financement et paraît concentrer l'assistance aux ménages à la phase antérieure aux travaux. Elle correspond plutôt aux fonctions assurées de longue date par les Espaces Info Énergie animés par l'ADEME et les opérations programmées d'amélioration de l'habitat financées par l'Anah.

En amont de cette disposition législative, le Conseil Régional de Picardie étudiait en précurseur, la création d'un Service Public de l'Efficacité Énergétique avec l'objectif très opérationnel d'expérimenter le SIRE dans sa globalité. En dehors des services publics prévus par la loi, les personnes publiques peuvent en effet créer et gérer des services publics locaux, à la condition que l'activité présente un intérêt public local et qu'elle relève de leurs compétences. Le choix du conseil régional de Picardie en faveur de la forme du service public s'explique par plusieurs avantages. Tout d'abord, au plan opérationnel, le cadre du service public permet d'adapter les schémas juridiques aux différents stades de maturation du projet de SIRE, qu'il s'agisse de l'intervention des différents échelons territoriaux dans l'organisation, le contrôle du service et sa gestion, ou de la possibilité de déléguer ce service à des sociétés entièrement publiques, publiques-privées ou entièrement privées. Le CR de Picardie a ainsi choisi de développer la phase pilote du SIRE par une régie régionale, afin de donner une forte impulsion au projet et en maîtriser le calendrier. La perspective, en cas de succès de cette phase préliminaire, serait de passer à une délégation du service public à horizon 2017. Ceci permettrait d'élargir la participation des collectivités, soit en constituant un syndicat mixte, qui deviendrait l'autorité déléguante du service public, soit en constituant une Société Publique Locale avec les collectivités.

D'autre part, le tiers-financement, activité de crédit développée en dehors de la régulation bancaire dans le cadre d'un service d'intérêt général, peut s'appuyer sur des analogies avec d'autres services publics, tels que celui de l'assainissement non collectif, qui comporte lui aussi une activité de financement : en l'occurrence le financement des travaux de mise en conformité des installations, réalisés par les communes, au bénéfice des propriétaires en ayant fait la demande. En effet, L.2224-12-2 du CGCT prévoit expressément dans cette hypothèse que :

---

1 - Voir encadré p. 17.

« Lorsque les communes prennent en charge les travaux [susmentionnés], elles se font rembourser intégralement *par les propriétaires les frais de toute nature entraînés par ces travaux, y compris les frais de gestion, diminués des subventions éventuellement obtenues*.

L'interdiction prévue au premier alinéa de l'article L.511-5 du code monétaire et financier ne fait pas obstacle à ce que les communes puissent échelonner les remboursements dus par les propriétaires en vertu du précédent alinéa(…) ».

À terme, la forme du Service Public pourrait permettre de consolider les sources de financement de l'ensemble des actions à coordonner sur le terrain pour atteindre l'objectif national. Dans ce cadre, la notion de service rendu peut être conciliée avec celle d'obligation, finançable par taxe : un service public obligatoire, donc instauré par la loi, pourrait financer les fonctions d'information / sensibilisation, si importantes pour orienter les ménages et diffuser les normes sociales, de façon plus pérenne que le versement de subventions par les collectivités aux agences locales de l'énergie. En parallèle, un service public facultatif (industriel et commercial), créé à l'initiative des régions comme c'est le cas en Picardie, permet de financer le volet de conseils orientés vers les travaux et le suivi des consommations du SIRE, par une redevance pour service rendu perçue auprès des seuls ménages qui bénéficient du service et entreprennent les travaux. Cette redevance peut être financée par prêt bancaire ou tiers-financement dans le cadre du SIRE.

Le choix du schéma institutionnel et juridique retenu pour les projets de SIRE influera directement sur les conditions de succès de la mise en œuvre opérationnelle et notamment :

- l'insertion de ce service aux différents échelons territoriaux, dans les politiques menées par les collectivités dans les domaines de l'énergie-climat, de l'amélioration de l'habitat, du soutien à l'économie et de formation professionnelle ;
- la perception par les ménages tant de leur intérêt patrimonial que de l'intérêt général poursuivi par les collectivités. Le SIRE, en particulier s'il est conduit sous forme de Service Public, constitue assurément une alternative à des politiques d'efficacité énergétique basées sur l'obligation et la contrainte.

6 - L'accès au financement pour les ESCO

Les ESCO, qu'elles soient publiques ou privées, ont des limites de fonds propres au-delà desquelles elles doivent elles-mêmes trouver des sources externes de financement. Afin de permettre la mise en œuvre de rénovations ambitieuses, il est essentiel qu'elles aient accès à des sources de refinancement à taux d'intérêt bas et sur des durées longues. Ceci n'est pas disponible actuellement sur le marché bancaire privé, et nécessite une aide publique qui peut prendre plusieurs formes :

- Des prêts bonifiés, dispositif relativement répandu mais ouvert seulement aux propriétaires et non aux ESCO.
- Des dispositifs d'assurance technique.
- Des fonds de garantie visant spécifiquement les ESCO.
- Des fonds d'investissement à rendement limité mais avec un bénéfice sociétal, par exemple en visant l'investissement socialement responsable ou l'épargne citoyenne sur le modèle de SOLIRA.
- La création ou le soutien à des véhicules de titrisation des créances qui permettent d'émettre des obligations sur les marchés financiers afin de refinancer les banques prêteuses ou les ESCO elles-mêmes.

6.1 - Réduire la perception du risque lié aux investissements dans l'efficacité énergétique

Les interventions sur l'enveloppe des bâtiments restent considérées comme trop risquées par la plupart des acteurs, en particulier financiers, bien qu'elles soient maîtrisées techniquement depuis plus de 10 ans dans plusieurs pays européens (en particulier en Allemagne et en Suisse). L'offre en matière de rénovation ambitieuse reste limitée, en particulier dans le cadre de CPE. Les risques techniques et financiers réels et perçus se traduisent par des taux d'intérêt ou des exigences de retour sur fonds propres plus élevés, ce qui entraîne une réduction du niveau d'économies générées pour un horizon temporel donné.

Ceci peut être limité en développant des assurances techniques d'une part, et des garanties financières d'autre part.

Les dispositifs d'assurance technique

Les défauts techniques, qui relèvent de carences dans la mise en œuvre des travaux, sont plus susceptibles de se produire durant les premières années du contrat. Après cela, le risque est principalement limité à la gestion optimale des installations, qui est en fait le cœur de métier de beaucoup des ESCO opérant actuellement sur le marché.

Les clients et les financeurs d'un investissement cherchent donc à s'assurer de la capacité de l'ESCO à assumer les conséquences financières d'une sous-performance en termes d'économies d'énergie. Sécuriser la garantie apportée par l'ESCO est certainement important pour le client lui-même, mais représente aussi un enjeu crucial pour faciliter l'accès des Petites et Moyennes Entreprises au marché des CPE. Sans assurance, les financeurs exigent un collatéral au prêt qui nécessite une garantie de type bancaire ou des actifs d'une taille qui exclut la plupart des PME.

Garanties financières : le Fonds Bulgare pour l'Efficacité Énergétique (BgEEF)

Par ailleurs, des fonds de garantie pourraient être mis en place, s'inspirant par exemple de l'expérience du BgEEF (rebaptisé récemment EERSF) en Bulgarie qui fournit 3 produits financiers principaux :

- Des prêts directs aux propriétaires de bâtiments ou aux ESCO, sur le mode d'un fonds revolving[16]
- Des garanties partielles de crédit, pour couvrir une partie des défauts de paiement dans le cadre d'un CPE
- Des garanties de portefeuille de CPE pour les ESCO, pour couvrir les retards de paiement (les retards de paiement dans le secteur public sont beaucoup plus fréquents que les véritables défauts de paiement, mais peuvent fragiliser fortement la gestion de trésorerie d'une petite ESCO).

6.2 - Refinancer les ESCO

À terme, un dispositif de rachat des créances détenues par les ESCO dans le cadre de CPE pourrait être envisagé. En effet, passées les premières années d'un CPE, le risque de défaut majeur est écarté et le contrat a prouvé qu'il générait un flux constant et crédible de revenus. Le contrat pourrait alors facilement être cédé à une banque ou un autre investisseur institutionnel. À Berlin, les banques rachètent ainsi la plupart des créances de CPE, ce qui reflète que pour elles le CPE est devenu un produit crédible ; dans la plupart des autres pays européens, ce n'est pas encore le cas.

En Bulgarie, le Energetics and Energy Savings Fund (EESF) a pour objectif de racheter aux ESCO les créances liées à des CPE. Grâce à des prêts de la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (un premier prêt de 7 M€ puis 10 M€ en 2012), le EESF peut libérer les ESCO du poids de la dette, ce qui leur permet de développer de nouveaux projets. Compte tenu de la maturité actuelle du marché du CPE en Bulgarie, il est peu probable que les ESCO réussissent à se refinancer sans intervention publique.

Une autre solution consiste à titriser les créances (liées à des CPE mais aussi plus largement à des prêts à la rénovation énergétique classiques) et à les revendre sous forme d'obligations directement sur les marchés financiers à des taux avantageux. Ceci pourrait être mis en œuvre directement par un opérateur majeur, mais vu les montants requis pour qu'une émission soit lancée et la nouveauté d'un tel produit sur les marchés, il semble plus efficace de créer un véhicule spécifique combinant fonds publics et privés, avec une garantie publique sur les premières pertes. La titrisation nécessite aussi d'harmoniser le contenu des contrats afin de créer une classe d'actifs homogènes, ce qui est loin d'être le cas. Des modèles de contrats et de prêts doivent donc être imposés dès le départ par l'entité qui les refinancera à terme, comme c'est le cas pour les crédits immobiliers[17].

---

16 - i.e. les remboursements des premiers prêts accordés reviennent au fonds et reconstituent sa capacité à accorder de nouveaux prêts, d'où le terme revolving.

17 - Robert G. Sanders, Lewis Milford, Toby Rittner (2013) "Reduce Risk, Increase Clean Energy : How States and Cities are Using Old Finance Tools to Scale Up a New Industry", Clean Energy and Bond Finance Initiative

Aux États-Unis, l'État de New York a ainsi lancé récemment la première obligation basée sur des prêts à la rénovation énergétique des logements, grâce à la garantie apportée par le New York State Environnmental Facilities Corporation, un fonds noté AAA qui prête normalement aux collectivités pour des projets de dépollution de l'eau. C'est aussi le projet développé dans le « rapport Ducret[18] », qui a été entériné par François Hollande.

6.3 - Mobiliser les fonds structurels européens

Sur la période de 2014 à 2020, 15 à 20 % des fonds structurels européens (soit 1,7 G€ pour la France) devront être investis dans la transition vers une économie à bas carbone, dont les investissements sur les bâtiments sont un élément majeur. Néanmoins, ce montant est une goutte d'eau dans l'océan comparé au montant des investissements nécessaires : il est donc essentiel d'avoir un effet de levier fort sur l'engagement de fonds privés. La Commission Européenne pousse donc pour une utilisation accrue de ces fonds sous forme d'« instruments financiers », c'est-à-dire des fonds proposant des prêts, des garanties ou de l'investissement en fonds propres, et dont la caractéristique est de recycler les revenus dégagés dans de nouveaux investissements. Le prêt à la rénovation énergétique des logements est notamment un des instruments « prêt à l'emploi » proposés par la Commission, qui a fait ses preuves dans de nombreux pays européens. La mise en place de fonds de garanties, que ce soit pour les ménages ou pour les ESCO, reste par contre à développer.

Un autre moyen d'utiliser ces fonds est de subventionner les coûts relatifs au développement de dispositifs locaux et de projets d'investissements, en conditionnant la subvention à un effet de levier minimum sur les investissements générés. Ce mode de financement est piloté au niveau européen depuis 2010 avec les dispositifs ELENA et MLEI PDA, mais gagnerait à être mis en œuvre de façon plus large avec les fonds structurels européens et nationaux.

7 - Quelles perspectives ?

Si l'on veut prétendre atteindre les objectifs ambitieux que s'est fixé le gouvernement en termes de rénovation énergétique des bâtiments, il est urgent de mettre en place des solutions de financement adaptées à la faible rentabilité et aux temps de retour longs des projets de rénovation ambitieuse. Les solutions actuelles ne sont pas adaptées, sont insuffisantes ou manquent d'ambition dans le niveau de performance recherché.

Et pourtant, il existe en France et en Europe un certain nombre de dispositifs qui apportent chacun une réponse partielle au problème. De façon générale, il ne s'agit pas tant d'inventer que de reprendre des outils qui existent et ont fait leurs preuves pour d'autres applications et de les mettre en œuvre sur un secteur nouveau, celui de la rénovation à basse consommation d'énergie, et ce à grande échelle.

Toutes les pièces du puzzle sont devant nous : pour les assembler il faut avant tout une vision politique qui place la rénovation énergétique ambitieuse des bâtiments comme un objectif central, et non une simple option. Les autorités publiques, en particulier les collectivités territoriales, ont un rôle clé à jouer dans la mise en place de dispositifs de financement innovants. La mise en œuvre de cette vision nécessite un programme ambitieux de déploiement de ces dispositifs, de façon à démontrer sur des cas concrets la viabilité technique et financière, tant pour les autorités publiques que pour le secteur financier. En parallèle, il est aussi essentiel d'adapter le cadre juridique et d'organiser la montée en compétence des acteurs publics et privés.

18 - Rapport sur le financement de la rénovation énergétique des logements privés
http://www.cdcclimat.com/IMG//pdf/rapport_caisse_des_depots_financement_de_la_renovation_energetique_des_logements_prives._27juin2013.pdf

Précarité énergétique : le débat français à la lumière des exemples européens

Lucas Chancel (Iddri)

La précarité énergétique touche plus de trois millions de ménages en France. Au-delà de ses impacts sur les ménages précaires, ce phénomène a des effets systémiques pour l'ensemble de la société (1). Pourtant, le système français de lutte contre la précarité énergétique demeure largement inefficace (2). L'étude des exemples étrangers (3) peut aider à une refonte du système français proposée dans le cadre du débat sur la transition énergétique.

1 - La précarité énergétique : un problème de nature systémique.

Éléments de chiffrage de la précarité énergétique

Il n'est pas aisé de définir de manière objective le phénomène de « précarité énergétique ». Pendant longtemps, tout ménage dépensant plus de 10 % de son revenu en énergie pour le logement était qualifié de précaire énergétique. Cette définition, reprise par le Grenelle de l'environnement en 2007, souffre d'une double limite : d'une part elle est « aveugle » à la notion de contrainte ou de choix : des ménages aisés sont qualifiés de précaires énergétiques alors que leurs fortes consommations d'énergie peuvent relever de choix plus que de contraintes. D'autre part, cette définition néglige la dimension « transport » de la précarité énergétique. Enfin, le seuil des 10 % du revenu peut apparaître arbitraire à bien des égards.

Néanmoins, cette définition imparfaite permet de donner des ordres de grandeur du problème lié au poids des dépenses énergétiques dans le budget des ménages. Ainsi, le Parlement européen estime que 50 à 125 millions de citoyens européens – sur 500 millions- sont dans une telle situation[1]. À titre de comparaison, l'Europe compte 90 millions de personnes en situation de pauvreté[2].

En France, la dernière enquête « Budget des Familles » de l'Insee, permet d'estimer avec un certain degré de précision et de représentativité l'ampleur du phénomène (Tab. 1). Sur les 28 millions de ménages français, 3,6 millions dépensent plus de 10 % de leur revenu pour se chauffer et s'éclairer (soit 13 % de la population). En revanche, plus de douze millions de ménages (44 % de la population) dépensent plus de 10 % de leur revenu en énergie pour le logement et pour le transport. Parmi ces douze millions de ménages précaires énergétiques, un quart sont pauvres. Ainsi, ce sont 3,2 millions de ménages français qui vivent sous le seuil de pauvreté et dépensent plus de 10 % de leur revenu en énergie.

1 - Le Parlement reprend les chiffres du projet EPPE (European Fuel Poverty and Energy Efficiency), soutenu par le programme « Energie Intelligente Europe ».

2 - Est considéré comme pauvre un ménage touchant moins de 60 % du revenu médian (Eurostat, 2011).

	Millions de ménages	% des ménages
Toutes dépenses énergies > 10% du revenu	12,3	44%
Dépenses énergies logement > 10% du revenu	3,6	13%
Ménages pauvres & toutes dépenses énergies > 10% du revenu	3,2	11%

Tableau 1. Les chiffres de la précarité énergétique en France.
Source : INSEE, 2011 Calculs de l'auteur

Un autre indicateur de la précarité énergétique, subjectif cette fois, nous est donné par Eurostat. L'institut européen de statistiques fournit, depuis 2004, des informations sur les difficultés éprouvées par les ménages pour se chauffer et s'éclairer. Cet indicateur de vulnérabilité énergétique est intéressant justement parce qu'il n'objectivise pas le phénomène et offre ainsi une approche complémentaire aux données présentées ci-dessus. En France, 6 % des ménages déclarent éprouver des difficultés pour se chauffer[3]. Le pays européen le mieux loti est le Luxembourg, avec moins d'un pourcent de ménage en vulnérabilité énergétique. La Bulgarie est le mauvais élève de la classe Européenne avec 46,5 % de ménages en vulnérabilité énergétique (Tab. 2).

Luxembourg	0,6	France	6,0	Roumanie	14,6
Suède	1,4	Slovénie	6,1	Lettonie	19,9
Finlande	1,5	Belgique	6,6	Italie	21,2
Islande	1,5	République tchèque	6,7	Malte	22,1
Pays-Bas	2,2	Royaume-Uni	8,1	Grèce	26,1
Danemark	2,6	Espagne	9,1	Portugal	27,0
Autriche	3,2	Union européenne (15)	9,5	Chypre	30,7
Estonie	4,2	Croatie	9,7	Lituanie	34,1
Allemagne	4,7	Pologne	13,2	Bulgarie	46,5
Slovaquie	5,5	Hongrie	14,5		

Tableau 2. % de ménages en situation de vulnérabilité énergétique
Source : Eurostat, 2013

La précarité – ou vulnérabilité- énergétique est donc un phénomène d'ampleur, qui touche des proportions non négligeables de la population. C'est un phénomène par ailleurs en hausse : depuis 2008, la vulnérabilité énergétique augmente au niveau européen et en France, notamment en raison de la baisse du pouvoir d'achat de nombreux ménages.

Les conséquences économiques et sociales de la précarité énergétique

Au niveau du ménage la précarité énergétique traduit des situations difficiles de mal-logement, s'ajoute à un contexte de faibles revenus et participe à une trajectoire de précarisation. Les dépenses énergétiques peuvent en effet contribuer à faire basculer certains ménages dans une « zone rouge ». Ainsi, il a été montré que la précarité énergétique a davantage augmenté ces dernières années chez des ménages du troisième tercile[4] que chez les ménages pauvres. Il s'agit donc de ménages modestes qui pourraient devenir pauvres en raison d'une hausse de leurs dépenses énergétiques contraintes.

Les conséquences du poids des dépenses énergétiques dans le revenu peuvent par ailleurs avoir des effets systémiques et macro-économiques. Ce fut le cas aux États-Unis avant la Grande Récession de 2008. Des millions de ménages bas revenus s'étaient endettés pour acheter un pavillon, éloigné des centres d'emploi et de vie. Quand les prix de l'énergie ont augmenté – de 19 à 133 dollars le baril entre 2002

3 - Selon l'Insee (2006), 15 % des ménages français déclarent souffrir du froid.

4 - Cf. Nicolas, J.-P., Vanco, F., Verry, D. (2012). « Utiliser la voiture pour se déplacer au quotidien : taux d'effort et vulnérabilité des ménages face à l'augmentation du prix des carburants », Revue d'économie régionale & urbaine, N° 1, 2012.

et 2008 -, certains ménages ont dû choisir entre le paiement des factures énergétiques et d'autres postes de dépenses. La dépendance de ces ménages à l'énergie a entraîné de nombreux défauts hypothécaires et donc contribué à l'éclatement de la bulle immobilière (Kaufman et al. 2010).

Au niveau sanitaire, la précarité énergétique a également des conséquences individuelles néfastes (Abbé Pierre, 2013) avec une plus forte incidence des pathologies chroniques (bronchite, arthrose, etc.) et aiguës (angines, grippes). Par voie de contamination, la précarité énergétique peut par ailleurs contribuer au développement de pathologies touchant l'ensemble du corps social.

2 - La lutte contre la précarité énergétique en France : une focalisation sur les prix de l'énergie.

Les pouvoirs publics français ont mis en place plusieurs mécanismes de lutte contre la précarité énergétique. Toutefois, ceux-ci ne sont pas à la hauteur des enjeux soulevés par le phénomène.

La gestion par les prix

Les mesures de lutte contre la précarité énergétique peuvent se classer en quatre catégories (tab. 3). Les aides par les prix de l'énergie, consistant à moduler à la baisse la facture des consommateurs satisfaisant à certains critères sociaux, les aides au revenu, consistant à verser un complément de revenu – via les aides sociales par exemple, comme les Aides Personnelles au Logement (APL) qui incorporent une dimension énergie ; les subventions à l'efficacité énergétique, avec des rabais et des aides particulières pour les ménages modestes ; les aides en nature, comme la gratuité des transports pour les ménages modestes.

Type d'aide	Exemples
Aides **par les prix**	TPN (95€/an/ménage) TSS (156€/an/ménage)
Aides au **revenu**	Forfait charge intégré aux APL (60€/mois/ménage)
Subventions à **l'efficacité énergétique**	« Habiter Mieux » de l'ANAH. 1,35Md€ au total 35% rabais travaux pour ménages précaires
Aides en **nature**	Versement transport pour réduire coût des services de transport en commun. 5Mds €

Tableau 3 – Typologie des mesures de lutte contre la précarité énergétique.

En France, la logique qui prévaut pour traiter la précarité énergétique est l'aide par les prix de l'énergie via le Tarif de Première Nécessité électrique (TPN) et le Tarif Spécial de Solidarité pour le gaz (TSS). Ces tarifs spéciaux sont attribués aux bénéficiaires de la couverture maladie universelle complémentaire (CMU-C) ainsi qu'aux bénéficiaires d'une aide à l'assurance complémentaire santé. Ils sont financés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

Les aides au revenu, les subventions à l'efficacité énergétique ou les aides en nature existent également en France. Ainsi, les caisses d'allocation familiales, via les APL, versent un forfait de charge « énergie » à 6 millions de ménages, sous conditions de ressources et de localisation (soit environ 60 €/mois/ménage). Cette aide a un coût global plus élevé que les TPN et TSS réunis, mais son ciblage des précaires énergétiques est tout à fait relatif. Les subventions pour l'efficacité énergétique dédiées aux plus modestes et versés par l'Agence Nationale pour l'Habitat (ANAH) s'élèvent jusqu'à 3 000 € pour les ménages précaires, avec en sus un remboursement de 35 % des dépenses pour les ménages les plus modestes. Les services de l'ANAH peinent cependant à identifier les ménages pauvres porteurs de projet. Enfin, les aides en nature, essentiellement pour le transport, permettent aux bénéficiaires de minimas sociaux de bénéficier de tarifs réduits ou de la gratuité dans de très nombreuses communes.

Si la France n'est pas dépourvue de mesures de lutte contre la précarité énergétique, le système français reste, cinq années après le rapport Pelletier (2009) qui mettait en cause son inefficacité, bien en deçà de ce qui est requis pour faire face à la croissance du phénomène. En particulier, les deux mesures phares du système français, les TPN et TSS, couronnent une logique qui est celle de la gestion de la précarité énergétique par une modulation des prix de l'énergie – alors qu'une telle gestion soulève de nombreux problèmes.

Un système de lutte contre la précarité peu efficace et mal adapté.

La modulation des prix de l'énergie pour lutter contre la précarité énergétique peut s'avérer contre-productive. En effet, au lieu d'encourager les ménages précaires à gérer leurs consommations d'énergie de manière efficace, la réduction des prix via la facture peut au contraire encourager des consommations d'énergie élevées. À l'inverse, une aide au revenu s'avère mieux adaptée à une gestion intelligente de l'énergie en ce qu'elle laisse davantage de marges de manœuvre au ménage pour choisir comment dépenser le complément de ressources : pour payer l'énergie, pour investir dans des ampoules basses consommation, pour utiliser l'aide sur d'autres postes de dépenses.

La logique d'aide par les prix de l'énergie témoigne donc d'un diagnostic erroné sur les causes structurelles de la précarité énergétique. Elle met l'accent sur le rôle joué par les prix et non sur la faiblesse des revenus des ménages et l'inefficacité de leurs équipements énergétiques. Une telle logique laisse par ailleurs penser que des prix de l'énergie élevés impliquent nécessairement précarité énergétique élevée. Pourtant, des prix élevés de l'énergie peuvent coexister avec un très faible niveau de précarité énergétique (voir ci-dessous).

En plus des enjeux liés au mauvais signal environnemental envoyé par le système d'aides par les prix de l'énergie, le système français fait face à trois critiques majeures :

i) la faiblesse du montant des aides : une centaine d'euros par an et par ménage seulement pour le TPN ;

ii) le problème du ciblage : les TPN et TSS ne ciblent que les bénéficiaires du gaz et de l'électricité et le forfait charge des APL n'est pas adossé aux besoins énergétiques des ménages ;

iii) le manque de lisibilité des dispositifs ainsi que l'émiettement des aides à différents niveaux (local, régional, national et entre différentes administrations) est aussi un frein à l'efficacité des dispositifs.

Il n'est certes pas aisé de combiner justice sociale et politique énergétique. Mais la France dispose aujourd'hui de nombreuses marges de manœuvre pour améliorer son système et plusieurs pays européens peuvent montrer l'exemple à suivre – ou à ne pas suivre.

3 - Les politiques de lutte contre la précarité énergétique en Europe.

Gestion par les prix : Royaume-Uni

Le Royaume-Uni est un pays pionnier dans le domaine de la lutte contre la précarité et possède l'un des dispositifs les plus généreux en la matière.

Le Cold Weather Payment (CWP) et le Winter Fuel Payment (WFP) britanniques sont deux formes d'aide au revenu permettant de lutter contre la précarité énergétique. Le Cold Weather Payment cible les ménages à faible revenu et béneficiant d'aides sociales. Le Winter Fuel Payment est, lui, versée à tous les retraités, quel que soit leur niveau de revenu. Ces deux aides sont financéees par le budget de l'État et avoisinaient les 3 milliards d'euros en 2012. Une évaluation montre que seulement 12 % des bénéficiaires du WFP sont en situation de précarité énergétique. Dans le cadre du *Green Deal (le plan du gouvernement britannique pour la transition énergétique)*, les deux mesures devraient être réformées pour mieux cibler les bénéficiaires.

Le Royaume-Uni a également mis en place des tarifs sociaux de l'énergie. Initiative volontaire des énergéticiens dans un premier temps, ces mesures d'aide au paiement des factures ont été ensuite été rendues obligatoires. Depuis 2011, elles sont intégrées au dispositif *Warm Home Discount*, qui fournit une aide

de 159 euros par ménage, payée par les fournisseurs et directement déduite de la facture d'électricité des ménages bénéficiaires.

Pour ce qui est des aides à l'efficacité énergétique, les opérateurs se sont engagés à financer les travaux qui ne seraient pas rentables dans le cadre de l'Energy Company Obligation (ECO). Il s'agit d'une subvention à l'efficacité énergétique, versée par les opérateurs et financée par une hausse de la facture d'énergie avec un budget total de 1,5 milliard d'euros. Cette subvention est déclinée en trois volets : le volet « affordable warmth » vise tous les foyers dépensant plus de 10 % de leur revenu sur l'énergie et fournit des conseils et des aides à la rénovation ; le volet « carbon saving communities » vise les zones et les ménages les plus défavorisés avec une enveloppe particulière pour la rénovation et le paiement des factures dans ces zones ; le volet « carbon saving » fournit une aide à toutes les propriétés difficiles à isoler, indépendamment des conditions de vie.

Comme le souligne Guyet (2013), on observe un basculement du mode financement des aides à la précarité énergétique au Royaume-Uni. Ces aides étaient jusqu'alors largement financées par le budget général de l'État. Le Green Deal acte un déplacement des moyens de financement vers les opérateurs, c'est-à-dire via une hausse de la facture des consommateurs.

Gestion via l'aide sociale : l'Allemagne

La logique qui prévaut en Allemagne pour l'électricité est la prise en charge de la vulnérabilité via les prestations sociales, et non pas via une modification des prix et des tarifs. Les aides pour l'électricité prennent la forme d'une aide au revenu et sont intégrées aux allocations chômage. Ces aides sont calculées en fonction de la taille et de la situation du ménage et ont pour objectif affiché de couvrir les charges d'électricité. Le montant versé s'élève à environ 52 euros par mois pour un ménage (couple) bénéficiaire. Le volume des dépenses en aide publique pour l'électricité est de l'ordre de 3 milliards d'euros.

Les aides au paiement des factures de gaz permettent aux bénéficiaires de l'aide sociale de recevoir une allocation supplémentaire, guidée par une autre logique : un remboursement des factures de gaz. Le remboursement couvre la consommation théorique du ménage, en fonction du nombre de personnes, et est donc plafonné. L'intérêt est la prise en compte des besoins des ménages tout en excluant les comportements trop énergivores. Un tel mécanisme nécessite une collecte d'informations importante.

Outre les aides au revenu et les aides au paiement des factures, les ménages allemands bénéficient d'aides à la maîtrise de l'énergie avec des ONG spécialisées. Les aides de la banque d'investissement Allemagne, la KfW ne sont pas octroyées sous conditions de ressources, mais, contrairement à la France, versées avec obligation de résultats en terme d'efficacité énergétique.

Gestion au cas par cas : la Suède

Il n'existe pas de dispositif visant à réduire le coût de l'électricité ou du gaz pour les ménages modestes en Suède. Les consommateurs sont soumis au même régime tarifaire, quel que soit leur niveau de revenu, la qualité de leurs appareils ou la taille du foyer. Cette logique est valable sur le prix de l'électricité hors taxes et pour la taxe sur l'énergie. Un tel système permet de garantir le signal environnemental et d'efficacité envoyé par les prix.

La prise en charge du coût de l'énergie dans le budget des ménages pauvres se fait via les prestations sociales. Leur mode de calcul, contrairement à la plupart des pays européens, se fait sur la base des besoins propres aux ménages. Un revenu de base est versé à chaque ménage, mais ces derniers peuvent faire valoir des dépenses supérieures, en fonction de leurs charges d'électricité et de leurs déplacements domicile-travail.

Un agent des services sociaux visite chaque ménage faisant valoir ces dépenses supplémentaires afin d'évaluer les besoins réels des ménages. La taille du logement, le niveau d'isolation, le nombre d'occupants entrent en ligne de compte dans le calcul des dépenses énergétiques indemnisables. En 2009, 5 % des foyers suédois bénéficiaient de cette aide sociale, qui coûtait alors 1,2 milliards d'euros. Par ailleurs, la Suède déduit un certain montant d'impôt pour les ménages dans l'incapacité d'utiliser les transports en commun et effectuant de longs trajets en voiture. Les ménages ont enfin bénéficié de 2006 à 2010 d'une subvention à la conversion de leurs systèmes de chauffage.

La mise en place des taxes sur l'énergie ou le carbone en Suède est allée de pair avec une réforme générale du système de prélèvements[5]. La réduction du taux de taxe sur les ménages les plus modestes a permis des limiter les effets nets de la hausse des taxes sur l'énergie.

Des dispositifs aux impacts variés.

La présentation des trois pays aux logiques différentes a l'intérêt de montrer qu'aucun système n'est parfait : la logique suédoise de « cas par cas » fonctionne dans le cadre d'un pays relativement égalitaire, la logique de gestion par les prix au Royaume-Uni soulève le problème du signal environnemental alors que la logique de l'aide sociale en Allemagne pose le problème du ciblage des bénéficiaires des aides.

Il semble toutefois que certains dispositifs soient plus pertinents que d'autres pour traiter la précarité énergétique. La figure 4 présente le niveau des prix de l'énergie et le niveau de la précarité énergétique subjective au sein de l'UE. On y observe qu'il n'y a aucune corrélation entre les deux variables. Il apparaît même que des pays ayant de faibles prix de l'énergie – et des tarifs sociaux de l'énergie relativement élevés par rapport à leurs voisins - sont également des pays où la précarité énergétique est relativement forte. En revanche, l'efficacité thermique du parc résidentiel explique davantage le niveau de précarité énergétique.

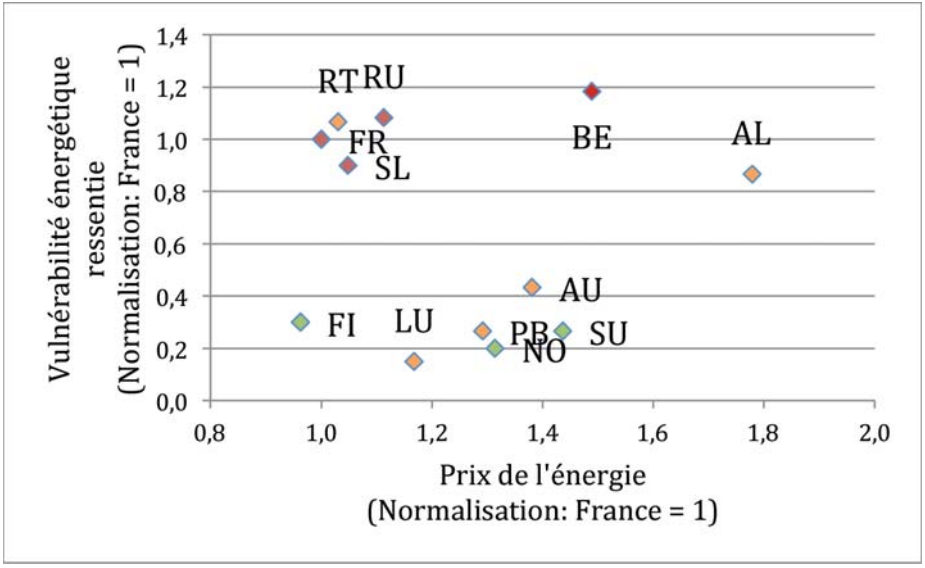


Figure 4. Vulnérabilité énergétique, prix de l'énergie et qualité thermique des foyers dans l'UE.

Note : Les couleurs des losanges représentent l'efficacité thermique de l'habitat résidentiel (vert : bonne ; orange : moyenne ; rouge : mauvaise). Les données sur normalisées par rapport à la France : la vulnérabilité énergétique ressentie en Suède n'est que d'un tiers de celle ressentie en France, alors que les prix de l'énergie y sont 40 % plus élevés.

Source : Auteurs sur la base des données Eurostat et BPIE[6].

Ainsi, la gestion de la précarité énergétique par les prix ne semble pas être à même de régler le problème de la précarité énergétique. L'exemple de la Suède et son système d'aides personnalisées dans le cadre la protection sociale est révélateur, c'est l'un des pays avec le plus faible taux de précarité énergétique au sein de l'UE. Le Conseil National de la Transition Énergétique (CNTE) réuni en 2013 a d'ailleurs fait des propositions allant dans le sens d'un système d'aides intégrés à l'aide sociale au lieu d'une gestion par les prix.

5 - Hammar, H., Sterner, T. et S Åkerfeldt (2013), « Sweden's CO_2 tax and taxation reform experiences" in Regards sur la terre 2013 – Réduire les inégalités : un enjeu de développement durable, Armand Colin, Paris, mars 2013.

6 - Eurostat (2014) http://ec.europa.eu/eurostat ; BPIE (2011) Europe's buildings under the microscope : A country-by-country review of the energy performance of buildings http://www.europeanclimate.org/documents/LR_%20CbC_study.pdf

Les enseignements tirés du débat français sur la transition et les suites.

Les propositions du groupe 4 du CNTE

Dans le cadre du CNTE français, les débats se sont orientés vers un « bouclier énergétique » combinant deux logiques, l'aide au revenu via les aides sociales et les subventions pour l'efficacité énergétique. Une telle proposition démontre une évolution à la fois conceptuelle et pratique du débat sur la précarité énergétique. D'une part, il ne s'agit pas de choisir entre traitement en amont ou en aval du problème. D'autre part, la gestion de court terme devrait se faire dans le cadre de l'aide sociale et non via une modification des prix pour certains ménages, de manière à garantir un signal environnemental clair pour tous les ménages.

Une des options concrètes proposées consiste à rehausser le forfait charge des APL et de doter les ménages précaires d'un chèque transport. Mais la limite d'une telle proposition est que le ciblage via l'APL peut poser problème, comme nous l'avons vu plus haut. Ainsi, le format de l'aide fait toujours débat. Pour ce qui est du coût des mesures : le groupe 4 du CNTE a chiffré à 3 Mds d'euros les besoins financiers en rénovation thermique des logements précaires (soit 330 000 logements précaires rénovés par an). Les aides au revenu nécessaires pour aider les ménages précaires seraient, elles, de 2 milliards d'euros (l'équivalent d'une hausse de la CSPE de 0,3 cents/kWh). Il faut les comparer aux 1,3 milliards que représentaient les APL en 2010.

Les suites à donner aux travaux de lutte contre la précarité énergétique

Si le débat a permis des avancées certaines, il reste plusieurs points importants à clarifier. En matière de financement des mesures préconisées par le CNTE : doit-il s'agir d'une CSPE élargie ? D'une taxe carbone dont une partie très conséquente – 5 milliards – serait fléchée vers la lutte contre la précarité énergétique ? Quelle doit être la part de financement public, de tiers financement, de financement privé pour la rénovation thermique des logements précaires ? Plus largement, comment articuler les aides au revenu pour l'énergie à une refonte de la fiscalité qui se fait toujours attendre ? De telles questions restent en suspens. Par ailleurs, d'aucuns soulèvent la difficulté de structurer une filière de la rénovation thermique qui peine à se développer, en commençant par cibler des ménages à faible revenu.

Au-delà des arbitrages à opérer, le portage politique des mesures de lutte contre la précarité énergétique doit être assuré. Depuis le débat de 2013, le système d'aide n'a guère évolué et les acteurs sur le terrain s'impatientent. L'Angleterre a effectué en 2012 une campagne intitulée « Energy Bill Revolution » pour éradiquer la précarité énergétique en mobilisant les acteurs de la classe politique. Cette campagne, réunissant société civile, administrations locales, académiques, secteur privé a réussi à faire pression sur plus de 250 parlementaires britanniques. Une telle campagne pourrait s'avérer utile en France pour débloquer la situation en France.

Références

Insee 2011, Enquête Budget de famille, Micro-données.

Eurostat, 2011
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/income_social_inclusion_living_conditions/data/database

Eurostat, 2013
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/income_social_inclusion_living_conditions/data/database

Kaufman, R, N Gonzalez, T Nickerson and Y Nesbit (2010), "Do household energy expenditures affect mortgage delinquency rates ?", Energy Economics 33(2).

Fondation Abbé Pierre, 2013, L'Impact de la précarité énergétique sur la santé.

Pelletier, 2009 « Précarité énergétique », rapport du groupe de travail du plan bâtiment Grenelle, 15 décembre 2009

Guyet, R. (2012). Les mesures de lutte contre la précarité énergétique en Angleterre, document de travail du CERI-Sciences Po, juin 2012

Le marché électrique européen face à la transition énergétique : apprendre du présent pour mieux préparer l'avenir

Andreas Rüdinger (Global Chance)

I - Introduction

Relativement peu traitée dans le débat politique français sur la transition énergétique, la question du marché européen de l'électricité connaît aujourd'hui un nouvel intérêt, principalement porté par un afflux d'articles et de rapports dénonçant la « crise du marché électrique », le plus souvent en lien avec le développement supposé « chaotique » des énergies renouvelables électriques (ENR) intermittentes[1].

S'il est vrai que le marché électrique européen a connu d'importants bouleversements ces dernières années, il semble nécessaire de préciser le diagnostic sur les causes réelles de cette fragilisation et les implications futures pour la transition énergétique dans le secteur électrique. Plutôt que de désigner l'avènement des énergies renouvelables électriques en bouc émissaire, il s'agit avant tout de réinterroger les principes fondamentaux du modèle de marché et son adéquation avec les défis de la transition énergétique à moyen et long terme, autour de deux enjeux politiques : la définition de la politique énergie-climat européenne à l'horizon 2030 et la stratégie française de transition énergétique, incluant l'évolution du mix électrique autour de l'objectif présidentiel de réduire à 50 % la part du nucléaire d'ici 2025.

Afin de répondre à ces interrogations, cet article développe trois séries de réflexions :

- la première section donne un aperçu des évolutions récentes du marché électrique européen et les différentes dynamiques en jeu ;
- la seconde section met en perspective ce diagnostic par rapport aux tendances actuelles et aux défis futurs de la transition énergétique en Europe
- la dernière partie s'attachera à définir quelques enseignements et interrogations pour la stratégie française de transition énergétique à partir de cette analyse sur l'Europe.

1 - Un marché en crise ? Diagnostic des évolutions récentes du marché électrique européen

Le marché de l'électricité européen est actuellement confronté à une série de bouleversements importants dans la mesure où ils mettent en péril la viabilité même de ce marché, mais aussi parce qu'ils expliquent en partie la réticence actuelle des décideurs européens à s'engager en faveur d'une politique climatique ambitieuse et cohérente avec les objectifs de long terme. Parmi ces évolutions, il faut notamment analyser les suivants :

1 - En France, cette vision a principalement été véhiculée par le récent rapport de la Cour des Comptes (2013) sur le développement des énergies renouvelables et le rapport de la Commission générale à la stratégie et la prospective (CGSP, 2014) sur « La crise du système électrique européen ». Ce dernier annonce dès l'avant-propos la couleur : « l'intégration massive d'énergies renouvelables subventionnées et prioritaires sur le réseau conduit à une situation de surcapacité, déprime les prix de l'électricité sur le marché de gros et dégrade fortement la rentabilité des centrales thermiques à gaz. »

a) Une contraction importante de la consommation d'électricité suite à la crise :

L'année 2008 a marqué une bifurcation dans l'évolution tendancielle de la consommation d'électricité en Europe. Celle-ci avait augmenté à un rythme moyen de +1,8 % entre 2000 et 2008 avant de baisser puis de stagner avec la crise. Si l'on prolongeait la tendance historique au-delà de 2008 et jusqu'en 2012 en éliminant l'effet de la crise, la consommation dans l'EU 28 aurait augmenté de 280 TWh (par rapport aux données observées), absorbant en partie les surcapacités observées actuellement. S'il s'agit là d'un événement conjoncturel et imprévu, d'autres signes montrent pourtant que les analystes sont en train de changer de référentiel, prenant en compte le ralentissement économique et l'effet des politiques d'efficacité : ainsi, les prévisions « officielles » élaborées par la Commission pour la consommation d'électricité européenne en 2030 ont varié de 1 000 TWh (un tiers de la consommation actuelle) à la baisse entre les rapports Energy Trends publiés en 2003 et 2013 !

b) Un niveau de prix structurellement bas :

Après un pic atteint en 2007-2008 (principalement en lien avec la hausse du prix des combustibles fossiles) avec une moyenne de 70 €/MWh, le prix de l'électricité en base sur le marché centre-ouest européen (comprenant la France, l'Allemagne et le Benelux) est aujourd'hui tombé à moins de 40 €/MWh. Deux facteurs permettent d'expliquer cette pression à la baisse : les surcapacités accumulées face à l'effondrement de la demande et dans une moindre mesure, l'effet d'ordre de mérite des énergies renouvelables qui se substituent à des sources de production avec des coûts marginaux plus élevés (voir section 3).

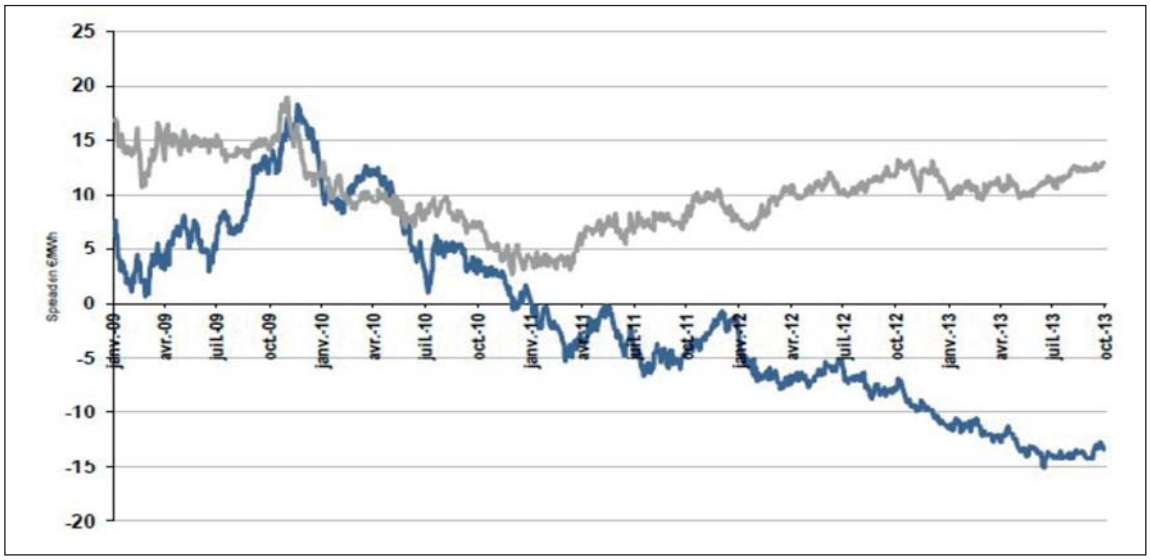
Si cette évolution peut en théorie être considérée comme une bonne nouvelle pour les consommateurs, elle génère néanmoins deux difficultés : d'une part, les niveaux de prix actuels sont largement insuffisants pour couvrir les coûts de nouvelles installations, et ce qu'il s'agisse de centrales thermiques conventionnelles, nucléaires ou d'énergies renouvelables[2]. Aucun nouvel investissement de capacité ne peut se refinancer sur le marché dans les conditions actuelles. D'autre part, le surcoût relatif des énergies renouvelables (voire aussi du nucléaire nouveau en Angleterre) est calculé en fonction du prix de référence du marché : toute baisse du prix de marché implique donc automatiquement une hausse de ce surcoût relatif, et ce malgré les baisses de coût considérables des ENR ces dernières années[3].

c) Un effet massif de substitution entre le charbon et le gaz :

Partant d'un coût de production très concurrentiel entre ces deux sources de production d'électricité en 2008, les fondamentaux économiques du gaz se sont progressivement détériorés, tandis que le charbon a pu baisser ses coûts sur la même période. Suite à ce changement des fondamentaux du marché, le gaz a été remplacé par le charbon dans l'ordre de mérite économique, produisant un effondrement de la production ex-gaz au profit des centrales à charbon les plus polluantes. Le graphique ci-dessous retrace l'évolution des marges brutes (prix de vente sur le marché – coûts opérationnels) entre les centrales à gaz et à charbon. Partant d'un niveau similaire en 2010, la marge des centrales à gaz s'est progressivement détériorée jusqu'à devenir négative, tandis que les centrales à charbon ont même pu augmenter légèrement leur niveau de rentabilité, malgré des prix de marché très bas.

2 - À titre d'exemple, le prix de marché de gros de 40 €/MWh peut être comparé au coût de production d'une nouvelle centrale à gaz (70 à 90 €/MWh), des éoliennes terrestres (70 à 85 €/MWh) ou encore du contrat anglais sur l'EPR de Hinkley Point (115 €/MWh sur 35 ans).

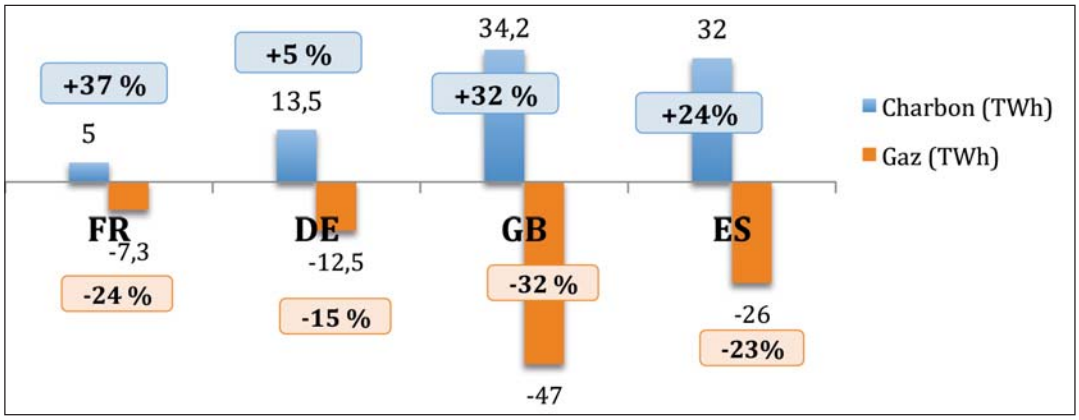
3 - En Allemagne, on peut estimer à 6 milliards d'euros annuels le surcoût additionnel des énergies renouvelables uniquement imputable à la baisse des prix de marché depuis 2008. Voir : BEE 2013 : Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014 ; et Öko-Institut 2013 : Analyse der EEG-Umlage 2014.



Graphique 1. Marge brute par MWh pour la production ex-gaz (en bleu) et ex-charbon (en gris)
Source : CRE 2014

Dans les médias français ce phénomène de transfert entre la production ex-gaz et ex-charbon a souvent été associé au seul cas de l'Allemagne, signant de fait « l'échec du tournant énergétique » et de la sortie du nucléaire.

Or, force est de constater que ce phénomène n'a rien à voir avec la politique allemande[4] et qu'il s'agit là d'une dynamique plus largement européenne, résultant de fondamentaux économiques internationaux (pour le prix du charbon et du gaz) et européens (prix des quotas carbone, et stagnation de la demande suite à la crise). Le graphique ci-contre démontre l'ampleur du phénomène à travers l'Europe : l'impact a été bien plus important en Grande-Bretagne qu'en Allemagne, et chose souvent ignorée, même la France a été touchée, bien qu'à une échelle réduite en raison de la structure de son mix.



Graphique 2. Évolution de la génération ex-charbon et ex-gaz en Europe entre 2010 et 2012
Source : Données des opérateurs de réseaux nationaux

Trois ensembles de facteurs permettent d'expliquer cette dynamique :

- **La baisse des prix de charbon :** le prix du charbon à l'import (indice du port de Rotterdam, ARA CIF) a été presque divisé par deux entre 2011 et 2013, passant de 125 €/tonne à 73 €/tonne. Contrairement à un argument souvent véhiculé, l'essor du gaz de schiste américain (et l'export de charbon américain) n'explique qu'une très faible partie de cette tendance[5]. C'est avant tout la demande chinoise, plus faible qu'anticipée, et l'accroissement de la production des grands pays charbonniers (Australie, Indonésie principalement) qui explique le surplus actuel et la baisse des prix[6].

4 - Pour une explication plus détaillée, voir : Rüdinger, A. (2013) : Le tournant énergétique allemand : État des lieux et idées pour le débat français. Cahier Global Chance N° 33 mars 2013.

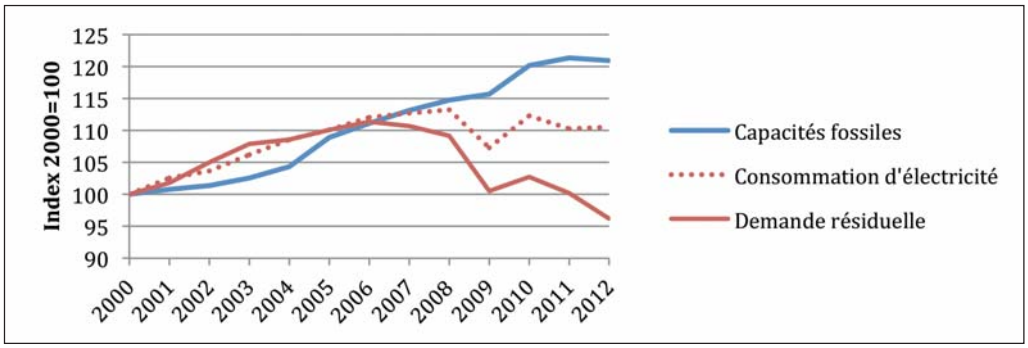
5 - Sur l'augmentation totale des exportations mondiales de charbon en 2012, l'accroissement des exportations américaines ne représente que 12 %. Les importations européennes de charbon-vapeur viennent en premier lieu de la Russie (31 %), de la Colombie (27 %) puis des États Unis (16 %) (AIE 2013).

6 - Agence Internationale de l'Énergie, 2013 : Coal Medium-term Market Report 2013.

- **La hausse continue des prix du gaz, indexés sur le pétrole :** entre 2005 et 2012, le prix du gaz à l'import a été multiplié par deux en Europe, dégradant encore davantage la compétitivité du gaz par rapport au charbon.
- **La faiblesse structurelle du prix des certificats de CO_2 en Europe :** en raison du surplus important de certificats actuellement en circulation[7], le prix des certificats reste en dessous de 5 euros/tonne de CO_2. Ce prix est à comparer à celui qui serait nécessaire pour restaurer la compétitivité du gaz vis-à-vis du charbon : 40 à 60 euros/tonne. Les mesures récentes décidées (report ou backloading de 900 millions de certificats) et annoncées (mise en place d'une réserve de stabilité) seront largement insuffisantes pour atteindre de tels niveaux de prix à court ou moyen terme, renforçant de fait l'incertitude sur l'efficacité de cet instrument et l'avenir des centrales à gaz en Europe.

Et les énergies renouvelables dans cette histoire ?

Une grande partie du débat actuel sur le rôle présumé des renouvelables dans le déséquilibre des marchés électriques et la détresse des centrales à gaz trouve ses origines dans ces deux effets : la contraction inattendue de la demande et l'inversion de l'ordre de mérite économique entre le gaz et le charbon. En effet, ignorant en grande partie les décisions politiques sur le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, les grands électriciens ont continué à investir massivement dans des centrales à gaz dans la décennie passée, avec pour hypothèse implicite que les énergies renouvelables n'occuperaient jamais un rôle important et que l'évolution de la demande suivrait sa tendance historique. Si l'accroissement de la consommation a pu « absorber » en grande partie ces capacités additionnelles jusqu'en 2008, **l'effondrement de la demande a montré le véritable enjeu de la transition dans le secteur électrique : il ne s'agit pas uniquement d'ajouter des renouvelables mais bien aussi de retirer autre chose pour faire de la place, aspect jusque-là ignoré par la plupart des acteurs économiques et politiques.** Or, comme le montre le graphique 3, la demande « résiduelle » (c'est-à-dire non couverte par la production renouvelable) s'est contractée depuis 2008, alors même que les capacités fossiles ont continué à augmenter.



Graphique 3. Évolution des capacités fossiles et de la demande d'électricité totale et résiduelle en Europe (indice 100 en 2000)

Alors à qui la faute ? Certainement pas au développement des énergies renouvelables, qui somme toute ne peut pas être qualifié « d'extraordinaire » puisqu'il n'a jamais dépassé la trajectoire anticipée (et par conséquent prévisible pour les acteurs du marché) pour atteindre les objectifs 2020 et que le chemin est encore long[8]. Probablement bien davantage au manque de réactivité politique face à l'évolution de compétitivité entre les centrales à gaz et à charbon : en effet, en misant sur une réponse européenne pour renégocier les contrats d'achat de gaz indexé sur le pétrole et en renforçant rapidement le système d'échange de quotas CO_2, l'Europe aurait pu « sauver » le gaz dans l'ordre de mérité économique et la situation serait aujourd'hui bien différente : au lieu de mettre sous cocon des dizaines de centrales à gaz neuves, les pays seraient en train de fermer une bonne partie de leurs parcs de centrales à charbon, qui pour leur grande majorité ont fait leur temps, avec un âge moyen supérieur à 40 ans.

7 - Le surplus est estimé à 2,3 milliards de certificats, autrement dit plus que le total des émissions prévues pour les installations couvertes par l'EU ETS en 2013 (2,08 milliards de tonnes de CO_2).

8 - Suivant les projections des Energy Trends 2013, au moins 150 GW de capacités renouvelables supplémentaires doivent être installées dans les 8 prochaines années pour atteindre les objectifs 2020.

2 - Le marché de l'électricité face aux défis de la transition énergétique

Au-delà des difficultés conjoncturelles, ce diagnostic doit amener à se réinterroger sur l'adéquation entre le fonctionnement du marché électrique européen et les défis de la transition énergétique à moyen et long terme. Cela amène en particulier à formuler la thèse suivante : la conception du marché électrique reflète avant tout les circonstances et objectifs valables lors de sa création. Or, l'avènement de la transition énergétique autour de nouvelles priorités (maîtrise de la demande, développement des énergies renouvelables, flexibilisation) requiert un ajustement structurel des principes de fonctionnement, du « design » de ce marché, pour en faire un outil efficace au service de la transition énergétique et non l'inverse.

2.1. - L'intégration économique des énergies renouvelables électriques et la question du signal prix

Le débat sur l'intégration économique des énergies renouvelables électriques porte essentiellement sur leur coût et la perturbation du marché causée par l'émergence de mécanismes de rémunération (tarifs d'achat, premium de marché, etc.) en dehors du marché. S'il s'agit là de problèmes qu'il faut traiter pour réussir la transition, l'erreur à ne pas commettre consiste à « regarder l'avenir dans le rétroviseur », en voulant à tout prix maintenir le fonctionnement actuel du marché et en sous-estimant le potentiel de réduction des coûts des ENR.

Dans un premier temps, le constat effectué sur la baisse des prix du marché de gros appelle une réflexion sur les leviers disponibles pour restaurer un signal d'investissement compatible avec le développement de nouvelles capacités. Le raisonnement économique dominant, consistant à dire que « le marché fonctionne parfaitement, puisque le prix nous signale l'existence de surcapacités » est certes juste, mais néanmoins insuffisant pour répondre au défi de la transition. La solution généralement préconisée consiste à attendre 10 à 15 ans pour que le marché absorbe les surcapacités, et de mettre en veille le développement de nouvelles capacités bas carbone d'ici là. **Une autre solution, plus volontariste, serait de concevoir une politique visant à retirer du marché les centrales les plus vieilles et polluantes pour faire de la place à de nouveaux entrants tout en corrigeant le signal prix à la hausse.** C'est d'ailleurs l'approche préconisée par un récent rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie[9]. Le signal prix carbone d'un système d'échange de quotas considérablement renforcé pourrait justement produire cet effet, à condition de lui accorder explicitement ce rôle de signal prix et de prendre les mesures drastiques nécessaires.

Une telle politique pourrait également réduire le besoin de rémunération hors marché nécessaire pour développer les énergies renouvelables. **En effet, alors que de nombreux experts raisonnent encore sur la base des chiffres valables au tournant de 2010 (du photovoltaïque à 400 €/MWh), il faut bien voir qu'il est aujourd'hui parfaitement possible - à condition de s'en donner les moyens - de développer du photovoltaïque et de l'éolien à 70 et 80 €/MWh[10], ce qui correspond au prix de marché résultant d'un prix carbone autour de 50 €/tonne de CO_2[11].**

Il est par ailleurs utile de noter qu'un doublement du prix de marché augmenterait le prix de détail pour les consommateurs français d'environ 30 % ; c'est-à-dire la hausse prévue de toute manière par la CRE d'ici 2017.

En ce sens, les solutions qui s'imposent pour une politique ambitieuse de lutte contre le changement climatique peuvent également fournir une réponse cohérente pour assainir le marché de l'électricité.

Suivant cette logique, notre politique actuelle, consistant à fixer les objectifs de développement des ENR en fonction d'un niveau de « surcoût » jugé acceptable (5 ? 10 ? 20 milliards d'euros ?) apparaît erronée. Il faudrait au contraire s'attacher à rendre l'effort de transition « soutenable » économiquement, plutôt que d'accroître des aides artificielles pour ne pas s'attaquer à un prix de marché lui-même artificiel. Cela présuppose de combiner deux approches :

- l'une économique, en restaurant un signal de prix cohérent avec les objectifs de la transition et permettant de limiter le niveau de soutien hors marché.

9 - AIE 2014 : The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.

10 - Cela implique de sérieusement faciliter le développement des projets avec des instruments de financement préférentiels, des procédures administratives simplifiées et de réelles perspectives de croissance du marché à moyen terme, indispensables pour développer les filières et susciter la concurrence. À titre d'illustration, de récents projets photovoltaïques au Texas (Austin) annoncent un coût de production de 36 €/MWh.

11 - Ce prix carbone serait certes 10 fois plus élevé que le niveau actuel, mais assez proche des prévisions initiales de la politique européenne. De plus il peut être comparé à la taxe carbone suédoise, qui a d'ores et déjà dépassé les 100 €/tonne sans produire une montée de la précarité ni une crise économique générale.

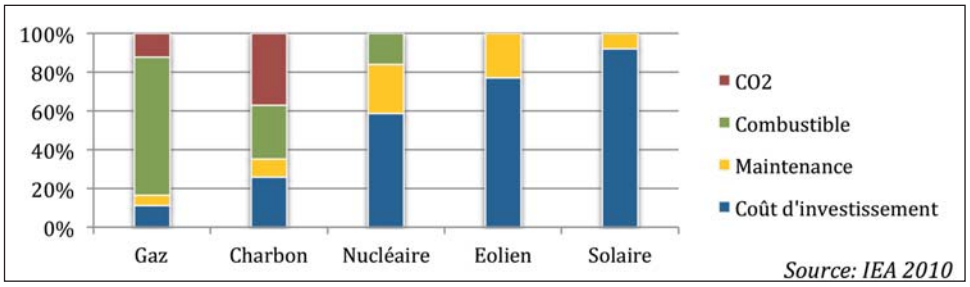
• l'autre industrielle, en déterminant les objectifs d'ENR non pas en termes de volume, mais en terme de coût de production à atteindre d'ici quelques années. Si la « voiture 2 litres » mérite une telle attention, pourquoi ne pas créer un réel effort autour du « photovoltaïque à 80 euros/MWh » ?

2.2. - Le principe du coût marginal à court terme : un élément à revoir ?

La formation des prix sur le marché de gros répond au principe de l'ordre de préséance économique *(merit order)* et du coût marginal de production : les centrales de production sont appelés en fonction de leur coût marginal de court terme croissant, jusqu'à satisfaire la demande. Ce principe reflète en large partie les priorités connues au moment de la création du marché dans les années 1990 : optimiser l'allocation des capacités de production selon le critère de l'efficacité-coût à court terme, pour un parc essentiellement composé de centrales thermiques fossiles déjà amorties.

Or, ce principe de fonctionnement paraît aujourd'hui de moins en moins adapté avec l'avènement de technologies qui présentent des coûts d'investissement (CAPEX) très élevés et des coûts opérationnels (OPEX) très faibles (graphique 4). En effet, selon ce principe, la production renouvelable intègre le marché à un coût quasi-nul, produisant deux effets pervers : une baisse du prix de marché dans son ensemble (effet merit order), et un risque de « cannibalisme » à moyen terme : plus les ENR se développent dans ce schéma, plus le prix de marché tendra vers zéro, ne fournissant plus aucun signal pour la production des centrales flexibles (gaz) pourtant nécessaires, tandis que le coût quasi complet de la production renouvelable devrait être supporté par des mécanismes hors marché. Dans cette logique, tout nouvel investissement – qu'il s'agisse de production décarbonée ou encore de capacités flexibles- devrait être rémunéré hors marché, tandis que le marché lui-même ne servirait plus à grand-chose.

S'il n'existe aujourd'hui pas de solution unique à ce problème (en raison de la coexistence d'une part dominante de centrales thermiques répondant bien à la logique du coût marginal, face à une part croissante de centrales intensives en capital), il faut néanmoins reconnaître son importance économique et politique pour se poser la question de l'évolution de la conception du marché électrique dès maintenant – et non en 2030 quand la part des énergies renouvelables en Europe aura déjà atteint au moins 47 %[12].



Graphique 4. Décomposition du coût de production d'électricité pour différentes sources

2.3. - La priorité à la flexibilité : quelles implications pour le marché ?

Le développement soutenu des énergies renouvelables aura des conséquences structurelles sur le fonctionnement du marché électrique. Si le débat a tendance à se concentrer sur la seule question du stockage, de nombreuses alternatives existent pour rendre le marché et le système électrique plus flexible à court et moyen terme. De récents travaux portant sur une multitude de pays à l'échelle mondiale ont montré que l'intégration d'une part importante de sources renouvelables variables n'était pas forcément source de surcoût, à condition d'adopter une approche systémique et non focalisée sur la seule maximisation de la production renouvelable[13]. Parmi ces pistes, on peut notamment citer les suivantes :

a) Favoriser l'intégration à l'échelle régionale et européenne

Grâce aux nombreuses interconnexions et au couplage des marchés, le système électrique européen offre un potentiel de flexibilité sans précédent. Mais cela suppose de pousser plus loin l'intégration des marchés pour tenir compte des besoins et apports de flexibilité au-delà des frontières, qu'il s'agisse de la flexibilité à court terme ou encore des mesures assurant la sécurité d'approvisionnement à plus long terme, qui restent pour l'instant confinée

12 - Les différents scénarios étudiés dans l'étude d'impact de la proposition de la commission européenne pour le paquet énergie-climat 2030 comportent une part d'ENR dans la production d'électricité comprise entre 47 et 66 % à l'horizon 2030, contre 20 % aujourd'hui.

13 - Pour une analyse détaillée des options de flexibilité dans des systèmes à forte pénétration de renouvelables variables, voir : IEA (2014) : The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.

au périmètre national . Plus largement, cela présuppose une réelle coordination européenne sur les choix d'évolution du mix électrique des différents pays, qui n'existe pour l'instant qu'au stade embryonnaire.

b) L'effacement et la gestion dynamique de la demande :

Bien qu'existant dans des proportions réduites depuis plusieurs décennies, l'effacement momentané de la demande ne semble pas être une priorité dans les politiques actuelles. Pourtant, un potentiel important subsiste à travers l'Europe en ce qui concerne les grands et les petits consommateurs. La valorisation de ce potentiel implique une réflexion plus poussée sur l'utilisation des compteurs « intelligents » (au-delà du caractère communiquant) et le développement d'un marché permettant de valoriser ce produit de flexibilité (au-delà des économies d'énergie directes).

c) Adapter le soutien aux ENR pour tenir compte de la valorisation systémique

Alors que le débat entre le succès des modèles de tarif d'achat et de mécanismes visant à accroître l'exposition de la production renouvelable aux fluctuations de prix fait rage en Europe et en France[14], il fait souvent l'impasse sur les nombreuses options plus constructives qui existent pour favoriser le développement des ENR en adéquation avec les exigences systémiques (et ce, sans accroître l'exposition aux risques, source de surcoût). Cela doit en premier lieu conduire à définir le soutien non pas en fonction de la maximisation du productible, mais en fonction de la capacité à intégrer l'installation dans le système. Plusieurs dispositions d'ordre économique et réglementaire peuvent être prises à cet égard et il apparaît essentiel de s'inspirer du retour d'expérience des pays voisins. À titre d'exemple, on peut citer : l'écrêtement de la puissance maximale des installations photovoltaïques pratiquée de manière dynamique par certains opérateurs de réseau de distribution en Allemagne (permettant de doubler l'accueil de nouvelles capacités sans extension du réseau), l'installation obligatoire d'un contrôle à distance (géré par le gestionnaire d'équilibre) pour les installations ENR dépassant un certain seuil de puissance (30 kW en Allemagne), la contribution des éoliennes à la régulation de la tension (pratiquée en Écosse), ou encore des incitations économiques pour rémunérer les éoliennes en fonction de la stabilité de leur profil de production (plutôt que la puissance maximale)[15]. Dans la même logique, l'Allemagne a mis en place dès 2012 un « bonus de flexibilité » accordé aux installations biomasse et biogaz pour accroître les capacités de réserve et permettre une meilleure valorisation de ces sources flexibles et contrôlables.

d) Mieux valoriser la flexibilité au sein du marché de l'électricité

Le marché électrique européen peut lui-même être source de plus de flexibilité à condition de le structurer en ce sens. Cela impliquerait une liquidité croissante sur les marchés infra-journaliers, une meilleure articulation entre les marchés d'ajustement (balancing) et de volume et le rapprochement dans le temps des délais de guichet pour limiter l'impact des erreurs de prévision pour la production éolienne et photovoltaïque.

e) Soutenir l'émergence de centrales virtuelles autour d'agrégateurs

Si l'approche actuelle se focalise sur la commercialisation directe de l'électricité renouvelable à l'échelle individuelle (pour chaque installation), une autre piste peut être explorée en parallèle : celle de combiner différentes installations et sources renouvelables (éolien, photovoltaïque, hydro, biomasse) au sein d'un même portefeuille de production, plus prévisible et flexible. Cette approche est notamment poursuivie par le projet de R&D « Kombikraftwerk 2 » en Allemagne, visant à faciliter l'intégration des ENR et à démontrer leur contribution potentielle aux services systémiques auxiliaires[16]. Cela présuppose de soutenir l'émergence de nouveaux acteurs sur le marché, visant justement à agréger ces portefeuilles et à les commercialiser sur le marché, ce qui pourrait être une option à étudier dans le contexte de la récente proposition de transfert de l'obligation d'achat depuis EDF à d'autres acteurs.

f) Soutenir l'intégration entre vecteurs énergétiques

Alors que le potentiel de stockage direct de l'électricité à grande échelle reste limité (le potentiel de stations de transfert d'électricité par pompage étant largement exploité), de nouvelles possibilités s'ouvrent à travers l'intégration entre les vecteurs électricité et gaz et électricité et chaleur. De nombreux scénarios (à l'image de Négawatt

14 - Cette tension a notamment mené à la volonté européenne de généraliser les modèles de premium de marché, et les appels d'offres, qu'introduisent les nouvelles lignes directrices sur les aides d'État pour l'énergie récemment adoptées (C(2014)2322). En France, la consultation récente de la DGEC sur L'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat ainsi que les propositions présentées pour le projet de loi de programmation de la transition énergétique font écho à ce même débat.

15 - Ces propositions sont en partie issues de la conférence organisée par l'office franco-allemand des énergies renouvelables sur le sujet de l'intégration des ENR au réseau de distribution. L'ensemble des présentations se trouve ici : http://enr-ee.com/fr/nouvelles/article/150/conference-sur-lintegration-des-energies-renouvelables-aux-reseaux-de-distribution/

16 - http://www.kombikraftwerk.de/kombikraftwerk-1/english.html. Pour une présentation d'ensemble du projet, voir : http://enr-ee.com/fr/nouvelles/article/150/conference-sur-lintegration-des-energies-renouvelables-aux-reseaux-de-distribution/

et le scénario facteur 4 de Grdf ou encore le scénario phare de la transition allemande) illustrent ainsi les gains de flexibilité issus de la méthanation de l'électricité excédentaire (par électrolyse puis recombinaison avec du CO_2). D'autres projets d'innovation sont en cours pour tester les possibilités de stockage d'électricité sous forme de chaleur à l'échelle individuelle ou celle d'un quartier par exemple[17]. Or, pour des questions de coût et de rendement, la question du stockage devrait intervenir en dernier recours, si d'autres options de flexibilité ne permettent pas de stabiliser le système. La difficulté première pour développer ces options de stockage sera de définir un modèle économique viable, qui pourrait s'appuyer d'une part sur une ressource à coût quasi-nul (l'électricité excédentaire du système) et une valeur donnée à la flexibilité systémique offerte par le stockage.

3 - Conclusion : quels enseignements pour la France ?

Si l'engagement présidentiel de réduire la part de la production électronucléaire à 50 % d'ici 2025, devait se concrétiser, cela impliquerait un développement considérable des énergies renouvelables dans leur ensemble, et des sources variables en particulier. **Afin que cela puisse se faire dans les meilleures conditions possibles, il apparaît aujourd'hui essentiel de changer d'approche sur la stratégie de développement des énergies renouvelables et de cesser à cantonner le débat à la seule dimension économique de court terme et à l'opposition artificielle entre les « politiques » et le « marché ».**

L'analyse des évolutions du marché électrique européen montre clairement que le développement des énergies renouvelables n'est pas la cause des perturbations observées suite à la crise économique, mais au mieux un facteur renforçant des déséquilibres plus structurels. **Alors que de nombreux analyses se contentent de mettre en avant les tensions éventuelles entre la logique du marché de l'électricité et les politiques climatiques, cette analyse montre également qu'il existe aujourd'hui de nombreuses synergies entre les deux :** en effet, une politique ambitieuse autour d'un prix du carbone fort pourrait être le meilleur moyen d'absorber les surcapacités actuelles (en éliminant progressivement les centrales à charbon les plus vieilles), de restaurer la viabilité économique des centrales à gaz (en inversant l'ordre de mérite entre le charbon et le gaz au profit de ce dernier) et de limiter le surcoût du développement des énergies renouvelables. De plus, avec des recettes issues du revenu des enchères de certificats CO_2 dix fois supérieures à ce qu'elles sont aujourd'hui, cela permettrait aisément d'apporter une aide aux groupes les plus vulnérables (ménages précaires et électro-intensifs) sans affaiblir le signal prix et tout en conservant des fonds pour une politique ambitieuse de maîtrise de la demande.

Alors que de nombreuses analyses se cantonnent à répéter que *« c'est les politiques et non le marché qui doivent changer »*, il faut aujourd'hui reconnaître que ces deux approches doivent être liées, comme le signale par ailleurs clairement la Commission européenne elle-même : « Dans le secteur de l'énergie, réaliser un marché intérieur de l'électricité en Europe n'est pas une fin en soi. Ce *marché intérieur est absolument indispensable à la réalisation des objectifs de la politique énergétique de l'Union à savoir : un approvisionnement sûr à un prix compétitif ; les objectifs fixés à l'horizon 2020 et au-delà en matière d'énergies renouvelables et de changement climatique ; et une amélioration sensible de l'efficacité énergétique dans l'ensemble de l'économie »*[18]. Face aux nombreux défis que représentera la transition du secteur électrique, il s'agit désormais d'agir en fonction de cette maxime, afin de faire du marché électrique un outil efficace au service de la transition, en valorisant notamment le potentiel de flexibilité qu'offre une approche régionale et européenne et en faisant évoluer la conception du marché en lien avec les nouveaux défis et technologies de la transition.

La définition de la stratégie française en matière d'évolution du mix électrique et de développement des ENR doit pleinement intégrer les enseignements issus de l'expérience européenne. Cela présuppose avant tout un engagement fort pour une politique européenne ambitieuse à l'horizon 2030, visant à restaurer la confiance dans les objectifs climatiques et le marché électrique. Cela implique également de définir, à travers la loi de programmation de la transition énergétique, une trajectoire claire à l'horizon 2030, construite sur des mécanismes solides et crédibles pour mettre en œuvre l'objectif de réduction de la part du nucléaire en phase avec le développement des énergies renouvelables et la maîtrise de la demande. Enfin, il faut s'inspirer de l'expérience européenne pour construire une politique des énergies renouvelables compatibles avec ces objectifs de moyen et long terme, autour d'objectifs industriels phares et une vision claire sur l'intégration systémique des ENR.

17 - AIE 2014 : The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.

18 - Introduction de la Communication « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique », C(2013)7243 final.

La transition énergétique est en marche aux États-Unis : zoom sur l'État de New York

Loïc Chappoz (Global Chance)

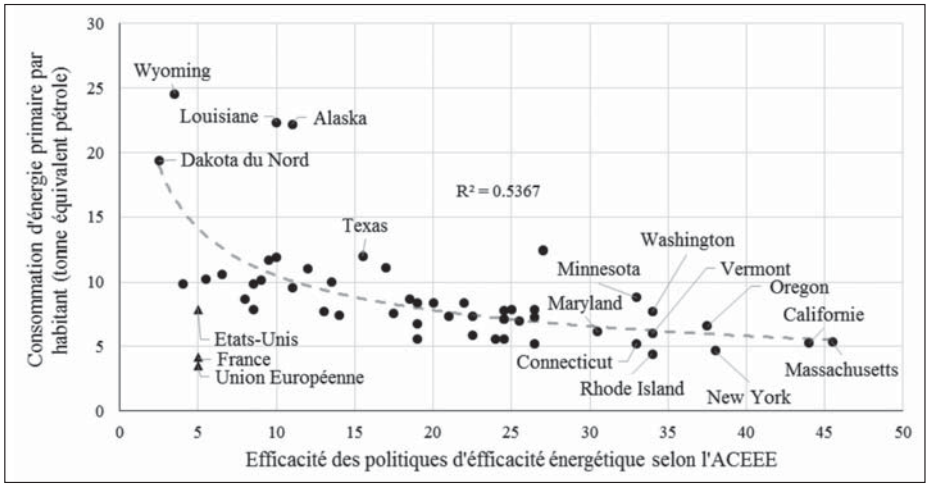
La transition énergétique est en marche aux États-Unis. Cette affirmation peut paraître surprenante quand on sait que la consommation d'énergie par habitant outre Atlantique est presque deux fois supérieure à celle de la France, et que les émissions de gaz à effet de serre par habitant y sont trois fois plus importantes. Cette transition est cependant sérieusement engagée dans certains territoires, tels que l'État de New York. Cet État, et plus particulièrement la ville de New York, ont mis en œuvre des politiques efficaces en matière d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables. Cette transition s'appuie sur des objectifs de lutte contre le changement climatique comparables à ceux de l'Union européenne ainsi qu'une stratégie énergétique cohérente.

La transition énergétique a lieu à l'échelle « locale »

Quand on étudie plus en détail la consommation d'énergie par habitant aux États-Unis, on découvre une grande diversité entre les différents États. Par exemple un Américain vivant dans le Wyoming consomme en moyenne cinq fois plus d'énergie qu'un habitant de l'État de New York. Ces différences sont bien sûr en partie liées à la structure économique des États ainsi qu'à leur géographie et à leur climat. Elles semblent cependant reposer en grande partie sur les politiques d'efficacité énergétique mises en place au niveau local (voir figure 1).

Figure 1. Relation entre la consommation d'énergie primaire par habitant et les politiques d'efficacité énergétique menées pour chaque État américain en 2011.

Chaque année, l'ACEEE (American Council for an Energy Efficient Economy) attribue une note entre 0 et 50 à chaque État américain en fonction des politiques menées en matière d'efficacité énergétique. Les consommations par habitant des États-Unis, de l'Union Européenne et de la France sont données à titre de comparaison.



Note : Consommation d'énergie primaire par habitant (en tep) : États-Unis : 7,9 ; France : 4,2 ; Union Européenne : 3,5 ; État de New York : 4,7.
Sources des données : U.S. Energy Information Administration et ACEEE.

Ces disparités entre États sont d'autant plus significatives que, du point de vue démographique, certains États américains pèsent plus lourd que bien des pays de l'Union Européenne. Avec 38 millions d'habitants, la Californie se classerait par exemple septième au niveau européen, juste devant l'État de New York, fort de ses 20 millions d'habitants. Dans ce paysage énergétique, l'État de New York fait partie des États à la pointe de la transition.

Des objectifs climatiques comparables à ceux de l'Union Européenne

Dès 2002, l'État de New York s'est fixé des objectifs en matière d'efficacité énergétique et de lutte contre le changement climatique. Le premier Plan Énergétique de l'État de New York (New York State Energy Plan) prévoyait de réduire ses émissions de 5 % en 2010 et 10 % en 2020 par rapport à 1990. Il visait aussi à réduire l'intensité énergétique primaire de l'État de 25 %[1] et à augmenter la production d'énergies renouvelables de 50 %, pour la porter à 15 % de la consommation totale d'énergie primaire en 2020. Des objectifs climatiques beaucoup plus ambitieux ont été fixés en 2009 : réduire les émissions de 80 % en 2050 par rapport à 1990. La version provisoire du Plan énergétique 2014[2] prévoit en outre de réduire l'intensité carbone du secteur énergétique de 50 % en 2030 par rapport à 2010.

La ville de New York, qui héberge près de la moitié des habitants de l'État, s'est fixé des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre tout aussi ambitieux. Mis en place en 2007 par l'ancien maire de New York, Michael Bloomberg, le programme PlaNYC a défini une vision à long terme pour l'agglomération. Il prévoit notamment de réduire ses émissions de 30 % en 2030 par rapport à 2005 et évoque l'ambition de les réduire de 80 % en 2050. Les institutions publiques de la ville doivent se montrer exemplaires et atteindre l'objectif de 30 % dès 2017.

Les objectifs climatiques de ces deux territoires sont donc tout à fait comparables à ceux de l'Union Européenne en termes d'émissions par habitant (voir figure 2). La ville de New York se montre même plus audacieuse que l'Europe avec un objectif de long terme inférieur de 28 % si l'on tient compte des projections démographiques.

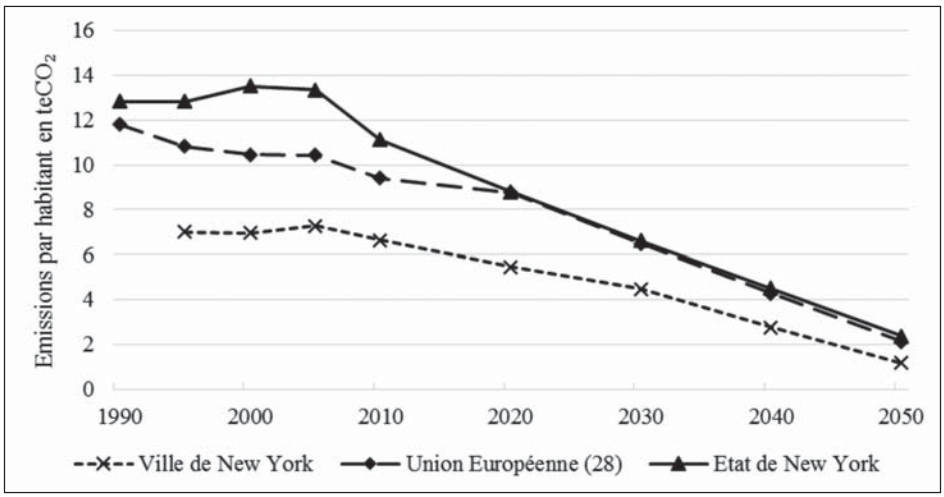


Figure 2. Comparaison des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la ville de New York, de l'État de New York et de l'Union Européenne. En tonne équivalent CO_2 par habitant[3].

Il n'existe pas pour le moment d'objectifs chiffrés en matière d'efficacité énergétique au niveau de la ville de New York, et ceux qui ont été énoncés en 2002 par l'État ne figurent pas dans la dernière version du Plan Énergétique 2014. La mise en œuvre des objectifs climatiques repose cependant essentiellement sur l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, de l'industrie et du système de production d'électricité.

1 - En quantité d'énergie primaire consommée par unité de richesse créée dans l'état.

2 - Le Plan Énergétique 2014 de l'État de New York était en cours d'élaboration en mai 2014.

3 - Calculs de l'auteur. Sources des données : émissions de CO_2 de 1990 à 2010 : Eurostat pour l'Union Européenne, New York State Energy Research and Development Authority pour l'état de New York, Inventory of New York City Greenhouse Gas Emissions 2007 et 2011 pour la ville de New York. Les données de 2020 à 2050 ont été calculées en fonction des objectifs de réduction. Population de 1990 à 2010 : Eurostat pour l'Union Européenne, United States Census pour la ville et l'état de New York. Projections de population pour 2020 à 2050 : Eurostat pour l'Union Européenne ; City of New York, Department of City Planning pour la ville de New York pour 2020 et 2030, projection tendancielles pour 2040 et 2050 ; Cornell University, Program on Applied Demographics pour l'état de New York pour 2020, 2030 et 2040, projection tendancielle pour 2050.

Mesurer, réduire et gérer les consommations d'énergie

La politique d'efficacité énergétique de la ville de New York repose sur trois piliers : la connaissance des quantités d'énergies utilisées, leur réduction, et la gestion des pointes de consommations.

Les deux premiers axes ont été traités par une série de lois locales adoptées fin 2009. Ces textes visent les grands bâtiments[4] qui représentent près de la moitié de la consommation d'énergie de la ville[5]. Ils imposent à leurs propriétaires de publier chaque année les consommations d'énergie et d'eau par pied carré[6]. Chaque bâtiment est ensuite noté suivant les standards Energy Star, sur un modèle comparable aux étiquettes de performance énergétique européennes. Les propriétaires des grands bâtiments non résidentiels doivent aussi installer des compteurs individuels pour leurs locataires occupant plus de 900 m² et les informer mensuellement sur leurs consommations d'énergie.

L'ensemble des grands bâtiments doit de plus faire l'objet d'un audit énergétique tous les dix ans. Les systèmes d'éclairage des grands bâtiments non résidentiels doivent en outre être mis en conformité avant le 1er janvier 2025 avec le Code de conservation de l'énergie de la ville de New York (New York City Energy Conservation Code), instauré lui aussi fin des 2009 par ces lois locales. Enfin, ce code local prévoit la mise aux normes énergétiques de tout bâtiment faisant l'objet d'une rénovation.

À ces textes contraignants s'ajoutent de nombreux programmes mis en œuvre à l'échelle de l'État par NYSERDA, l'Autorité de recherche et de développement de l'énergie de l'État de New York *(New York State Energy Research and Development Authority)*. Tout en se concentrant surtout sur l'industrie et le tertiaire, ces programmes couvrent l'ensemble des secteurs de l'économie. Le but affiché est de rendre le marché de l'efficacité énergétique suffisamment mature pour qu'il puisse fonctionner de manière autonome et rentable. Les mesures s'appuient pour la plupart sur des subventions dont les montants sont fonction des économies d'énergie réalisées.

Étant données les vagues de chaleur et de froid que connaît chaque année le nord-est des États-Unis, le système énergétique de l'État de New York est soumis à un stress important. Il doit être capable de répondre aux pics de consommations d'énergie de chauffage l'hiver, et d'électricité liées à la climatisation l'été. La gestion des pointes est donc essentielle et NYSERDA subventionne quatre types de projets visant à assurer la continuité de l'approvisionnement : des programmes d'effacement de pointe qui rémunèrent les consommateurs qui se portent volontaires pour réduire leur consommation d'électricité quand c'est nécessaire ; des projets de stockage d'électricité qui permettent de transférer une partie de la consommation à des périodes plus creuses ; l'installation de systèmes de climatisation fonctionnant à partir d'une énergie autre que l'électricité pour réduire les pics de consommation électrique l'été ; l'installation de micro centrales à cogénération ainsi que l'amélioration de l'efficacité des micro centrales existantes. Ce dernier train de mesures est plus récent. Il vise surtout à décentraliser les moyens de production pour augmenter la résistance du réseau électrique face aux catastrophes naturelles, telles que l'ouragan Sandy qui a dévasté la région en 2012.

Les motivations de la politique énergétique new-yorkaise

Outre les objectifs environnementaux et de résistance aux événements climatiques, le développement de l'économie new-yorkaise est une des motivations principales des politiques d'efficacité énergétique. Les différents programmes mettent en effet l'accent sur l'amélioration de la rentabilité des industries et des entreprises de services grâce à la diminution de leurs consommations d'énergie.

Modérer les pointes de consommation permet aussi de limiter la construction de nouveaux moyens de production. Les coûts de construction associés auraient un impact sur le prix de l'énergie pour le consommateur final, alors même que New York est l'État où le prix de vente de l'électricité aux particuliers est le plus élevé des États-Unis[7]. Les administrations de l'État et de sa capitale économique semblent donc soucieuses de limiter l'impact de ce prix, notamment sur les ménages les plus modestes. Les motivations économiques rejoignent ainsi des enjeux sociaux.

La maîtrise de la consommation est enfin motivée par une vision à moyen terme. Des programmes additionnels de réduction de la demande d'électricité ont par exemple été récemment lancés pour anticiper la fermeture très probable du dernier réacteur en fonctionnement de la centrale nucléaire d'Indian Point, située à une quarantaine de kilomètres au nord de la ville.

4 - Bâtiments de plus de 4 600 m² (50 000 pieds carrés) et ensembles de bâtiments de plus de 9 200 m² (100 000 pieds carrés).

5 - En 2011, les bâtiments couverts par ces lois locales étaient à l'origine de 48 % de la consommation d'énergie de la ville. Cette part s'élevait à 83 % pour l'ensemble des bâtiments de New York City.

6 - 1 m² = 10,8 pieds carrés. Ces données sont publiques et consultables sur internet. Les émissions de gaz à effet de serre par pied carré sont aussi publiées.

7 - Le prix au détail moyen pour l'électricité dans le secteur résidentiel dans l'état de New York était de 0,22 $ en février 2014, environ 0,16 €.

La transition énergétique est principalement financée au travers des factures d'électricité et de gaz

Le financement des programmes d'amélioration de l'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables a trois sources principales : la System Benefit Charge, une taxe pour les énergies renouvelables et la vente des permis d'émissions sur le marché carbone qui couvre le nord-est des États Unis[8] depuis 2009.

La System Benefit Charge (SBC) est une taxe prélevée sur les factures d'électricité et de gaz par les fournisseurs d'énergie privés de l'État. Elle sert à financer les mesures d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande, et ses revenus constituaient 40 % des revenus de NYSERA en 2013, soit environ 260 millions de dollars (environ 190 millions d'euro). Une seconde taxe affectée est prélevée sur les factures d'électricité pour financer le développement des énergies renouvelables. Les revenus associés ont représenté 210 millions de dollars (environ 150 millions d'euros) en 2013, soit 32 % du budget de NYSERDA. Ces deux sources de financement direct constituent donc presque les trois quart du budget de NYSERDA. Enfin, les revenus de la vente des permis d'émissions (88 millions de dollars en 2013, 13 % du budget de NYSERDA) sont à la fois utilisés pour stimuler l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables.

Un nouvel organisme de financement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables vient d'être mis en place par le gouverneur de l'État de New York. Le budget initial de *New York Green Bank* est de 210 millions de dollars (environ 150 millions d'euros), provenant pour 80 % de la réallocation de fonds déjà destinés aux énergies renouvelables et pour 20 % de revenus du marché carbone. Il devrait rapidement augmenter pour atteindre un milliard de dollars (723 millions d'euros). La Green Bank a lancé ses premiers appels à projets en avril 2014 mais le type de projet qu'elle financera n'apparaît pas encore complètement défini.

L'État de New York n'est pas le seul État en transition aux États Unis

Cette combinaison d'une stratégie à moyen terme, de financements propres et de programmes assez complets a permis d'atteindre de bons résultats, même si ceux-ci sont peut-être en partie liés au ralentissement de l'économie à partir de 2007. Entre 2005 et 2012, la consommation d'énergie primaire de l'État a baissé de 10 %. Les consommations finales du secteur résidentiel et de l'industrie ont chuté de 14 % et 31 % sur la même période. Entre 2005 et 2011, le contenu carbone de l'électricité consommée par la ville de New York a quant à lui été réduit de 26 %.

Cette dynamique a aussi permis l'émergence d'une multitude de sociétés de services énergétiques et de start-up spécialisées dans l'analyse des consommations d'énergie. Certaines de ces entreprises sont des créations purement new-yorkaises, mais d'autres sont le fruit de l'expansion de sociétés créées dans d'autres État activement engagés dans une transition énergétique. En effet, l'État de New York n'est pas le seul territoire américain qui poursuit des politiques de réduction de la demande en énergie et de développement des énergies renouvelables. La Californie et le Massachusetts, par exemple, sont deux autres fers de lance de la transition énergétique américaine.

8 - *La* Regional Greenhouse Gas Initiative *(RGGI) couvre les états suivants : Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island, et Vermont.*

Questions nucléaires

La Conférence de citoyens sur la gestion des déchets nucléaires dans le cadre du projet Cigéo

M-A.Hermitte* (CNRS et EHESS)

** M-A.Hermitte ayant présidé le comité de pilotage de cette conférence de citoyens, il faut considérer que cet article reflète son point de vue personnel sur une opération qu'elle a contribué à mener. Ce n'est donc pas un point de vue distancié. Pour ce faire, consulter le rapport du Comité d'évaluation qui sera publié sur le site de la CNDP.*

1946-2005 : de l'action brute aux procédures démocratiques ?

La Conférence de citoyens sur les déchets nucléaires et le projet Cigéo, qui s'est déroulée entre décembre 2013 et février 2014, n'est qu'une étape parmi d'autres d'une histoire longue et mouvementée. En acceptant d'être un peu caricatural, on pourrait dire que la question du devenir de ces déchets dont la dangerosité n'est discutée par personne, est passée, au moins apparemment, de la sphère du gouvernement conseillé par un petit nombre de scientifiques très impliqués dans le développement de l'énergie nucléaire, à la sphère des procédures démocratiques, dont la capacité à changer le cours des décisions, ou à convaincre une large majorité des citoyens, reste à démontrer. Certes, rapidement, le gouvernement et les scientifiques ont dû faire face à une contestation vivace. Certes, aujourd'hui, le lien entre procédure démocratique et énoncé de droits fondamentaux mis en œuvre par des règles efficaces mérite d'être relativisé, on le verra. Mais contrairement à ce que l'on dit souvent, les temps ont malgré tout changé.

Durant une première période (1946 – 1975), en effet, les déchets nucléaires firent l'objet de décisions au cas par cas, sans réflexion préalable ni inscription dans un processus démocratique. On est alors dans l'acte brut, la pratique de l'immersion en mer s'impose. C'est simple, peu coûteux, considéré comme sûr par une partie de la communauté scientifique en raison de la dilution des éléments dangereux et de la confiance faite au conditionnement des déchets les plus actifs. Seule, une poignée de scientifiques s'y oppose. Il faut attendre 1958 et la Conférence des Nations Unies sur le droit de la mer, qui n'est donc pas une institution de gestion de la question nucléaire, pour qu'une institution politique commence à émettre des doutes, alerte l'AIEA puis l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE, sans grand succès. Ce sont finalement les États parties à la Convention de Londres qui, en 1972, vont organiser l'interdiction de l'immersion des déchets les plus fortement radioactifs à partir de 1975 puis leur interdiction totale en 1993. Là encore, c'est une initiative du droit de la mer visant l'ensemble des déchets, et non une initiative des institutions en charge du nucléaire.

Cette décision oblige à ouvrir une seconde période, 1975 – 1991, période de réflexion sur les solutions qui pourraient être imaginées ; les rapports scientifiques se succèdent, qui, dès le départ, s'intéressent plus particulièrement à la solution du stockage en couches géologiques profondes, granite ou/et argile, à côté des espoirs mis dans la transmutation (la Commission Castaing avait au contraire lié les deux). Mais c'est en 1975 également, qu'est créé le Groupement des scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire qui regroupe des scientifiques qualifiés capables de proposer une analyse critique des développements scientifiques et techniques ainsi que des faits qui émaillent l'histoire du nucléaire (GSIEN). Durant cette période, le gouvernement recherche des sites de stockage et se heurte à plusieurs refus. Il devient évident qu'il faut changer de méthode de gouvernement, ce qu'entérine Michel Rocard en décidant un moratoire le 9 février 1990.

Dès lors, tout est en place pour que *s'ouvre en 1990-1991 la troisième période*, celle qui implique pour la première fois le Parlement, avec la loi Bataille. D'un côté, le processus parlementaire est soigneusement cadré, que ce soit à l'Office parlementaire des choix scientifiques et tech-

nologiques[1] ou au Collège de la prévention des risques technologiques, sur le mode « *le stockage géologique est inéluctable* »; de l'autre, le moratoire sur les recherches concernant le stockage des déchets radioactifs invite à « *prendre le temps de se parler et de se comprendre* ».

Effectivement, non seulement la loi du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs va marquer l'introduction du pouvoir législatif dans le jeu, mais elle va obliger à ce que les décisions gouvernementales soient prises, comme c'est le cas normalement, par des autorisations administratives après enquêtes publiques, par hypothèse soumises au contrôle du juge. Le nucléaire commence à sortir de son exceptionnalité. La loi va aussi prévoir que le Parlement sera saisi de nouveau du dossier quinze ans plus tard, et va renvoyer sur plusieurs points à des concertations avec les élus et les populations des sites concernés. La loi transforme l'Andra, entité du CEA, en autorité indépendante, crée une « commission nationale d'évaluation et des comités locaux d'information et de suivi », obligatoires sur le site de chaque laboratoire souterrain envisagé. Si le fonctionnement de cet ensemble a été maintes fois critiqué, on mesure toutefois le chemin parcouru depuis les premières immersions.

Par ailleurs, à la même époque, va être énoncé et se développer le principe de participation, lié à la « démocratie de proximité ». Le mouvement s'amorce à Rio en 1992 et, en 2002, la Commission nationale du débat public (CNDP) est créée. Les deux mouvements, démocratisation du processus de décision du nucléaire et évolution de la démocratie vers plus de participation, vont se rencontrer pour trouver leur aboutissement en 2004 dans l'énoncé du principe de participation dans la charte de l'environnement, faisant partie du « bloc de constitutionnalité ».

C'est donc en 2005 que la CNDP est chargée d'organiser un premier débat public sur la question, à l'occasion de la *décision de construire un laboratoire souterrain*, permettant d'étudier à 500 mètres de profondeur et dans l'argile, les conditions du futur site. C'est le projet, tel qu'il est conçu par l'Andra, qui doit être discuté. Si la préparation du débat est difficile et pleine de rebondissements, la Commission particulière du débat public (CPDP) présidée par G. Mercadal, arrive à prendre suffisamment en compte les oppositions pour que la préparation du débat soit inclusive et convaincre presque tous les protagonistes de participer activement. De fait, le débat de 2005 se déroulera en public sans difficultés majeures, et débouchera sur de nombreuses propositions, démontrant l'efficacité du processus de discussion.

2013, année du blocage du débat

C'est ce succès qui va conduire au blocage de 2013. En effet, la loi de 2006 qui suivra le débat de 2005, retiendra nombre d'éléments issus de la procédure de participation du public, mais s'en éloignera sur un point jugé essentiel, ce qui déclenchera chez les personnes les plus impliquées la conviction que les progrès apparents nés de la loi Bataille n'ont débouché que sur une démocratie de façade. Dès lors, nombre d'entre eux vont, non seulement refuser de participer au débat de 2013, mais décider d'empêcher qu'il puisse se tenir.

Si l'on fait un point rapide du débat de 2005, son bilan est en fait mitigé, les suggestions du public ayant été inégalement prises en compte par la loi de 2006:

- Il apparaissait qu'il fallait se donner tout le temps nécessaire pour prendre les bonnes décisions dans un domaine où l'on ne dispose d'aucune expérience; dix ans, vingt ans, trente ans selon certains. Ce vœu sera assez mal respecté. En effet, la construction du laboratoire souterrain avait débuté en 2000 mais les expérimentations ne commencent réellement qu'en novembre 2004 avec la mise en service de la galerie expérimentale. Or c'est en 2013, soit huit ans plus tard seulement, que l'Andra estime avoir engrangé assez d'enseignements du laboratoire pour commencer à construire le site. Ce sentiment de vitesse excessive est d'ailleurs confirmé par les avis de l'IRSN et de l'ASN et, de manière très nette, par l'avis des citoyens[2].
- Le public demande que le site futur permette de traiter l'intégralité des déchets et matières nucléaires et pas seulement les plus problématiques. Ce vœu sera entériné.
- Il faut une autorité de sûreté indépendante (qui sera l'ASN) et la séparation des fonctions (dont l'appui scientifique et technique dont sera chargé l'IRSN), vœu qui sera respecté.
- Il importe d'organiser une intense participation du public. D'un côté, on peut considérer que ce vœu est satisfait en principe, car la loi de 2006 organise avec précision une série de rendez-vous réguliers avec la société, soit par retour devant le Parlement, soit par le biais des débats publics avant autorisation administrative. De l'autre, la demande pressante d'organisation d'un référendum local n'est pas suivie d'effet, alors que pour certaines associations locales, c'est la seule forme de participation qui vaille.
- Le principe de « réversibilité », non défini mais énoncé par la loi de 1991, est réaffirmé mais fait l'objet d'interprétations contradictoires. C'est à la lumière de ces inter-

1 - Depuis sa création, l'OPECST a réalisé 28 rapports sur le nucléaire. Mais l'inspiration qui préside à ces rapports est étroite : 12 ont fait intervenir C. Bataille, 11 C. Biraux. A eux deux, ils ont donc signé ou co-signé 23 des 28 rapports. Un seul a été réalisé par une opposante au nucléaire, Michèle Rivasi.

2 - « Pour nous, il n'y a pas réellement d'urgence à décider du projet Cigéo, (…) Nous considérons qu'il faut un temps supplémentaire et que le calendrier actuel des autorisations officielles prévu par l'Andra ne nous paraît pas réaliste sans une phase d'expérience grandeur nature. ».

prétations que le débat de 2005 retiendra le concept qui va devenir la pomme de discorde : l'idée d'entreposage pérenne en surface ou sub-surface comme alternative à l'enfouissement ou comme solution sur deux ou trois siècles, ce qui donnerait le temps de progrès technologiques et permettrait la surveillance et l'intervention en cas de difficultés.

Or, la possibilité de suivre deux voies, celle du laboratoire de recherche souterrain d'une part et celle de l'amélioration des conditions d'un entreposage qui pourrait devenir pérenne, d'autre part, *n'est pas vraiment retenue par la loi de 2006*, moins encore par la pratique qui suivra. Tous les financements sont mis sur le laboratoire, la transmutation étant assez délaissée et l'entreposage considéré comme une erreur à ne pas commettre. Dès lors, les opposants « inclus » de 2005 perdent confiance. On peut discuter la légitimité de cette perte de confiance puisqu'aussi bien, la participation du public n'est pas la démocratie directe. Le malaise vient, sans aucun doute, du fait que les obligations du décideur à l'égard du fond des conclusions du débat sont inexistantes comme la jurisprudence l'a précisé : s'il est obligatoire de disposer de documents d'enquête « de nature à permettre au public de se prononcer en c*onnaissance de cause » ; d'une large information ; s'il est utile pour le juge de savoir que de nombreuses « personnes se sont présentées (...) ou ont assisté à la réunion publique (…) » pouvant ainsi « présenter leurs observations », le juge déduit de ces éléments procéduraux que le public a « pu participer à l'élaboration du projet ». Mais le juge précise aussitôt que le public a ainsi pu « faire part de son opinion sur un projet ayant une incidence sur l'environnement » et que les dispositions du code de l'environnement qui mettent en œuvre le principe de participation n'ont « ni pour objet, ni pour effet d'exiger que ce dernier soit associé à la décision finale, notamment en ce qui concerne le choix d'un tracé ».*

Toujours est-il que, lorsque l'Andra, s'étant fixé d'accueillir les premiers déchets en 2025, prévoit de déposer la demande d'autorisation de création du centre de stockage en 2015, passant du laboratoire « froid » au stockage « chaud », cela implique d'organiser un nouveau débat public entre 2013 et 2014. Entre les deux opérations, c'est un changement radical pour les habitants de la région et pour tous les opposants, un processus d'engagements de plus en plus irréversible étant enclenché. L'exaspération de certains opposants s'est transformée en volonté d'empêcher le débat. Lancé en avril 2013 avec une réunion inaugurale prévue le 23 mai sur le site de Bure, le débat est effectivement rendu impossible dès cette première séance. Aucune des quatorze séances initialement prévues ne peut se dérouler. La CPDP, présidée par C. Bernet, est contrainte de déporter le débat public sur son site Internet, où l'on trouvera également des documents et les cahiers d'acteurs ; des tables rondes sont organisées, filmées et rendues disponibles. La CNDP annonce un « forum citoyen sur Internet et les réseaux sociaux », les acteurs du projet répondant aux questions posées par écrit. Cela aura un certain succès si l'on en juge par le nombre de connexions mais engendrera un profond ressentiment. La CNDP dira, par ailleurs, envisager « des formes complémentaires de participation du public ». C'est finalement la formule « conférence de citoyens » qui sera retenue.

Les conférences de citoyens

Réduites à leur plus simple expression, les conférences de citoyens impliquent :

- L'existence d'un commanditaire. Cela peut être un décideur public, mais aussi une entreprise privée. En tout état de cause, il pose une question et souhaite une réponse sous forme d'avis. Il ne s'agit donc pas de rassembler les arguments, les positions, les solutions, mais de prendre une décision. Cela n'implique pas que l'avis soit unanime.
- La nomination d'un comité de pilotage indépendant chargé, seul ou avec d'autres (en général un support logistique et un ou des animateurs), de l'organisation de la conférence et, éventuellement, d'un comité d'évaluation (souhaitable mais pas toujours pratiqué).
- Le recrutement d'un panel de citoyens par des méthodes diverses allant de l'appel aux bonnes volontés au tirage au sort.
- Une information - formation donnée pendant deux (ou trois, voire plus) week-ends, le panel étant encadré par un ou des animateurs (avec plus ou moins de temps de délibération – discussion par rapport au temps de formation).
- Un troisième week-end de débats organisés par le panel lui-même, également encadré par des animateurs.
- Une délibération suivie de la rédaction d'un avis remis au commanditaire.

À partir de ce schéma simplifié, de multiples modèles coexistent, sans qu'il y ait, nulle part dans le monde, de modèle(s) officiellement retenu(s) comme étant le(s) seul(s) à mériter l'appellation. La Conférence Cigéo est très proche de ce qui constitue pour moi un modèle idéal, dans certaines limites. Les deux principales sont celle qui tient au recrutement du panel sur lequel j'ai eu un droit de regard, mais dont je n'ai pas choisi les modalités, et le délai anormalement court qui était imposé ; s'il a surtout entraîné un surcroît de travail, il a aussi entraîné quelques conséquences négatives.

La conférence de citoyens sur les déchets nucléaires et le projet Cigéo

La CNDP, commanditaire.- On a déjà indiqué dans quelles conditions la CNDP, qui avait prévu un débat public classique, a dû le tenir sur internet et a souhaité, en consé-

quence, lui adjoindre une conférence de citoyens, que ce soit pour tester une autre démarche ou/et pour donner plus d'humanité au processus. Pour ce faire, la CNDP choisit un prestataire de services ayant une vision déjà construite et précise de l'organisation de la procédure, puis un comité d'évaluation et enfin un président de comité de pilotage, qui introduira une conception de l'organisation un peu différente de celle du prestataire de services ; il faudra donc, dans un premier temps, lisser les points de vue.

Le recrutement du panel de citoyens.- C'est une étape essentielle, très technique. En effet, trouver entre quinze et vingt personnes, volontaires pour s'enfermer trois week-ends à réfléchir sur un sujet difficile et angoissant, n'est pas chose facile. Ce sont les instituts de sondage qui opèrent, ici IPSOS, en accord avec le prestataire de services, Missions Publiques.

Le comité de pilotage n'a eu aucune prise sur les techniques utilisées pour recruter. En revanche, il a *entériné un objectif :* essayer de recruter 2/3 de panélistes issus des départements concernés (finalement un peu moins de la moitié). D'autre part, il a veillé à ce que les membres du panel n'aient pas de conflit d'intérêts : quel que soit leurs points de vue sur le nucléaire, ils devaient ne pas avoir de lien d'intérêts matériels, direct (salarié d'Areva par exemple) ou indirect (salarié de Bouygues par exemple) ; de même, le choix était fait d'écarter tout membre d'associations ayant une position constituée sur la question, - favorable ou défavorable au projet. Ma conception du panel idéal, qui n'est pas partagée par tous, est de réunir des citoyens dits *« naïfs »* ou *« profanes »*, ce qu'ils vont entériner : « Nous sommes un groupe de dix-sept citoyens profanes ». Ce qui m'intéresse dans ces procédures, est d'écouter ce qu'ont à dire des gens qui n'avaient pas d'avis précis sur la question posée, même s'ils avaient entendu parler du projet (c'était le cas de la plupart des citoyens de Meuse et Haute Marne). En effet, les décideurs connaissent le point de vue des politiques, celui des opérateurs et celui des associations ou des militants en général. Mais l'immense majorité des gens ne relève pas partie de ces catégories. Ce sont donc ces invisibles qui me semblent devoir être interrogés. Mais contrairement à ce qui se passe lors d'un sondage, le point de vue recherché est un point de vue éclairé, même si ce n'est pas un point de vue d'expert. D'où l'importance accordée à la formation.

Enfin, le comité de pilotage a opté pour une *absence d'indemnisation* des membres du panel (en général autour de 400 – 500 euros pour les trois week-ends). C'est devenu inhabituel car, payer les panélistes facilite la tâche de recrutement de l'institut de sondage. Mon expérience, contredite par d'autres, est que la rémunération attire un certain nombre de gens qui viennent là pour cette seule raison, ce qui produit des effets de manque d'investissement dans le processus. Le biais produit par le choix de la gratuité peut être d'élever le niveau socio-éducatif du panel. Cela peut avoir des inconvénients et n'être pas justifié s'il s'agit de discuter de projets de proximité sur lesquels chacun a une connaissance préalable et une expérience, comme une voie de chemin de fer ; cela peut, au contraire, être justifié et assumé lorsque le sujet est particulièrement technique et complexe. Dans le cas des déchets nucléaires, les deux caractéristiques sont présentes. Il est donc bon d'avoir des locaux (leur nombre anormalement élevé est un biais volontaire) et d'assumer un niveau socio-éducatif plus élevé que la moyenne des français.

Pour le reste, les frais occasionnés sont intégralement pris en charge, et il importe de recevoir le panel dans un lieu privilégié et non dans un hôtel sans âme. Il importe aussi de soigner les repas, et de réunir le panel dès le vendredi en fin de journée. Le premier repas du soir est un moment crucial pendant lequel des individus qui ne se connaissent pas se constituent en groupe. La reconnaissance de l'investissement par le commanditaire doit se faire par la convivialité et non par la rémunération. C'est un choix que nul n'est obligé de partager.

Le comité de pilotage.- Je n'ai été contactée par la CNDP qu'au mois de septembre. Juriste, ma compétence en la matière est empirique[3]. J'ai, en effet, déjà participé à trois conférences de citoyens, cette expérience me conduisant, sur un certain nombre de points, à des prises de position certainement discutables, mais qui sont pour moi des conditions qui doivent être remplies pour que j'accepte la mission.

La première est le libre choix des membres du comité de pilotage, qui devra être construit sur le *« principe du contradictoire »*. Si le principe en est tout de suite accepté par la CNDP, la construction du Copil contradictoire sera très longue, aggravant le manque de temps de préparation de la conférence. Les deux scientifiques qui sont favorables, sous conditions, à la solution du stockage, F. Besnus (IRSN) et B. Grambow (enseignant) acceptent rapidement. En revanche, il faut trouver deux scientifiques défavorables au principe du stockage. Ce sera très long car la plupart de ceux qui sont approchés refusent de participer au Copil pour pouvoir figurer parmi les formateurs. Leur position est compréhensible car, en tant que membres du comité de pilotage, ils doivent rester muets. Finalement, J-M. Brom (chercheur) et A. Rüdinger (doctorant IDDRI, transition énergétique) accepteront au début du mois de novembre. C. Bedu, auteur d'une thèse sur les procédures de participation accepte rapidement.

La seconde condition préalable est le *refus de poser une question précise au panel*, contrairement à la pratique normale des conférences de citoyens. Cela aurait pu être une question collée à l'agenda des autorités publiques :

3 - M-A. Hermitte, Le droit saisi au vif – Sciences, technologies et formes de vie, Entretiens avec Francis Chateauraynaud, Éditions Petra, 2013

« Le dossier du maître de l'ouvrage est-il suffisamment abouti pour que l'Andra dépose en 2015 une demande d'autorisation de création du centre de stockage ? » ; ou une question un peu plus large : « Êtes-vous favorables ou opposés au principe du stockage en couche d'argile, et si oui, sous quelles conditions ? » ; ou une question de principe : « Le principe du stockage en couche profonde vous paraît-il recevable ? Si oui, à quelles conditions ? Si non, quelles sont les solutions et quelles en sont les conséquences sur la politique énergétique de la France ? ». J'ai préféré laisser le panel ouvrir à sa guise, sachant qu'il est cadré, mais de manière souple, par la formation reçue. La réponse qu'il a finalement donnée, implique qu'il a choisi, approximativement, la seconde question. Dans l'atmosphère d'exaspération qui résulte du rejet par les autorités de la solution de l'entreposage pérennisé, il était indispensable de redonner la possibilité d'ouvrir toutes les voies possibles, pour que la formation puisse être contradictoire et donc, inclure les opposants[4].

La troisième condition portait sur le choix d'un animateur que je connaissais déjà, qui travaillera de concert avec l'animateur de Missions publiques. Outre les qualités habituelles liées à la dynamique de groupe (savoir gérer les tensions, les prises de parole, les leaderships, etc.), il était pour moi essentiel d'avoir quelqu'un dont je suis sûre qu'il sait « résister » aux experts, scientifiques de haut niveau qui doivent accepter une discipline sévère en matière de temps de parole, ou d'absence de contact avec les citoyens pendant les repas, par exemple.

Il est important de mentionner que, contrairement à d'autres conférences de citoyens, j'ai assisté à l'intégralité du processus. Le plus souvent en spectateur muet, de manière exceptionnelle pour résoudre un problème de procédure. C'est la première fois que je le fais, cela m'a semblé très positif, facilitant le respect de la rigueur de la procédure par les participants. Un autre membre du Copil m'a accompagnée dans cette tâche, parfois C. Bedu, parfois F. Besnus.

La formation-. Trois grands types de choix sont à effectuer, la part laissée à la formation proprement dite par rapport à la discussion et l'animation ; le contenu et le type de formation. Ces choix ont été particulièrement difficiles à effectuer au regard du temps anormalement contraint dont nous disposions. En effet, le Copil commença à travailler début novembre pour un premier week-end le 13 décembre (un délai de six mois est en principe nécessaire). Nous savions déjà que nous n'aurions que deux week-ends de formation alors que la difficulté du sujet en aurait nécessité trois. On aurait pu choisir d'alléger la formation pour laisser quand même des temps réguliers de respiration (pauses, reprises du sujet par / avec les animateurs…). Le Copil a fait le choix inverse, très risqué : charger la barque de la formation avec des exposés denses, de haut niveau. On risquait de perdre le panel, ce qui a été assumé. Le volontarisme du panel permit de gagner le pari, ce qui n'avait rien d'évident. Les journées commençaient à 9 heures et s'arrêtaient à 20 heures, avec un minimum de pauses. L'investissement du panel a été constant.

La particularité a été d'assumer entièrement le *caractère contradictoire de la formation* en renonçant presque intégralement à l'idéal d'un exposé objectif, jugé impossible à obtenir. En revanche, il a été demandé aux intervenants de travailler préalablement ensemble pour cerner les points sur lesquels ils étaient d'accord, un seul d'entre eux se chargeant de l'exposition, et de développer plus particulièrement leurs désaccords.

Le contenu de la formation a été voulu comme *contradictoire*, on l'a dit, englobant, de haut niveau, mais également précis, entrant dans le détail.

Contradictoire.- Comme on peut le constater sur les vidéos tournées, les formations sont plurielles (le CLIS, la préfecture, le GIP) ou contradictoires (de manière caricaturale, un pour, un contre). Cela concerne le contenu de la formation lui-même, mais aussi les suggestions faites par les formateurs. En effet, contrairement à des sujets plus quotidiens où des savoirs communément partagés permettent à chacun d'imaginer ses propres solutions, la question des déchets nucléaires ne permet guère à des profanes d'inventer des solutions. En revanche, ils peuvent articuler de manière originale des solutions que les experts jugent incompatibles entre elles, ou privilégier une solution existante mais marginalisée. Dans le cas de Cigéo, deux événements intéressants se sont produits. Le premier n'est pas inhabituel : en montrant clairement sa confiance dans un expert déterminé, le panel indique qu'il va privilégier ses solutions. Dans notre cas, Christophe Serres, de l'IRSN, a été tout de suite désigné comme « personne qu'il fallait faire revenir lors du débat du troisième week-end ». Le second est plus rare. Très vite, les citoyens ont opposé aux experts et, plus particulièrement aux opposants à Cigéo, deux leitmotivs : les déchets sont là, il va falloir les gérer ; vous critiquez, vous critiquez, mais qu'est-ce que vous proposez, au moins pour ce qui existe ? L'entreposage pérennisé a, bien sûr, été présenté comme la solution raisonnable par les opposants, mais c'est ainsi qu'a émergé la deuxième proposition, originale cette fois : « Le groupe n'est a priori pas hostile à Cigéo, aux conditions que le temps soit pris pour la réalisation de tests en conditions réelles et grandeur nature ». On notera, alors que certains

4 - Le panel s'est effectivement saisi de cette ouverture, puisque l'avis dit, qu'il faut « sécuriser davantage les conditions actuelles d'entreposage des déchets », et que « Durant cette période, nous estimons qu'il y a le temps de se donner les moyens de trouver des solutions alternatives ou complémentaires ». Par ailleurs, il fait part de ses doutes sur l'abandon des « autres solutions » : « S'est-on donné les moyens de trouver des solutions autres, et aussi d'aller au bout des solutions alternatives qui ont été envisagées ? ».

craignaient que le choix du contradictoire « perde » les citoyens, ils s'en sont montrés satisfaits et ont d'ailleurs trouvé ça normal et positif. On peut dire que cette façon de présenter les choses est passée dans les mœurs.

Englobant au sens où le premier exposé a porté sur l'histoire du processus de décision, depuis les années 1945 jusqu'au projet de demande d'autorisation de construction, en cause désormais. L'idée était de montrer l'évolution des processus de décision et de mettre en lumière la rupture de 2005 – 2006 ; l'idée était de confronter un sociologue Yannick Barthe, et un parlementaire qui avait été aux manettes de la loi de 2006 et donc du refus de la solution « entreposage pérennisé ». Or, ils ont refusé de se plier à l'exercice. Englobant aussi, au sens où l'on a repris toutes les notions de base, techniques et juridiques permettant de comprendre de quels déchets il s'agit (histoire de l'inventaire national des déchets). Englobant encore, puisqu'un temps a été consacré à l'impact des scénarios d'évolution du mix énergétique (cela aurait pu conduire le panel à traiter la question du mix souhaitable, ce qu'il n'a pas fait). Englobant enfin, lorsque les experts expliquent les trois voies applicables aux déchets, certains insistant sur la voie, abandonnée officiellement, de l'entreposage pérennisé.

De haut niveau. Nous avons cherché à faire appel aux meilleurs, meilleurs partisans du projet, meilleurs opposants, meilleurs généralistes : Claude Henry, professeur à Sciences Po et Columbia ; François Hartog, directeur d'études à l'EHESS ; Gilles Martin, professeur de droit de l'environnement. Avec pour limite principale, les refus qui nous ont été opposés. Certains avaient été en partie anticipés (les parlementaires de 2006). D'autres m'ont étonnée : aucun volontaire lorsque les citoyens demandent à entendre un philosophe sur le rapport au temps ; un expert des scénarios énergétiques qui m'agresse au téléphone - « d'abord, vous êtes qui, vous ? Devant des citoyens ? Alors non, cela va encore se terminer par le refus du nucléaire ». Ou, le plus étonnant, le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sûreté nucléaire refusant d'intervenir pour simplement décrire les institutions qui, en France, gèrent l'industrie nucléaire, l'un des rares exposés que l'on pouvait considérer comme étant sans difficulté. Il me fut répondu que le HCTISN faisait de l'information mais pas de la formation pour des citoyens.

Précision. Nous n'avons pas voulu nous contenter de données générales et vulgarisées (même au bon sens du terme). C'est ainsi que nous sommes allés du général au particulier. Quel est le périmètre de Cigéo (qu'est-ce qui est pris en charge ?) ? Sur quels principes, et en particulier celui de sûreté passive ou démarche multi-barrières, est conçu Cigéo ? Dans les solutions proposées, quel est leur degré de maturité, qu'est-ce qui reste à travailler, le scénario du pire a-t-il été intégré ? Qu'est-ce que veut dire « fermer le site » ? Quelles sont les différentes visions de la « réversibilité » alors même qu'une loi est prévue pour préciser le sens de la notion ? Nous sommes ensuite descendus dans le détail des types de colis, ou encore nous avons fait venir un spécialiste des feux de tunnels ou de mines. De même, nous avons essayé de ne pas omettre d'étapes importantes qui dépendent de la construction du site sans faire partie de son périmètre, telle la question des transports de déchets qui a beaucoup marqué les citoyens (pt.3 de l'avis).

L'impact des lacunes /erreurs dans la conception ou la mise en œuvre de la formation.- Tout biais, toute erreur, toute lacune dans la formation produit des impacts plus ou moins importants sur l'avis. C'est ainsi que les formateurs qui avaient été sollicités et avaient accepté de venir ont insisté sur l'aspect « géothermie », lié au projet, pas sur la fiabilité du « coffre-fort » géologique. Autrement dit, la fiabilité de l'argile à long terme a été peu questionnée, ce qui s'est marqué dans l'avis final qui n'y fait pas allusion. Il y a là une retombée négative du manque de temps dont disposait le Copil pour trouver les formateurs idoines.

Je me demande aujourd'hui si notre volonté de traiter la gouvernance du projet et d'insister sur les aspects locaux était légitime et efficace, ou non. Légitime, certainement : si le projet concerne toute la France, voire au-delà, il concentre au niveau local des risques connus (le chantier et les entreposages qu'il implique) et des risques potentiels. D'autre part, la critique faite aux financements et projets régionaux de développement est « d'acheter les consciences », alors que la panel a estimé que c'était la « juste contrepartie des servitudes entraînées pour le territoire ». Pour autant, cela a pris beaucoup de temps, retiré aux aspects plus techniques. Avons-nous eu raison ? Je ne sais pas. Le panel n'en a tiré que des suggestions assez convenues. D'un autre côté, les autorités préfectorales ont fait revenir devant les acteurs locaux l'un des formateurs qui avait précisé des mécanismes des marchés publics favorables aux entreprises locales. Il y a donc un « après conférence de citoyens » qui mérite également d'être pris en compte.

Formation et créativité du panel.- Ce lien entre formation et avis pose question, certains observateurs faisant état du « cadrage » excessif qui en résulterait. Certains chercheurs repèrent donc, dans les avis, l'influence de X ou Y. Ils en déduisent soit l'inutilité de la procédure puisqu'il serait plus simple de s'en tenir aux experts, politiques et associatifs qui ont fait la suggestion, soit une manipulation. Pour moi, je constate d'une part, qu'effectivement l'influence des intervenants est forte, d'autant plus forte que le sujet est technique. Cela n'empêche pas les panels d'aller chercher des propositions très marginales et surtout de les articuler de manière originale. C'est ainsi que l'avis retient des partisans de Cigéo « Le groupe n'est a priori

pas hostile à Cigéo » et des opposants l'idée de prendre du temps, d'espérer trouver d'autres solutions, de reprendre des solutions abandonnées, de faire un prototype. Ils mixent donc des propositions qui, habituellement, ne vont pas ensemble. D'autre part, ils inventent à la marge, sinon des solutions, du moins des analyses. Ici, la question des générations futures, qui est au centre de leurs réflexions, est analysée de manière atypique. D'une part, à juste titre, ils font remarquer qu'ils sont « la deuxième génération » à devoir gérer cette « charge intergénérationnelle » issue d'une technique à la fois « destructrice ou bénéfique » ; ils sont des « héritiers », donc contraints par l'héritage. Ils en déduisent conséquences : sécuriser les entreposages actuels ; continuer des recherches diversifiées au niveau européen car, contrairement à ce qui est souvent avancé, le panel montre une grande confiance dans la science. Dès lors, l'enfouissement ne doit pas être « d'emblée définitif », ce qui implique que les générations futures puissent apporter des solutions que nous n'imaginons pas. Dans le même ordre d'idée, ils font une utilisation originale du mot patrimoine. Alors que le patrimoine, dans le langage courant, a une connotation positive, ils parlent de « patrimoine potentiellement dangereux pour l'humanité » et en déduisent la nécessité de concevoir la transmission de sa mémoire « à une échelle planétaire et non seulement nationale.

Le week-end de débats.-

Après deux week-ends de formation, le processus bascule de la responsabilité presque totale du Copil et des animateurs, vers celle des citoyens puisque c'est à eux, désormais, que revient la charge d'établir le programme des débats : qui veulent-ils entendre, sur quels sujets ? En l'occurrence, ils ont choisi de traiter des thèmes que nous n'avions pas retenus (la santé, les médias), ou sur lesquels nous n'avions pas eu l'accord des intervenants (coûts et financements), de revenir sur certains thèmes déjà traités, de faire revenir certains intervenants. J'ai été frappée par la manière dont ils ont mis en exergue des solutions qu'ils ont entendues deux fois, par des experts qu'ils ont demandé à réentendre. La répétition, volontaire, joue donc un rôle de réassurance du bienfondé de telle ou telle position. C'est à ce moment là aussi, qu'ils souhaitent, en général, entendre des représentants des associations, des opérateurs ou du monde politique. Cela a été le cas, puisqu'ils ont fait venir Michel Guéritte et Michel Marie, Corine Lepage, Louis Dumont ou Denis Baupin. A mon grand étonnement, ils n'ont pas demandé à M-C. Dupuis de venir défendre son projet. Persuadée que cela serait une demande pressante de leur part, j'avais demandé, inutilement donc, à ce qu'on la prévienne et qu'elle garde du temps. C'est un regret pour moi, tant il me semble que le maître de l'ouvrage doit être entendu ; je ne sais pas s'il faut interpréter ce manque de curiosité comme étant lié au fait qu'ils avaient longuement entendu de hauts responsables de l'Andra. Je n'ai, d'ailleurs, pas eu le sentiment que l'audition des « nouveaux entrants », politiques, journalistes et associatifs aient produit l'effet qu'ils produisent habituellement. Le panel est resté plus focalisé sur les experts. On voit nettement la trace de ces débats dans l'avis (par exemple sur la santé).

La délibération et l'écriture de l'avis.-

Je rappelle que les délais contraints ont laissé peu de temps aux discussions intermédiaires, durant les deux week-ends de formation. Cela ne semble pas avoir laissé trop de traces négatives, mais c'est à éviter tout de même. Pour la première fois, j'ai demandé et obtenu que l'ensemble du processus soit filmé, y compris la délibération. Généralement, on estime que le processus délibératif doit rester « privé », faute de quoi il risque d'être influencé par les caméras. J'étais de plus en plus gênée par cette boîte noire dans un processus qui se veut transparent. De fait, le saut qualitatif qui existe souvent entre ces citoyens, choisis pour être « ordinaires », et des recommandations qui sont souvent d'un très grand intérêt, fait peser la suspicion sur ce moment décisif de la délibération et de l'écriture de l'avis. J'ai eu, personnellement, de telles suspicions, n'arrivant pas à mesurer l'influence des animateurs sur la qualité de l'avis, et je voulais sortir de cette difficulté. J'ai donc assisté à tout d'une part, et tout a été filmé d'autre part, ce qui permet de comprendre comment se construit cette intelligence collective.

Ce qui m'a le plus frappée a été l'inutilité de l'effort que nous avions fait (le Copil, Mission publique et les experts sollicités) pour faire deux livrets d'information et un livre d'or de questions - réponses. Ni les uns ni les autres n'ont été consultés pour la rédaction de l'avis, le panel se posant parfois des questions, qui l'arrêtaient dans sa réflexion, alors qu'il avait la réponse. Cela me laisse penser qu'il y a là quelque chose à améliorer, sans doute à moderniser. La version papier semble rebuter.

Pour ce qui concerne l'avis, il était important qu'il apparaisse, avec ses spécificités, à côté du débat public qui a les siennes propres. Lors d'une précédente expérience, la CNDP en avait fait un « cahier d'acteurs » parmi d'autres. C'est à mon sens une erreur sur la nature de l'exercice, car des citoyens qui se sont réunis, qui ont été formés, qui ont suivi un parcours de près de trois mois, sont différents des auteurs de cahiers d'acteurs, qu'il s'agisse d'Areva, de politiques, de chambres de commerce, d'entrepreneurs, d'associations, de simples citoyens écrivant en tant que « personnes ». Les uns sont représentatifs d'intérêts corporatistes, les autres de points de vue politiques, les troisièmes réflexions militantes, d'autres enfin de réflexions personnelles. J'avais donc posé comme condition préalable de bien distinguer le débat public avec ses procédures et ses productions (rapports, vidéos, questions - réponses et cahiers d'acteurs) et l'avis citoyen, résultat d'une pro-

cédure précise, différente des précédentes (assortie des vidéos intégrales).

Dans le cas de Cigéo, le panel de citoyens a écrit l'avis entre le dimanche 8h30 et le lundi 4 heures du matin (avec relecture entre 8h30 et 10 h). Certains membres ont été obligés de regagner leur domicile mais ont laissé des consignes précises. A mon grand étonnement, l'avis a été consensuel. J'étais persuadée que l'on aurait deux à trois positions différentes, avec peut-être une différence entre locaux et reste de la France. Cela n'a pas été le cas. C'est d'autant plus intéressant que, sur le nucléaire en particulier, les avis, éclairés ou non, sont très tranchés. Cela signifie donc que, sur une question concrète et limitée, en face d'un problème à résoudre (ce qui est différent de « l'avenir du nucléaire »), un panel forcément divers à l'origine arrive à se mettre néanmoins d'accord. On observera, de même que, alors que la population française saisie par sondage sur l'euthanasie y est très favorable, sans beaucoup de nuances et des arguments assez sommaires, l'avis rendu sur les procédures de fin de vie à la suite d'une conférence de citoyens organisée par le Comité consultatif national d'éthique est beaucoup plus nuancé et argumenté, montrant la capacité des membres des panels à modifier leurs points de vue.

La restitution de l'avis.- Le lundi à 10 heures, l'avis a été lu par certains membres du panel devant un parterre assez rempli. Il était visible, audible, qu'ils s'étaient appropriés le sujet et ils n'ont pas été démontés par les questions. Une erreur leur a été reprochée (dire que l'on avait du temps pour prendre certaines décisions car il fallait soixante ans pour que les premiers déchets soient « refroidis » ; la proposition est vraie en elle-même, mais on a déjà un stock de déchets « froids », ce qui l'affaiblit en tant qu'argument). Or, ils ont répondu à juste titre qu'ils n'étaient pas experts mais profanes, et que cela n'avait pas de conséquences majeures sur leurs avis. Ils ont su faire preuve d'autorité vis-à-vis des décideurs, nombreux dans la salle, montrant nettement la passion qu'ils avaient mise dans leur engagement, leur sérieux et leur fierté, mais aussi la conscience des limites de leur pouvoir : « Notre ambition est qu'il ait un impact auprès de tous les acteurs concernés par ce sujet grave et important, intéressant notre pays et au-delà des frontières. Nous espérons que notre avis pourra éclairer des citoyens qui, comme nous, découvrent ce projet qui nous engage sur des millénaires. Nous espérons que notre avis pourra influencer les décisions qui vont être prises, d'autant plus qu'il s'est construit à la suite d'un débat très approfondi qui nous a permis de trouver des convergences ». Leur sentiment est donc que c'est le « débat », certains parlent « d'âpres discussions », qui leur a permis de trouver les convergences. Notons qu'il n'en va pas toujours ainsi.

Après la restitution, vient le moment d'émotions, positives et négatives. Émotion d'avoir vécu un temps hors du commun, une expérience vivifiante qui ne laisse jamais indifférent. Émotion d'avoir à se séparer et, très vite, l'idée de « continuer », d'en « refaire une », de s'y « remettre dans quelques mois » affleure chez certains. En principe, c'est contre-indiqué, car il faut éviter à tout prix la constitution de groupes répétitifs qui se spécialisent dans les panels de citoyens comme on peut faire de manière répétitive des panels de consommateurs.

Dans le cas de Cigéo, l'entreprise ne serait pourtant pas absurde. En effet, le panel 2013 – 2014 a tracé des lignes directrices sans donner de détails sur leur mise en œuvre. Rien n'empêcherait, si le processus de participation était pris au sérieux, de remettre la question sur le chantier. Il faudrait ne pas le faire sur de nouvelles bases avec un nouveau panel, mais au contraire repartir de l'avis lui-même avec le même panel. En effet, l'effort d'apprentissage des données de base est trop considérable pour qu'il soit raisonnable de vouloir aller plus loin à nouveaux frais. En revanche, préciser, avec le même panel, les modalités de mise en œuvre de cet avis qui pose des principes, serait passionnant.

La réponse des autorités.- En l'état actuel des choses, en France particulièrement, la réponse des autorités aux avis des citoyens a été limitée. Bonne mais lente pour les OGM où elle a achoppé sur des points de l'avis qui étaient majeurs (responsabilité, assurance), nulle pour la conférence sur le changement climatique, bonne sur le moment pour les antennes relais dans la ville de Paris (sans doute dépassée par le déploiement de la 4G).

Pour les déchets nucléaires, la réponse des autorités sera, certes, importante pour le projet Cigéo lui-même, mais aussi importante pour l'avenir des procédures participatives. La conférence ayant remporté une relative adhésion de parties prenantes généralement totalement opposées entre elles, le mépris des autorités, continuant à respecter le calendrier initial, serait catastrophique, ruinant un peu plus la confiance que les gouvernés ont dans leurs gouvernants. Les demi-mesures sont également à craindre. Déclarer tout de go que la première tranche de Cigéo tel que le site est prévu en l'état, serait la réponse de l'Andra à la demande d'un prototype n'emporterait sans doute pas la conviction si de solides arguments, des précisions techniques, et l'élaboration d'un calendrier prévoyant de nombreuses suspensions, ne venaient pas justifier cette réponse.

Dernière minute : l'ANDRA persiste et signe

Le débat « public » Cigeo et la conférence de citoyens sur l'enfouissement des déchets nucléaires ont pointé une série de questions majeures, en particulier :

- Les incertitudes sur la faisabilité du chantier d'enfouissement, sur la récupérabilité des déchets, sur la gestion des accidents de chantier, etc.,
- Les incertitudes sur les risques d'accidents en période d'exploitation du site (incendie, inondation, production d'hydrogène…),
- L'incertitude sur l'inventaire des déchets (interdiction des déchets bitumés ?) et sur les coûts économiques
- Les incertitudes concernant la stabilité géologique du site une fois refermé et sur sa totale étanchéité sur des dizaines de milliers d'années.
- Les risques à moyen et long termes de pollution irréversible de la croûte terrestre et de ses réserves en eau par la généralisation de l'enfouissement en profondeur de déchets radioactifs ou toxiques.

Mais il a dressé en parallèle deux types de constats :

- La nécessité d'attendre au moins une soixantaine d'années avant d'enfouir les déchets les plus dangereux (déchets vitrifiés entreposés à La Hague ou combustibles usés non retraités).
- La difficulté du choix éthique entre deux thèses : la confiance dans la société et la science ou la confiance dans la géologie.

Tous se rejoignaient sur la nécessité de prendre du temps (environ 20 ou 30 ans) par rapport au projet présenté par l'Andra. Temps qui devait être mis à profit de deux manières :

- Pour mener une opération de démonstration en site réel sur de faibles quantités de déchets et vérifier la pertinence des solutions proposées (récupérabilité, gestion des accidents, etc.,) sur un temps suffisamment significatif par rapport au temps nécessaire à l'enfouissement de l'ensemble des déchets prévus.
- Pour mener en parallèle des opérations de démonstration et de recherches sur des alternatives à l'enfouissement définitif à grande profondeur des déchets tels qu'ils sont définis actuellement (MAVL HAVL, matières valorisables).

Les réponses qu'apporte l'Andra aux diverses préoccupations ci-dessus sont très loin d'être satisfaisantes. En effet, entre autres :

- L'Andra parle bien d'un pilote de démonstration, mais maintient sa demande d'une décision de construction de Cigeo, sans attendre les résultats de l'opération pilote en question. Il est bien évident qu'une telle exigence ôte une très grande partie de l'intérêt de ce pilote, dont la justification principale tient en effet à la possibilité de prendre une décision finale (positive ou négative) sur la base d'expériences en grandeur réelle. Pour l'Andra, la réussite de la première étape n'est donc pas nécessaire à l'engagement de la seconde… On constate d'ailleurs qu'aucune mention n'est faite à l'étude d'alternatives à Cigeo (entreposage pérenne, programmes de recherche d'alternatives) comme s'il était déjà définitivement acquis qu'aucune autre solution n'était digne d'investigation. On peut raisonnablement se demander dans ces conditions à quoi peut servir une opération de démonstration si la réalisation de Cigeo est inéluctable…
- L'Andra n'apporte aucun élément nouveau sur la question de la récupérabilité des déchets (en

particulier en termes de vitesse d'évacuation des colis en cas de nécessité) et annonce de fait que la notion même de récupérabilité ne sera pas respectée tout au long du chantier puisqu'elle envisage l'obturation séquencée des différentes alvéoles en cours d'exploitation
- L'Andra n'apporte aucun élément nouveau concernant la sécurité du chantier et l'économie du projet.

Derrière le discours a priori conciliant, c'est la volonté de poursuivre le projet sur les mêmes bases, avec un calendrier un peu moins serré, sans vraiment prendre en compte les critiques et les suggestions issues du débat. La question de la pertinence de ce projet reste entière et la démocratie est une fois de plus bafouée.

On rappelle en effet que la question de la gestion des déchets doit être resituée dans son contexte.

Aucune solution satisfaisante n'a été jusqu'ici trouvée pour éliminer les déchets radioactifs ni même pour réduire les risques qu'ils présentent, jusqu'à des centaines de milliers d'années pour certains d'entre eux.

Il est donc indispensable tout d'abord d'en réduire la quantité et cela de trois façons complémentaires :
- Réduire les consommations d'électricité, notamment pour les usages qui lui sont spécifiques (électroménager, audiovisuel, bureautique et informatique dans les secteurs résidentiel et tertiaire qui représentent environ la moitié de la consommation totale d'électricité en France).
- Ne plus exporter d'électricité d'origine nucléaire (actuellement la production d'environ dix unités de 900 MW de puissance électrique), dont on garde en France les déchets nucléaires qui en résultent.
- Réduire la production d'origine nucléaire au profit de la production d'origine renouvelable (notamment éolien et photovoltaïque).
- Arrêter la production de plutonium par le retraitement des combustibles irradiés car c'est une industrie à haut risque et polluante, tant au niveau de l'usine de La Hague que de l'usine Melox de fabrication des combustibles MOX et des transports de plutonium. Sans parler du risque d'extension de la prolifération des armes nucléaires, l'une des raisons de la décision allemande d'arrêt du nucléaire.

Vu les risques majeurs de l'enfouissement définitif des déchets à grande profondeur (risque d'infiltration d'eau, perte de mémoire, risque d'une généralisation planétaire de la pollution du sous-sol) auxquels une opération de démonstration ne peut apporter de réponse, la crédibilité d'une démarche sur la gestion des déchets déjà produits suppose de profiter du temps nécessaire à cette démonstration en vraie grandeur de la viablité du stockage en profondeur par une installation pilote (environ 50 ans), pour tenter de développer des alternatives crédibles à l'enfouissement :
- Le stockage à sec des déchets (déjà pratiqué), la démonstration de l'entreposage en sub-surface pour 100 à 300 ans,
- La recherche de nouvelles méthodes de tri et de transformation des déchets.

Sinon, l'opération de démonstration n'apparaît plus que comme une étape, certes indispensable, mais d'un processus quasiment inéluctable, l'enfouissement à terme de l'ensemble de ces déchets.

Ce programme de recherche et de démonstration devrait recouvrir plusieurs domaines :
- Une réflexion renouvelée sur la séparation des matières nucléaires en fonction de leurs caractéristiques, par exemple leur période. Un exemple : le regroupement actuel dans des colis HAVL des produits de fission dont la durée de dangerosité se compte en 3 ou 4 siècles avec les actinides mineurs dont la durée de dangerosité peut atteindre pour certains des millions d'années, était justifié par l'intérêt porté au plutonium, tout le reste étant classé uniformément comme déchet à haute activité. Si par exemple, un programme de recherche sur les matériaux du style béton permettait d'assurer une durée de vie de plusieurs siècles à un entreposage, il deviendrait logique de séparer les produits de fission des actinides, d'entreposer 300 ans ces produits de fission et de concentrer la recherche sur la diminution de la dangerosité (et de la période de cette dangerosité) des actinides. D'autres tris pourraient aussi être envisagés, en fonction de la capacité plus ou moins grande de migration des différentes matières dans un milieu donné.
- Une réflexion sur la capacité de brûlage et ou de transmutation des différents éléments par différents moyens (accélérateurs de particules, réacteurs hybrides, etc.).
- Une réflexion sur la notion et les moyens techniques et sociétaux d'un entreposage pérenne sur quelques siècles.

Prolonger la vie du parc actuel : à quels coûts ?

Benjamin Dessus (Global chance)

Dans la discussion qui se déroule aujourd'hui sur la prolongation éventuelle du parc nucléaire, l'argument économique est très souvent mis en avant comme justification du bien fondé d'une telle stratégie. Il est intéressant de revisiter cette question à la lumière des dernières informations recueillies sur l'ampleur des travaux à engager pour permettre cette éventuelle prolongation et de comparer ce type de stratégie à d'autres scénarios.

Dans une première partie de cette étude nous comparons les investissements à réaliser suivant différentes stratégies (prolongation à l'identique, réduction du parc nucléaire, sortie à terme du nucléaire) puis, dans une deuxième, les coûts économiques par MWh qui leur correspondent.

I - Chronique des investissements à réaliser dans la filière nucléaire pour en maintenir une production déterminée au moins jusqu'à 2050.

Dans une optique de poursuite du nucléaire au-delà de 2050, les options actuellement en discussion sont soit le renouvellement du parc à la fin de sa durée de vie actuellement prévue (40 ans) et son remplacement par une série d'EPR, soit le prolongement de vie du parc actuel de 10 à 20 ans avant renouvellement par des EPR.

Le second débat porte sur l'évolution du niveau de production nucléaire nécessaire sur cette période. En effet, l'engagement de François Hollande de faire chuter la part du nucléaire de 75 à 50 % dans la consommation électrique française en 2025 ne suffit pas à déterminer ce niveau puisque la consommation d'électricité ne fait l'objet d'aucun objectif chiffré à cette époque

C'est ainsi qu'EDF par exemple considère que l'augmentation de la consommation d'électricité qu'elle prévoit justifie de maintenir une production nucléaire de l'ordre de 400 TWh en 2025 et au-delà, tout en respectant la clause des 50 %. D'autres comme négaWatt ou Global Chance considèrent au contraire que les besoins d'électricité pourraient avoir déjà chuté de façon importante en 2025 par rapport à la consommation brute intérieure actuelle (500 TWh), sous l'influence d'une politique volontariste d'économie d'électricité.

Nous avons construit les premiers scénarios présentés dans l'hypothèse d'un maintien de la production nucléaire au niveau de 400 TWh sur toute la période. On trouvera cependant une variante avec une production nucléaire de 260 TWh à partir de 2025 et une autre compatible avec un arrêt du parc actuel sans renouvellement en 2042.

Nous avons retenu les options et hypothèses principales suivantes pour bâtir les scénarios de maintien d'une production nucléaire de 400 TWh jusqu'en 2050 :

1- Chacun des réacteurs du parc est arrêté quand il atteint 40 ans et est remplacé à partir de 2018 par des EPR pour maintenir une production de 400 TWh.

2 - La durée d'exploitation des réacteurs du parc actuel est prolongée de 10 à 20 ans à l'issue d'un « grand carénage » (considéré comme l'ensemble des opérations de réhabilitation et de mise à niveau de sûreté) dont le coût se situe entre 1,5 Md€ par réacteur dans un scénario d'exigences moyennes de sûreté (soit en moyenne 1,5x58/62 GW = 1 400 €/kW) et pourrait atteindre 4 Md€ (3 700 €/kW) dans une démarche d'application systématique des meilleures garanties de sûreté s'approchant des exigences fixées pour de nouveaux réacteurs[1]. L'option basse des travaux de grand carénage est supposée entraîner un arrêt de 6 mois du réacteur à rénover et une perte de l'ordre de 3,2 TWh par GW (soit environ 60 x3,2x106 €. = 200 millions €). L'option haute entraînerait un arrêt de 18 mois, provoquant une perte d'électricité de 9,6 TWh par GW (600 millions €).

3 - Deux hypothèses de coût sont envisagées pour l'EPR

A - Le coût actuel 8,5 G€ (5 300 €/kW), coût annoncé par EDF pour le réacteur de Flamanville (et qui sera certainement largement dépassé), inférieur à celui qui a servi de base à la négociation sur la construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni.

B - Un coût de 6,4 G€ (4 000 €/kW, 25 % de réduction par rapport à l'estimation du coût du réacteur de Flamanville), coût affiché comme objectif dans les projections d'EDF.

4 - Démantèlement : On le suppose engagé 10 ans après l'arrêt et étalé sur 10 ans pour chaque réacteur, avec deux hypothèses de coût :

- une basse de 300 €/kW, coût actuellement retenue par EDF dans ses prévisions.

- une haute de 900 €/kW, compatible aux évaluations ou expériences réalisées à l'étranger (Allemagne, États-Unis)

Dans tous les cas, s'ajoutent à ces investissements ceux qui sont nécessaires au stockage souterrain des déchets, dans l'hypothèse où il serait décidé selon le calendrier actuellement prévu[2].

Les hypothèses retenues pour le stockage sont les suivantes :

- Hypothèse basse : 36 milliards € dont 13 milliards d'investissement initial sur la période 2023-2038 et 23 milliards d'exploitation jusqu'en 2130, compatible avec le chiffrage de l'Andra en 2009.

- Hypothèse haute : 48 milliards € dont 21 d'investissement sur la période 2023-2038 et 27 milliards de fonctionnement jusqu'en 2130 qui tient compte d'une exigence de récupérabilité physique des déchets jusqu'à la fermeture définitive du site vers 2130) :

1- L'arrêt à 40 ans des réacteurs du parc et son renouvellement par des EPR à partir de 2018.

1-1. - Chronologie des investissements du parc arrêté à 40 ans, à partir de 2018, renouvelé au niveau de 400 TWh, EPR bas (6,4 G€), démantèlement bas (300 €/kW), Cigeo bas (36 G€).

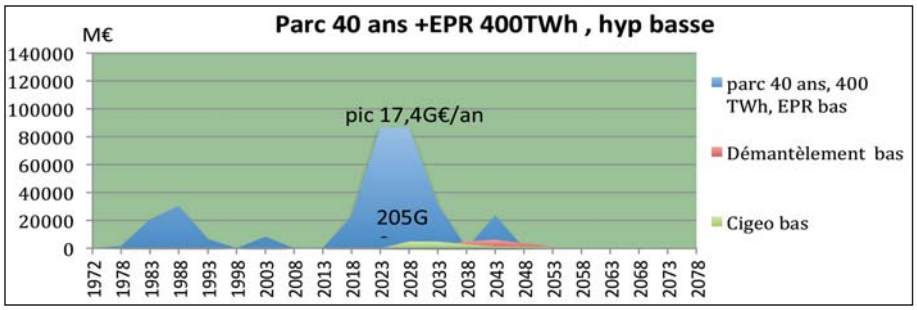


Figure 1 : Parc arrêté à 40 ans, renouvellement à 400 TWh, EPR bas, démantèlement bas, Cigeo bas

1 - Yves Marignac, L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français : Processus de décision, options de renforcement et coûts associés à une éventuelle prolongation d'exploitation au-delà de 40 ans des réacteurs d'EDF

2 - En toute rigueur il faudrait y ajouter le renouvellement éventuel de l'usine de la Hague vers 2030 si le retraitement était poursuivi au-delà de cette date.

Tableau I

L'investissement supplémentaire à réaliser est de 259 milliards €.

Le pic d'investissement se produit sur 10 ans entre 2023 et 2033 au niveau de 17 G€/an

1 -2- Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé à partir de 2018 à 400 TWh, EPR haut, démantèlement haut (900 €/kW) Cigeo haut (48 G€)

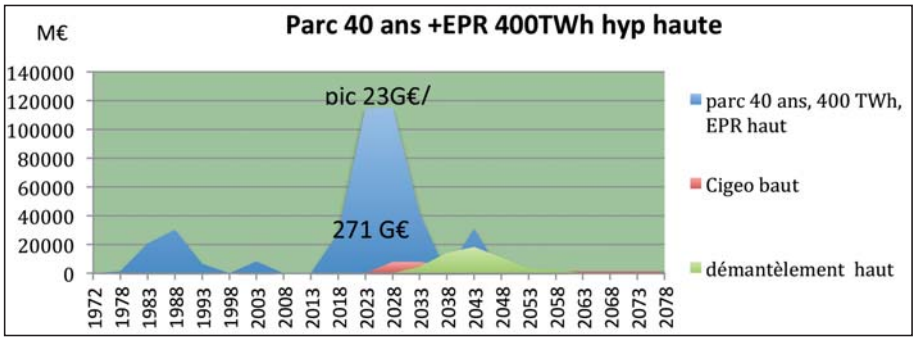


Figure 2 : Parc arrêté à 40 ans, renouvellement à 400 TWh, EPR haut, démantèlement haut, Cigeo haut.

Les besoins d'investissement nouveau s'élèvent à 374 milliards €. Le pic d'investissement se produit sur 10 ans entre 2023 et 2033 à un rythme de l'ordre de 23 G€/an.

2 – La prolongation de 10 ans du parc actuel à 50 et 60 ans

2-1 - Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 50 ans et renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR haut (8,5 G€), carénage 4 000 M€/réacteur, Cigeo haut (48 G€)

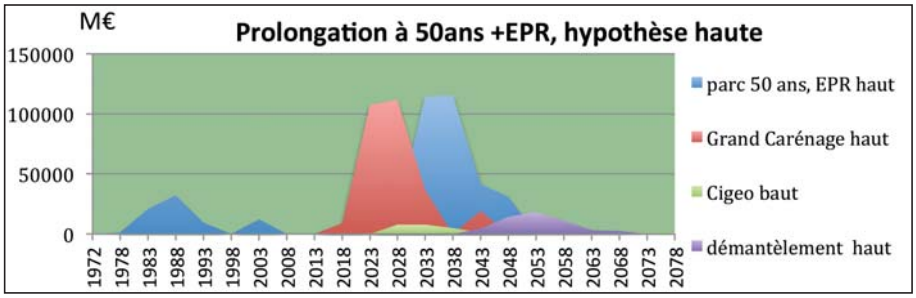


Figure 3 : Parc prolongé à 50 ans, renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR haut, carénage haut, Cigeo haut (M€).

L'investissement atteint 27 G€/an en moyenne sur la période 2018-2043 avec un pic à 30 G€/an entre 2033 et 2038.

On notera que ce scénario est peu vraisemblable puisqu'il implique des investissements considérables de rénovation du parc pour un usage limité à 10 ans.

2-2 - Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 50 ans et renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR bas (6,4 G€), carénage 1 500 M€/réacteur, Cigeo bas (36 G€)

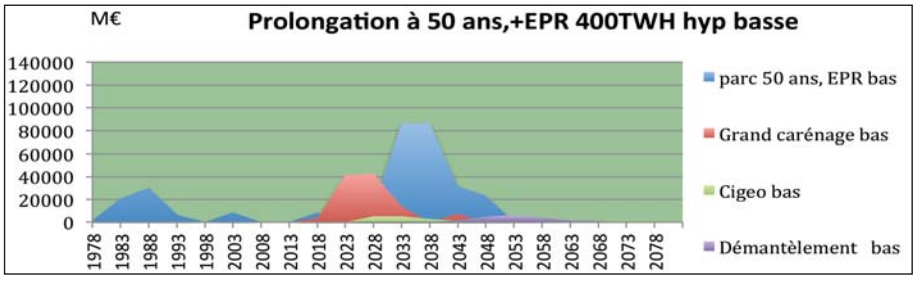


Figure 4 : Parc prolongé à 50 ans, renouvelé à partir de 2028, à 400 TWh, EPR bas, carénage bas, Cigeo bas (M€).

Le besoin d'investissement nouveau est de 346 milliards €. L'investissement moyen sur la période 2018-2043 se situe autour de 7 G€/an mais avec un pic de 21 G€/an entre 2028 et 2033.

2-3- Chronologie des investissements parc prolongé à 60 ans à partir de 2038, 400 TWh, EPR haut, carénage 4 000 M€/réacteur, Cigeo haut (48 G€)

Figure 5 : Parc prolongé à 60 ans et renouvelé à partir de 2038 à 400 TWh, EPR haut, carénage haut, Cigeo haut (M€).

Le besoin d'investissement est considérable (605 G€) et comporte deux pics d'ampleurs comparables (22 G€/an) dans les décennies autour de 2025 et 2040.

2-4 - Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 60 ans à partir de 2038 à 400 TWh, EPR bas, carénage 1 500 M€/réacteur, Cigeo bas (36 G€)

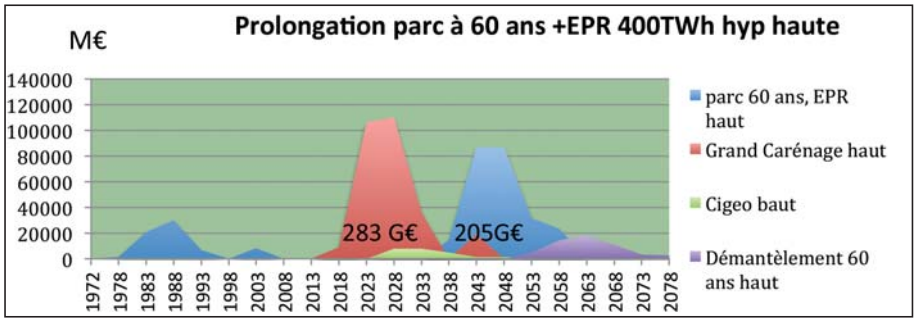


Figure 6 : Parc prolongé à 60 ans et renouvelé à partir de 2038 à 400 TWh, EPR bas, carénage bas, Cigeo bas (M€).

Le tableau 1 permet de résumer les résultats obtenus :

Besoin d'investissement	**40 ans**	**50 ans**	**60 ans**
Hypothèse basse	259	346	346
Hypothèse haute	374	603	603
Pic d'investissement annuel (G€)	**40 ans**	**50 ans**	**60 ans**
Hypothèse basse	17,4	21	21
Hypothèse haute	23	31	23

Tableau 1 : Coût d'investissement des parcs en fonction des diverses stratégies de renouvellement

On constate que dans tous les cas l'investissement à consentir est beaucoup plus élevé que celui du parc actuel : de 3 à 4,4 plus dans le cas du renouvellement à 40 ans, de 4 à 7 fois plus dans le cas de renouvellement à 50 ou 60 ans.

L'ampleur globale de ces investissements et les pics annuels considérables observés (3 à 4 fois supérieurs à ceux observés pendant la construction du parc actuel) conduit à s'interroger sur la pertinence de telles stratégies et à analyser des stratégies à plus faibles besoins électriques au-delà de 2018, date initiale de renouvellement du parc. C'est l'objet du paragraphe ci-dessous.

3 - Chronologie d'investissements pour des stratégies alternatives.

Nous donnons ci-dessous à titre d'illustration deux exemples de stratégies d'économie d'électricité et leurs conséquences sur les besoins d'investissement.

3-1 - Le retour à une production nucléaire de 260 TWh en 2025 grâce à un parc de nucléaire de 40 GW, dans le cadre du respect de la règle 50 % en 2025.

Dans ce scénario on fait l'hypothèse de l'atteinte d'une consommation brute intérieure d'électricité de 520 TWh en France en 2025 (contre 495 en 2013).

Cette hypothèse de 5 % d'augmentation de la consommation d'électricité par rapport à son niveau actuel, compatible avec l'évolution constatée depuis une dizaine d'années et avec l'évolution démographique prévue n'entraîne pas de mesures coûteuses d'économie d'électricité du fait des mesures déjà décidées au niveau européen (lampes économes, étiquettes de consommation, etc.), de la prise en compte récente

de l'énergie primaire dans la réglementation thermique pour les logements neufs ou la réhabilitation des logements.

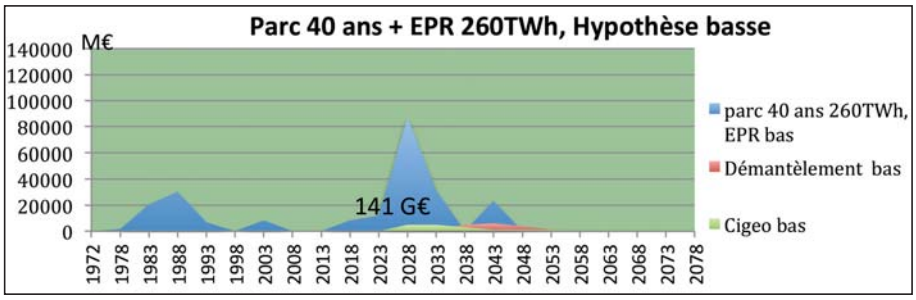


Figure 7 - Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé au niveau de 260 TWh à partir de 2025, EPR bas, démantèlement bas, Cigeo bas (M€).

Le besoin d'investissement supplémentaire tombe à 185 G€

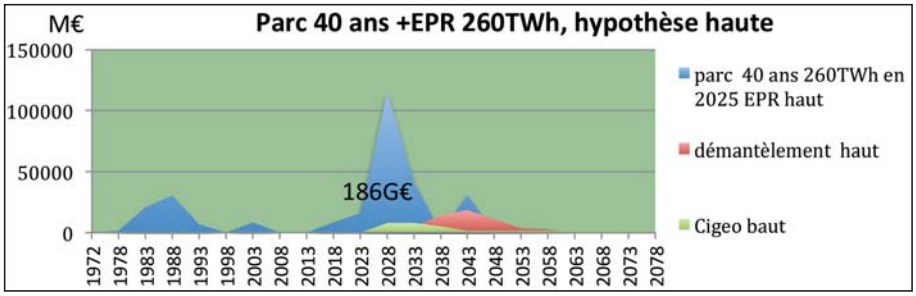


Figure 8 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé au niveau de 260 TWh à partir de 2025, EPR haut, démantèlement haut, Cigeo haut (M€).

La figure 9 montre les conséquences temporelles de cette stratégie qui permet de décaler le démarrage du pic d'investissement nécessaire de 5 ans et d'en diminuer la durée d'autant.

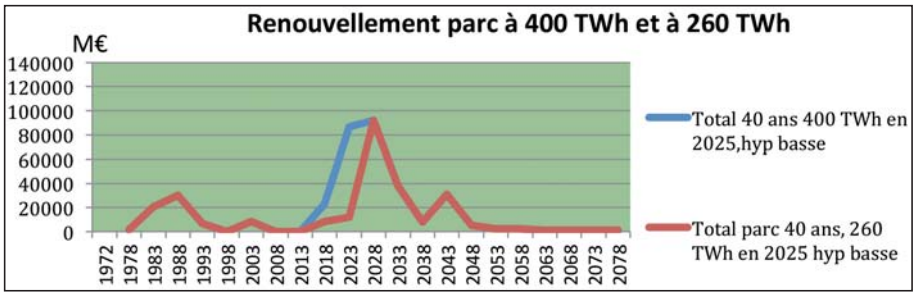


Figure 9 : Chronologies comparées des investissements de deux parcs arrêtés à 40 ans, l'un de 400 TWh, l'autre de 260 TWh, hypothèses basses (M€).

3-2 - Une stratégie ambitieuse d'économie d'électricité permettant d'éviter le renouvellement du parc nucléaire.

Ce type de scénario[3] repose sur quatre piliers

- Une action volontariste d'économie d'électricité permettant d'ici la fin de vie du parc actuel (2042) de réduire de façon linéaire les besoins de production nécessaires à la consommation intérieure d'électricité de 495 TWh (2013) à 400 TWh.
- Un arrêt progressif du parc actuel au rythme du passage autour de 40 ans des réacteurs du parc.
- La montée en puissance d'installations éoliennes biomasse et photovoltaïques en complément de l'hydraulique.
- La mise en place de capacités Cycles Combinés Gaz (CCG) remplaçant les unités charbon actuelles et permettant d'assurer, en complément de l'hydraulique de barrage la fourniture d'électricité nécessaire du fait de la variabilité des conditions météorologiques.

3 - Plusieurs scénarios de ce type ont vu le jour ces dernières années (Global Chance, Négawatt).

Les principales hypothèses sont résumées ci dessous :

- ***Éolien terrestre :*** montée progressive de la production de 16 TWh en 2013 jusqu'à 115 TWh en 2042. Durée de fonctionnement annuel : 2 000 h, coût d'investissement 1 400 €/kW,
- ***Éolien offshore :*** montée progressive de la production de 2020 jusqu'à 40 TWh en 2040, durée de fonctionnement annuel 3 000 heures, coût d'investissement 3 500 €/kW,
- ***Photovoltaïque :*** montée progressive de la production de 5 TWh en 2013 jusqu'à 50 TWh en 2040, durée annuelle de fonctionnement 1 200 h, coût d'investissement 2 000 €/kW.
- ***Biomasse (biogaz et bois) :*** montée progressive de la production de 6 TWh en 2013 jusqu'à 50 TWh en 2050, coût d'investissement 1 000 €/kW,
- ***Cycles combinés à gaz :*** montée progressive jusqu'à 30 GW en 2030, fonctionnant de 3 000 heures en début de période à 2 300 h par an en fin de période, coût d'investissement 700 €/kW.
- ***Hydraulique :*** maintien à 70 TWh sur la période
- ***Économies d'électricité :*** les investissements d'économie d'électricité (120 TWh) s'effectuent en priorité sur les applications thermiques basse température dans le résidentiel tertiaire et les bâtiments industriels (50TWh), sur les applications spécifiques de l'électricité dans le parc bâti et les équipements urbains (50 TWh), enfin dans l'industrie (20 TWh). Sur la base des études réalisées en 2011 par Global Chance[4] les coûts d'investissement respectifs par MWh des économies d'électricité retenus sont de 70 €/MWh en moyenne pour l'électricité thermique, 50 €/MWh en moyenne pour l'électricité spécifique et de 35 €/MWh en moyenne pour les procédés industriels. Ces coûts d'investissement permettent d'obtenir des coûts de 70 à 50 €/MWh évité selon les secteurs et les applications, coûts qu'il faut comparer avec ceux de l'électricité distribuée (100 à 135 €/MWh).

Une variante avec des coûts d'investissement chutant à partir de 2030 à 1 100 €/kW pour l'éolien terrestre, 2 500 €/kW pour l'éolien offshore, 1 400/kW pour le photovoltaïque est également examinée.

Filière	Production (TWh) 2042	Puissance installée (GW)
Eolien terrestre	115	57,5
Eolien offshore	40	13
Photovoltaïque	50	42
Biomasse	50	10
Hydraulique	70	25
Cycle combiné	65	30
Pm Flamanville	10	1,6
Total	400	179*

Tableau 2 : Bilan 2050 scénario arrêt du parc, économies d'électricité et renouvelables.

• dont 67 garantis

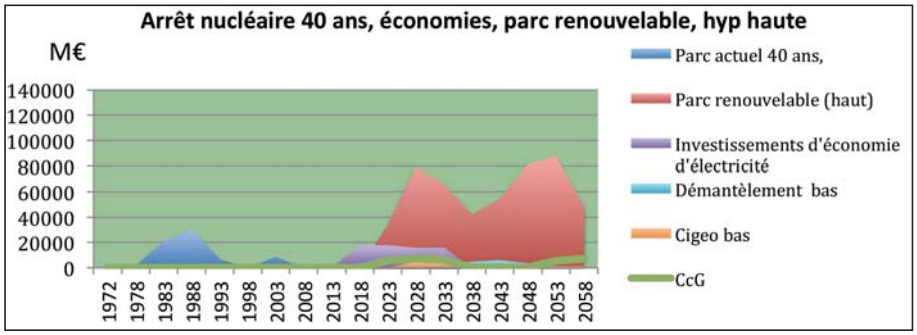


Figure 10 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, avec économies d'électricité et mise en place d'un parc renouvelable et cycles combinés à gaz au niveau de 400 TWh. Hypothèse haute de coût des renouvelables (M€).

Les besoins d'investissement du parc renouvelable s'élèvent à 492 milliards d'ici 2050, ceux d'économie d'énergie à 67 milliards. Le pic d'investissement du parc renouvelable se produit entre 2048 et 2053 à hauteur de 17,5 G€/an.

4 - B Dessus « Sortir du nucléaire en 20 ans, A quelles conditions et à quels coûts ? » Cahiers de Global Chance n° 31 www.Global-chance.org

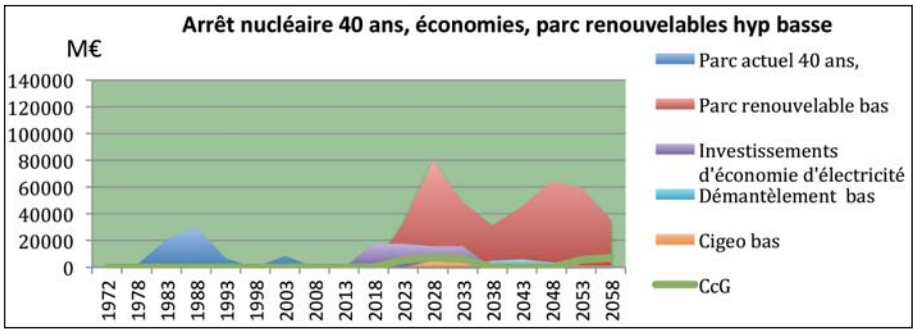


Figure 11 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, avec économies d'électricité et mise en place d'un parc renouvelable et cycles combinés à gaz au niveau de 400 TWh. Hypothèse basse de coût des renouvelables à partir de 2030 (M€).

Les besoins d'investissement du parc renouvelable s'élèvent à 398 milliards d'ici 2050, ceux d'économie d'énergie à 67 milliards. Le pic d'investissement du parc renouvelable se produit entre 2023 et 2028 à hauteur de 15,5 G€/an.

Les figure 12 et 13 comparent les chronologies d'investissement qu'entraîne le scénario de sortie du nucléaire et celui du renouvellement du parc nucléaire à 400 TWh pour les hypothèses haute et base des coûts des filières.

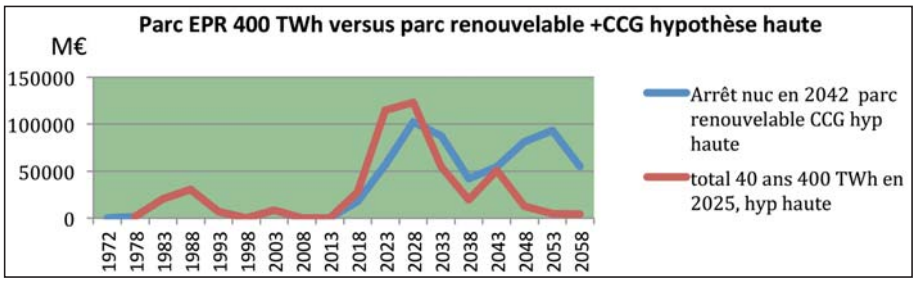


Figure 12 : chronologies d'investissement comparées du parc nucléaire renouvelé en 2018 à 400 TWh (hyp haute) et du parc renouvelable + économies d'électricité (hypothèse haute, M€).

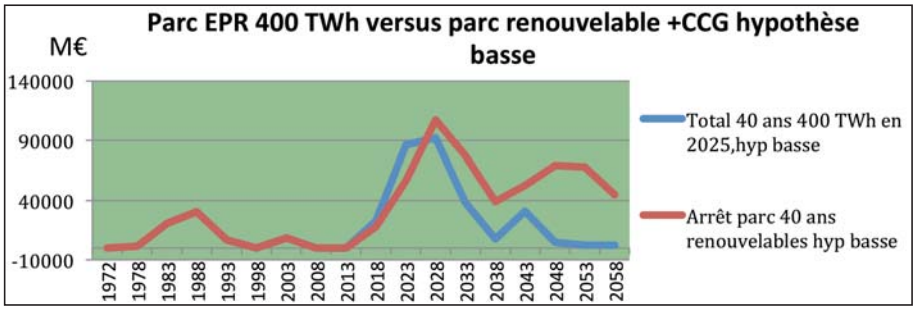


Figure 13 : chronologies d'investissement comparées du parc nucléaire renouvelé en 2018 à 400 TWh (hyp basse) et du parc renouvelable + économies d'électricité (hypothèse basse, M€).

Ces deux figures montrent des investissements totaux comparables pour les deux stratégies (398 G€ à 492 G€ pour le parc renouvelable, 310 G€ à 555 G€ pour le nucléaire) avec cependant des profils temporels légèrement différents. La stratégie renouvelable se traduit en effet par la nécessité de renouvellement des investissements à partir de 2040 des premières installations dont la durée de vie est de 20 ans, alors que les EPR sont supposés avoir une durée de vie de 60 ans (renouvellement au-delà de 2078).

II - Coût courant économique par MWh des différentes stratégies.

L'approche du « coût courant économique » proposée par la Cour des comptes dans son rapport « les coûts de la filière nucléaire » en 2012 consiste à mesurer les coûts annuels de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie d'une installation de production ou d'énergie, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial, c'est-à-dire le montant qui

permettrait de reconstruire à l'identique l'installation à la fin de sa durée de vie. Le coût de rémunération et de remboursement du capital y est mesuré par un loyer économique annuel constant sur la durée de fonctionnement de l'installation.

Si des investissements spécifiques à long terme sont prévus (par exemple un démantèlement des installations), ils sont actualisés et intégrés dans les charges de loyer économiques annuelles[5]. Les charges annuelles de fonctionnement et de maintenance y sont ajoutées pour obtenir le coût annuel total de l'installation et le coût de production par unité d'énergie.

On se propose d'analyser les coûts courants économiques unitaires (€/MWh) associés à la prolongation du parc actuel de 10 ou 20 ans et à la mise en place d'un parc EPR pour les différentes hypothèses de coûts d'investissements définies au chapitre précédent. Pour rendre homogènes les résultats obtenus avec ceux obtenus par la Cour des Comptes, on a retenu les mêmes taux que celle-ci pour les loyers économiques (7,8 %) et taux d'actualisation (5 % inflation comprise).

Pour effectuer le calcul on fait l'hypothèse que l'investissement des réacteurs du parc actuel est totalement amorti au bout de 40 ans. La rénovation de chaque réacteur peut alors être assimilée, du point de vue économique, à l'investissement d'une nouvelle installation.

Les principales hypothèses retenues sont les suivantes :

- Facteur de charge EPR : 75 %, 6 525 h/an, supérieur au facteur de charge actuel (73 %)
- Facteur de charge du parc caréné : 70 %, 6 090 h/an, pour tenir compte de l'exigence d'une conduite prudente des réacteurs rénovés et des aléas attachés à un parc ancien.
- Démantèlement : 300 €/kW.
- Gigeo : 36 milliards €.

Les deux tableaux ci-dessous permettent de comparer les stratégies pour différents coûts de grand carénage et d'EPR.

Coût du carénage €/kW)	1300	1950	2600	3250	3900
Prolongation 10 ans €/MWh	65,2	81,5	97,9	114,2	130,6
Prolongation 20 ans €/MWh	52,7	63,8	74,9	86	97,1

Tableau 3 - Evolution du coût courant économique du MWh de production nucléaire du parc actuel prolongé de 10 et 20 ans pour différents coûts de grand carénage.

Hypothèse haute 5300 €/kW	92,8 €
Hypothèse basse 4000 €/kW	76,8 €

Tableau 4 : coût courant économique du MWh d'un EPR de 60 ans de durée de vie pour différentes valeurs de coût d'investissement

Ces résultats sont reportés sur le graphique ci-dessous

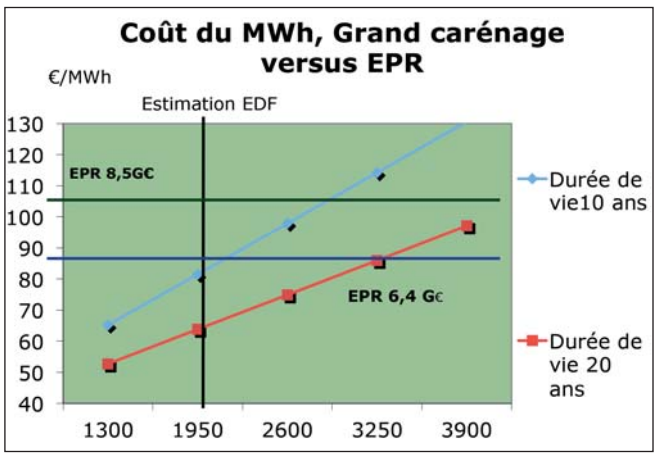


Figure 14 : Coût du MWh EPR et du parc rénové en fonction de celui du grand carénage et de la durée de vie.

5 - Dans l'exercice proposé, le taux de rémunération choisi par la Cour était de 7,8 % et le taux d'actualisation de 5 %, inflation comprise.

Premier constat :

Même pour les valeurs les plus basses de coût de grand carénage analysées (1 300 €/kW) les coûts économiques obtenus sont nettement plus élevés que le coût actuel du MWh nucléaire estimé par la Cour des comptes à 49,50 €. On rappelle que les estimations d'EDF d'un investissement de grand carénage de 55 milliards d'ici 2025 (et donc pour les 22 réacteurs qui auront alors atteint 40 ans à cette date) correspondent à un investissement de l'ordre de 2000 €/kW

Second constat :

Dans l'hypothèse haute de coût d'investissement de l'EPR (8,5 G€) représenté par la droite horizontale verte sur le graphique, l'investissement dans le carénage plutôt que dans l'EPR peut se justifier jusqu'à un niveau de l'ordre 2 300 € par kW, si l'espoir de prolongation atteint 10 ans, et de l'ordre de 3 500 € par kW si cet espoir atteint 20 ans.

Par contre, si comme le prévoit EDF, le coût d'investissement de l'EPR descend à 4 000 €/kW (droite horizontale bleue), l'investissement dans le carénage plutôt que dans l'EPR ne se justifie que pour un coût de carénage inférieur à 1 700 €/kW pour un espoir de prolongation de 10 ans et 2 600 €/kW pour un espoir de prolongation de 20 ans.

Troisième constat :

Les deux stratégies n'engendrent ni les mêmes risques d'accident ni les mêmes risques économiques. En effet, l'investissement dans le grand carénage n'assure pas automatiquement la possibilité d'une prolongation d'une durée déterminée de l'ensemble du parc. Certains d'entre les réacteurs peuvent ne pas réussir à l'examen décennal de l'ASN malgré les travaux entrepris, d'autres peuvent être arrêtés provisoirement ou définitivement pendant la période de prolongation pour cause de panne générique par exemple. Le producteur d'électricité doit alors se procurer sur le marché européen les quantités d'électricité correspondantes ou remettre en service des capacités sous cocon, ou enfin investir dans l'urgence dans de nouvelles capacités.

Principaux enseignements

1- Le renouvellement du parc actuel, dès 2018 ou après 10 ou 20 ans de prolongation, entraîne dans tous les cas des investissements très élevées d'ici 2050, avec des masses globales sur la période qui pourraient atteindre de 3 à 4,4 plus dans le cas du renouvellement à 40 ans et de 4 à 7 fois plus dans le cas de renouvellement à 50 ou 60 ans que l'investissement initial de ce parc.

2 - Dans tous les cas de figure, le coût courant économique par MWh est très supérieur à celui du parc actuel et supérieur à 70 € dans la très grande majorité des configurations vraisemblables. Celui du parc rénové n'est compétitif par rapport à celui de l'EPR que dans des conditions très spécifiques combinant un coût de grand carénage faible, un espoir de prolongation de 20 ans et un coût de l'EPR élevé.

3 - Les risques économiques associés aux stratégies de prolongation du parc sont très importants et peuvent se traduire par une augmentation considérable des coûts de production.

4 - Toute réduction de l'ampleur du renouvellement (avec ou sans rénovation du parc actuel) a des conséquences rapidement bénéfiques sur l'importance des investissements à consentir.

5 - Les indications sur un scénario de modération des besoins d'électricité associé à la mise en place d'un parc renouvelable et CCG montrent l'intérêt d'une telle stratégie aussi bien termes de sûreté qu'en termes sociaux, environnementaux et économiques.

Retour sur le méthane

Forçage radiatif et PRG du méthane dans le rapport AR5 du GIEC

Benjamin Dessus, Bernard Laponche – 7 mai 2014

RÉSUME

Cet article a pour objet d'analyser l'importance du méthane (CH_4) dans le changement climatique, à la lumière des apports des rapports du GIEC présentés en 2013 et 2014 (RE5).

Le « résumé à l'intention des décideurs » (RE5-RID) du Groupe de travail I du GIEC, sur les bases physiques du changement climatique, fait apparaître une différence importante sur la valeur du forçage radiatif du méthane par rapport au même document relatif à l'exercice précédent de 2007 (RE4-SID) : 0,97 $W.m^{-2}$ contre 0,48 $W.m^{-2}$. Cette différence s'explique essentiellement par le fait que cette seconde valeur est relative au CH_4 seul présent dans l'atmosphère alors que la première et plus récente attribue, à juste titre, au méthane, les effets sur le réchauffement climatique, dus à la présence de ses « descendants », ozone troposphérique et vapeur d'eau stratosphérique. Cette méthode d'évaluation du forçage radiatif du CH_4 avait déjà été présentée ainsi que les valeurs correspondantes dans le rapport RE4, mais ces résultats n'apparaissaient pas dans le résumé à l'intention des décideurs.

La nouvelle présentation faite par RE5-SID des résultats sur le forçage radiatif par « gaz responsable » permet de mettre en évidence de façon beaucoup plus claire que précédemment l'importance du méthane. Ce gaz est en effet responsable de 32 % du forçage radiatif de l'ensemble des GES en mélange homogène entre 1750 et 2011, derrière le CO_2 (56 %) qui reste le premier responsable du forçage, mais très loin devant le N_2O (6 %) et les HFC et ozone non lié au CH_4 (6 %).

À partir de la présentation faite dans le rapport AR4-RID de 2007, la plupart des décideurs considéraient en effet que la responsabilité du méthane dans le forçage radiatif constaté depuis 1750 était seulement de l'ordre de 16 %, très loin du CO_2 (55 %) et même de l'ensemble HFC et ozone.

D'autre part, le Groupe de travail III du GIEC étudie les évolutions des émissions de GES et propose des politiques et mesures susceptibles de les réduire à des taux permettant de limiter les changements climatiques.

Pour faciliter les comparaisons entre les GES, les émissions de chacun des gaz autres que le CO_2 sont comptées en « tonnes équivalent CO_2 », calculées à l'aide du « Potentiel de réchauffement global », PRG. Mais la valeur du PRG varie avec l'année horizon choisie pour la comparaison des effets des différents gaz. Le PRG à cent ans (année horizon) a été choisi dans le cadre du protocole de Kyoto comme valeur de référence pour effectuer cette conversion. Evalué à 21 à cette époque, ce coefficient d'équivalence a augmenté à 25 dans RE4 et à 28 dans RE5, et même à 34 si l'on prend en compte les rétroactions climatiques, ce qui représente une augmentation d'un facteur 1,7.

Deux précautions supplémentaires doivent être prises dans l'utilisation de ces valeurs. La première concerne la variation du PRG avec l'année horizon : dans RE5, pour un horizon de 40 ans, soit 2050 pour une émission ponctuelle en 2010, le PRG vaut 57 et même 60 si on prend en compte les rétroactions

climatiques. La seconde tient au fait que le PRG est relatif à une émission (ou une émission évitée) ponctuelle, alors que, dans la réalité, on a affaire très généralement à des actions (une année donnée) qui entraînent des réductions d'émissions pérennes ou pseudo pérennes (plusieurs dizaines d'années). On utilise alors le « Potentiel de réchauffement global pour une émission pérenne, PRGP) dont la valeur est de 45 à 100 ans et 76 à 40 ans, sans tenir compte des rétroactions climatiques.

Le « Résumé à l'intention de décideurs » du Groupe III du GIEC dont les travaux ont porté sur les politiques et mesures de réduction des émissions de GES, présente l'évolution de ces émissions de 1970 à 2010. En 2010, les parts dans les émissions totales sont de 65 % pour le CO_2 et 16 % pour le CH_4. Sur la base d'une telle différence dans les contributions relatives, il n'est pas étonnant que la presque totalité des politiques et mesures recommandées portent sur la réduction des émissions de CO_2. Mais les émissions annuelles sont exprimées en t CO_2éq et le PRG du CH_4 utilisé pour cette « équivalence » est le PRG à 100 ans et sa valeur est 21 (celle du Protocole de Kyoto).

La vision de la réalité des phénomènes comme les propositions de mesures de réduction des émissions pourraient être plus diversifiées si l'on tenait compte des valeurs précédemment exposées : un PRG à 100 ans de 28, voire 34 ; un PRG à 40 ans de 57-60 ; un PRGP de 45 à 100 ans et de 76 à 40 ans, sans tenir compte des rétroactions climatiques.

1 - Le forçage radiatif[1] du méthane

Que nous apprend de nouveau le rapport d'évaluation RE5[2] (2013) du GIEC par rapport au rapport RE4 (2007) en ce qui concerne la responsabilité de chacun des gaz à effet de serre sur le forçage radiatif total entre 1750 et 2011 ?

1.1 - Que nous disent les « résumés à l'intention des décideurs » (RID[3])

Examinons les résumés à l'intention des décideurs (RID) des rapports du Groupe de travail I du GIEC des deux deniers rapports, RE4 et RE5.

1.1.1 RE4-RID (2007)

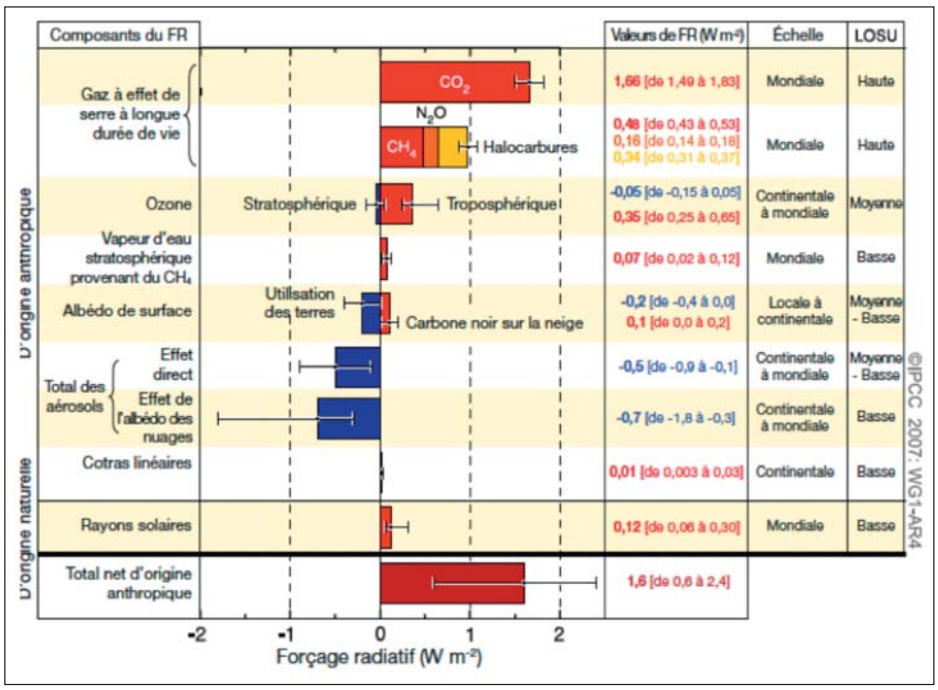


Tableau 1 : Forçage radiatif entre 1750 et 2005, dans RE4-SID (Figure RID.2, page 4)

1 - Le forçage radiatif (FR) est un changement de flux énergétique causé par un facteur ; il est calculé à la tropopause ou au-dessus de l'atmosphère. L'unité de mesure du forçage radiatif est le watt par mètre carré (W/m² ou W.m⁻²).

2 - RE : rapport d'évaluation. En anglais : AR (Assessment report).

3 - SPM en anglais : Summary for Policymakers.

- Le forçage radiatif total net d'origine anthropique est[4] de 1,6 W.m^{-2}.

- Le forçage radiatif des « gaz à effet de serre au mélange homogène[5] » est de 3 W.m^{-2}.

- Le forçage radiatif du gaz carbonique (CO_2) est de 1,66 W.m^{-2}.

- Le forçage radiatif du méthane (CH_4) est de 0,48 W.m^{-2}.

Si l'on s'intéresse aux gaz à effet de serre à longue durée de vie (CO_2, CH_4, N_2O, Halocarbures), leur forçage radiatif total est de 2,64 W.m^{-2}, dont 63 % dus au CO_2 et 18 % au CH_4.

Si l'on ajoute l'ozone (O3) et la vapeur d'eau stratosphérique provenant du CH_4 (H_2O) aux gaz précédents, le forçage radiatif est de 3,01 W.m^{-2} et les contributions du CO_2 et du CH_4 sont respectivement de 55 % et de 16 %, valeurs qui sont en général retenues pour qualifier les contributions de chacun de ces gaz. La contribution du CO_2 au forçage radiatif des gaz au mélange homogène apparaît donc, dans RE4-RID, comme 3,4 fois plus importante que celle du CH_4.

1.1.2 RE5-RID (2013)

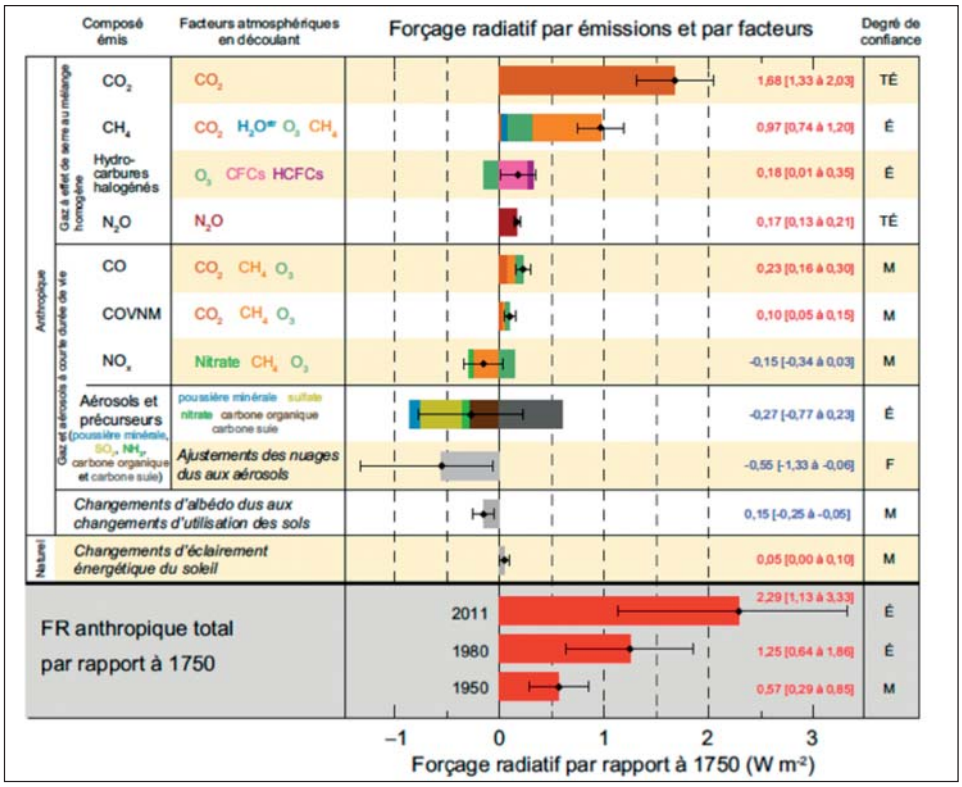


Tableau 2 : Forçage radiatif entre 1750 et 2011 dans RE5-SID (Figure RID.5, page 12) Note : Dans ce tableau, il faut lire pour les changements d'albédo dus aux changements d'utilisation des sols la valeur « -0,15 » et non « 0,15 » comme indiqué dans ce tableau.

On constate dans le tableau 2 les principaux enseignements suivants sur le forçage radiatif entre 1750 et 2011 :

- Le forçage radiatif total net d'origine anthropique de 2011 (année étudiée par RE5) par rapport à 1750, est de 2,29 W.m^{-2}[6].

- Le forçage radiatif des « gaz à effet de serre au mélange homogène[7] » est de 3 W.m^{-2}.

- Le forçage radiatif du CO_2 est de 1,68 W.m^{-2}.

- Le forçage radiatif du CH_4 est de 0,97 W.m^{-2}.

4 - Cette valeur de 1,6 W.m^{-2} ne correspond pas exactement à la somme des valeurs des différents composants. La note en bas du tableau 2 explique en effet que « Ceci demande une addition asymétrique des incertitudes pour les différents composants, et ne peut être obtenu par une simple addition ».

5 - CO_2, CH_4, N_2O, Halocarbures, Ozone, Vapeur d'eau stratosphérique provenant du CH_4.

6 - Notre calcul à partir des valeurs du tableau 2 donne 2,21 W.m^{-2}, mais voir note de bas de page n° 4.

7 - CO_2, CH_4, Hydrocarbures halogénés, N_2O.

On voit que les valeurs des forçages radiatifs des évaluations RE4 et RE5 telles qu'elles sont rapportées dans les résumés pour les décideurs sont très nettement différentes pour ce qui concerne le forçage radiatif total d'origine anthropique (2,29 contre 1,6 W.m^{-2}) ainsi que pour le forçage radiatif du méthane (0,97 contre 0,48 W.m^{-2}).

Les contributions relatives du CO_2 et du CH_4 au forçage radiatif des gaz au mélange homogène sont respectivement de 56 % pour le CO_2 et 32 % pour le CH_4. La contribution du CO_2 au forçage radiatif apparaît donc comme 1,8 fois plus importante que celle du CH_4.

Nous allons maintenant détailler l'explication de ces différences.

1.2. - Explication des différences entre RE4-RID et RE5-RID, sur la base des rapports RE4 et RE5

Afin d'expliquer les différences constatées précédemment, nous nous appuyons sur les textes des RID eux-mêmes ainsi que sur ceux des rapports RE4 (chapitre 2[8]) et RE5 (chapitre 8[9]) du Groupe de travail I du GIEC.

1.2.1 Les forçages radiatifs globaux

a) Au total, le forçage radiatif anthropique total par rapport à 1750 est 40 % supérieur dans RE5-RID à celui affiché dans RE4-SID : 2,29 contre 1,6 W.m^{-2}.

b) Le forçage radiatif total dû aux émissions des gaz à effet de serre en mélange homogène (au sens du tableau 2) reste à peu près constant : 3 W.m^{-2} dans RE5-RID contre 3,01 dans RE4-RID.

c) Par contre, les forçages négatifs (NOx, aérosols et précurseurs, ajustements nuages dus aux aérosols, changement d'albédo) ont beaucoup évolué : -0,92 W.m^{-2} dans RE5-RID contre -1,4 W.m^{-2} dans RE4-RID.

Extraits de RE5-SID :

Le FR anthropique total en 2011 par rapport à 1750 est de 2,29 [1,13 à 3,33] W.m^{-2} et il a progressé plus rapidement depuis 1970 qu'au cours des décennies précédentes. L'estimation du FR anthropique total pour 2011 est supérieure de 43 %, comparativement à l'estimation indiquée dans le RE4 pour l'année 2005. Ce résultat s'explique à la fois par la croissance continue des concentrations de la plupart des gaz à effet de serre et par l'amélioration des estimations du FR des aérosols conduisant à une atténuation de leur effet net de refroidissement (FR négatif).

Cette nouvelle évaluation constitue de fait la principale différence entre les deux rapports RE4 et RE5.

1.2.2 Le forçage radiatif du méthane (CH_4)

La différence sur le forçage radiatif du méthane (CH_4) entre RE4-SID (0,48 W.m^{-2}) et RE5-SID (0,97 W.m^{-2}) s'explique par deux raisons essentielles :

- L'augmentation du forçage radiatif du CH_4 lui-même entre RE4 et RE5.
- L'attribution au CH_4 du forçage radiatif des gaz produits à partir du CH_4 du fait de sa propre décroissance (ses « descendants »).

Forçage radiatif du méthane seul

Dans RE5-RID, la composante « CH_4 seul » du forçage radiatif est de 0,64 W.m^{-2} pour le méthane alors que cette valeur est de 0,48 W.m^{-2} dans RE4-RID.

Cette différence, qui apparaissait déjà dans RE4 avec une valeur de 0,56 W.m^{-2} (même référence que note de bas de page n° 8), mais n'est pas mentionnée dans RE4-RID, provient notamment de l'allongement de la durée de vie du méthane dans l'atmosphère et de diverses autres interactions[10].

Dans le rapport RE5, la valeur de ces effets a été réévaluée[11].

8 - RE4, chapitre 2 : « Changes in atmospheric constituents and in radiative forcing ».

9 - RE5, chapitre 8 : « Anthropogenic and natural radiative forcing »

10 - Page 698 du rapport RE5, chapitre 8 et page 205 du rapport RE4, chapitre 2. Le rapport AR5 explique la différence de 0,48 à 0,64 W.m^{-2} de la valeur du forçage attribuée au seul CH_4 de la manière suivante (p. 698) : « en fait, les émissions de CH_4 conduiraient à un forçage radiatif plus élevé (0,64) que celui déduit de la concentration (0,48). Cela tient à ce que les autres composants influencent à la fois la durée de vie du CH_4 et réduit son abondance (en particulier les NOx) ».

11 - Page 717 : l'effet du CH_4 sur l'ozone est renforcé de 50 % et celui sur la vapeur d'eau de 15 % par rapport au rapport RE4. Et communication privée de J.S. Fuglestvedt.

Attribution du forçage radiatif de ses « descendants » au forçage radiatif du CH_4

La contribution de chacun des gaz intervenant dans le forçage radiatif qui est présentée dans RE4-RID a été calculée en fonction des concentrations de chacun de ces gaz, sans recherche de leur origine. C'est ainsi que le forçage radiatif du CH_4 est uniquement lié à la différence de concentration du CH_4 dans l'atmosphère entre 1750 et 2005.

Par contre, dans RE5-RID, le forçage radiatif du CH_4 comprend une composante liée à la concentration de ce gaz (comme dans RE4-RID) mais en plus le forçage radiatif induit par la vapeur d'eau créée par réaction avec le méthane dans la stratosphère[12] et celui induit par l'ozone créé dans la troposphère par réaction avec le même méthane[13].

Alors que le document AR4-RID ne présente que le forçage radiatif calculé par la méthode à partir des concentrations individuelles de chaque gaz, il est important de noter que la seconde méthode incluant les « descendants » du CH_4 était déjà présentée dans RE4, mais les résultats correspondants n'avaient pas été retenus dans le résumé pour les décideurs.

C'est ce qu'indique le paragraphe 2.9.3 : *« Global mean radiative forcing by emission precursor »* et la Figure 2.21, dans RE4, chapitre 2, page 205. Cette figure indique en effet un forçage radiatif de 0,83 $W.m^{-2}$ pour le méthane incluant ses « descendants ».

Dans le rapport RE5, la valeur de ces effets a été réévaluée[14].

Ainsi, dans RE5-SID, le forçage radiatif de 0,97 $W.m^{-2}$ attribué au méthane est la somme de 0,64 $W.m^{-2}$ dû au méthane seul, plus 0,07 $W.m^{-2}$ dû à la vapeur d'eau d'origine méthane, plus 0,24 $W.m^{-2}$ dû à l'ozone d'origine méthane (voir notes de bas de page 12 et 13).

Remarques :

a) La différence entre ces deux méthodes de calcul du forçage radiatif du méthane est bien mentionnée dans RE5-SID mais d'une façon très elliptique qui peut prêter à confusion :

À elles seules, les émissions de CH_4 ont entraîné un FR de 0,97 [0,74 à 1,20] $W.m^{-2}$ (voir figure RID.5). Ce résultat est nettement plus important que l'estimation basée sur la concentration, soit 0,48 [0,38 à 0,58] $W.m^{-2}$ (inchangée par rapport au RE4). Cette différence dans les estimations s'explique par les changements de concentration d'ozone et de vapeur d'eau stratosphérique dus aux émissions de CH_4 ainsi qu'aux autres émissions influant indirectement sur le CH_4.

Dans tous les cas, les forçages radiatifs sont calculés à partir des concentrations (et de leur évolution dans le temps en fonction des émissions de GES et de leur durée de vie dans l'atmosphère). Mais la formulation de ce paragraphe a conduit certains commentateurs à attribuer la différence entre RE4-SID et RE5-SID au fait que, dans le premier cas, le forçage radiatif serait calculé « à partir des concentrations » alors que, dans le second cas, il serait calculé « à partir des émissions ». Il n'en est rien comme nous venons de le voir.

b) Il faut noter que, dans RE4, le calcul du PRG du méthane (voir 2. Du présent article) a été effectué en attribuant au méthane les effets de ses descendants. Et cette valeur du PRG avait alors servi de base au calcul de la valeur en tonnes équivalent CO_2 des émissions de CH_4.

1.2.3 Le forçage radiatif de l'ozone

Le forçage radiatif attribué à l'ozone (O3) induit par les émissions de HFC et à leur propre forçage radiatif est évalué à 0,18 $W.m^{-2}$[15].

---

12 - Page 674 du rapport RE5 : « l'oxydation du CH_4 est responsable d'une augmentation de 25 % de la vapeur d'eau dans la stratosphère » et page 677 : « la quantité de vapeur ainsi produite est responsable d'un forçage de 0,07 $W.m^{-2}$ ».

13 - Page 680 du rapport RE5 : la moyenne des 7 études d'attribution de l'ozone aux différents gaz à effet de serre au forçage radiatif conduit à attribuer une valeur de 0,24 $W.m^{-2}$ à l'ozone d'origine CH_4.

14 - Page 717 : l'effet du CH_4 sur l'ozone est renforcé de 50 % et celui sur la vapeur d'eau de 15 % par rapport au rapport RE4. Et communication privée de J.S. Fuglestvedt.

15 - Page 11 de RE5-RID : Les émissions d'hydrocarbures halogénés qui contribuent à l'appauvrissement de la couche d'ozone stratosphérique ont entraîné un FR net positif de 0,18 [0,01 à 0,35] $W.m^{-2}$. Leur propre FR positif a dépassé le FR négatif dû à l'appauvrissement de la couche d'ozone stratosphérique qu'elles ont provoqué. Le FR de tous les hydrocarbures halogénés est semblable à la valeur donnée dans RE4, avec une réduction du FR des CFC, compensée par une augmentation due à plusieurs autres produits de substitution.

1.3 - Récapitulatif et enseignements

	RE5-SID (2013) - Année 2011		RE4-SID (2007) - Année 2005	
	FR ($W.m^{-2}$)	**%**	**FR ($W.m^{-2}$)**	**%**
ORIGINE ANTHROPIQUE				
GES mélange homogène				
CO_2	**1,68**	**56**	1,66	55,1
CH_4 (hors H_2O et O3)	0,64	21,3	0,48	15,9
H_2O origine CH_4	0,07	2,7	0,07	
O_3 origine CH_4	0,25	8,3	Non renseigné*	
Autre O_3, Halocarbures, Hydrocarbures	0,18	6,0	0,64	23,6
N_2O	0,17	5,7	0,16	5,3
Sous total mélange homogène	**3,00**	**100**	**3,01**	**100**
Dont responsabilité totale du CH_4	***0,97***	***32,3***	Ne figure pas	
Gaz et aérosols de faible durée				
CO	0,23			
CONVM	0,10			
NOX	-0,15			
Aérosols et précurseurs	-0,27		-0,5	
Ajustements nuages dus aux aérosols	-0,55		-0,7	
Changement albédo	-0,15			
Trainées de condensations (cotras linéaires)			**0,01**	
Sous total gaz et aérosols de faible durée	**- 0,79**		**- 1,9**	
FORÇAGE ANTHROPIQUE TOTAL	**2,29**		**1,6**	
ORIGINE NATURELLE				
Eclairement du soleil	0,05		0,12	
FORÇAGE RADIATIF TOTAL	**2,34**		**1,72**	

Tableau 3 : Forçages radiatifs par rapport à 1750 dans les résumés pour les décideurs[16]
** Valeur non spécifiée mais incluse dans la ligne suivante (Autre O3…)*

En résumé, si la synthèse pour les décideurs RE4-SID avait adopté la même présentation que celle de la synthèse RE5-SID, on aurait constaté que le forçage radiatif du méthane (incluant ses descendants) était passé de 0,86 $W.m^{-2}$ à 0,97 $W.m^{-2}$ et non de 0,48 $W.m^{-2}$ à 0,97 $W.m^{-2}$. Cela représente tout de même une augmentation de 12,7 % qui se traduit par une augmentation des potentiels de réchauffement global comme nous le verrons dans le chapitre 2 de cet article.

La nouvelle présentation faite par RE5-SID des résultats sur le forçage radiatif par « gaz responsable » permet de mettre en évidence de façon beaucoup plus claire que précédemment l'importance du méthane. Cette présentation figurait déjà dans le rapport RE4, mais n'avait pas été reprise dans la synthèse pour les décideurs RE4-SID.

Ce gaz est en effet responsable de 32,3 % du forçage radiatif de l'ensemble des GES au mélange homogène entre 1750 et 2011, derrière le CO_2 qui reste avec 56 % du total, le premier responsable du forçage, mais très loin devant le N_2O (5,7 %) et les HFC et ozone non lié au CH_4 (6 %).

À partir de la présentation faite dans le rapport AR4-RID de 2007, la plupart des décideurs considéraient en effet que la responsabilité du méthane dans le forçage radiatif constaté depuis 1750 était seulement de l'ordre de 16 %, très loin du CO_2 (55 %) et même de l'ensemble HFC et ozone.

16 - La valeur du forçage d'un groupe de gaz ne correspond pas exactement à la somme des valeurs des différents composants. Ceci demande une addition asymétrique des incertitudes pour les différents composants, et ne peut être obtenu par une simple addition.

2 - Le potentiel de réchauffement global du méthane

2.1 - Le PRG

2.1.1 Calcul du PRG

Comment déterminer les mesures les plus efficaces de réduction des émissions de gaz à effet de serre ? Les gaz concernés diffèrent non seulement par leur efficacité radiative[17] mais également par leur durée de résidence dans l'atmosphère (figure 1 pour le méthane CH_4 et le gaz carbonique CO_2). C'est ainsi que l'efficacité radiative d'une tonne de CH_4 présente dans l'atmosphère est environ cent fois celle d'une tonne de CO_2, mais le CH_4 disparaît plus rapidement de l'atmosphère.

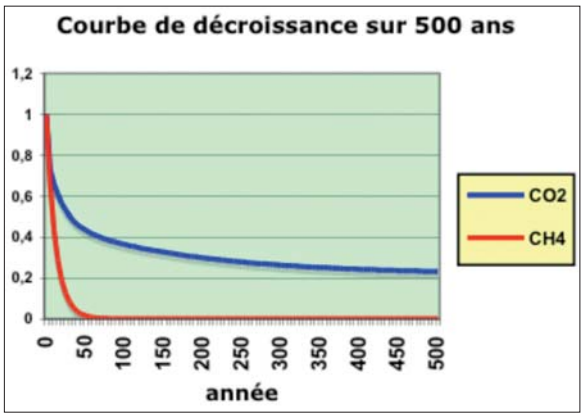


Figure 1 : Courbes de décroissance du CO_2 et du CH_4

Pour faciliter les comparaisons entre les effets des différents GES, le GIEC a défini le « potentiel de réchauffement global », PRG. Le PRG est défini comme le rapport entre la perturbation du bilan radiatif de la Terre pendant une période déterminée qui suit l'émission ponctuelle d'un kilogramme d'un gaz (ici le CH_4) et la perturbation sur la même période qui suit l'émission ponctuelle au même instant d'un kilogramme de CO_2.

On calcule ainsi pour chaque gaz, ici CO_2 et CH_4, le APRG, intégrale du produit de l'efficacité radiative par la quantité au cours du temps d'une unité de masse du gaz correspondant émise au temps 0.

Les valeurs des APRG sont fournies par le rapport du GIEC 2013[18]. Le PRG est ensuite calculé comme le rapport de APRG CH_4 sur APRG CO_2.

Il est important de noter que le calcul du PRG dans RE4 prenait déjà en compte les descendants du CH_4 (ozone troposphérique et vapeur d'eau stratosphérique) dans l'évaluation des effets des émissions de CH_4 sur le réchauffement climatique, effets qui ont été explicités au chapitre 1 de cette note.

2.1.2 - Évolution du PRG entre RE4 et RE5

Le tableau 4 indique les valeurs ainsi calculées pour RE5 et les compare à celles de RE4.

Année horizon	1	5	10	15	20	25	30	40	50	100
PRGRE-5	120	114	104	94	**84**	75	68	57	**48**	28
PRG RE4	103	101	90	80	**72**	64	58	49	**42**	25
RE5/RE4	1,17	1,13	1,16	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,14	1,12

Tableau 4 : PRG du CH_4

Le PRG du CH_4 décroît fortement avec l'année horizon et sa valeur augmente, pour une année donnée, entre RE4 et RE5, de l'ordre de 15 %.

Dans le protocole de Kyoto, le choix a été fait, au niveau international, de présenter une comptabilité unique des émissions de gaz à effet de serre en exprimant les émissions de gaz à effet de serre en tonnes équivalent CO_2 (t CO_2éq), la conversion entre tonne émise réelle et tonne équivalent CO_2 utilisant la

17 - Efficacité radiative : variation du forçage radiatif par l'augmentation d'une unité de masse du gaz concerné dans l'atmosphère.
18 - Valeurs communiquées par O. Boucher.

valeur du PRG « à cent ans » comme coefficient de conversion. À l'époque du protocole, le PRG du CH_4 à 100 ans était estimé à 21 : 1 tonne de CH_4 émise était comptée 21 t CO_2éq.

Si l'on conserve cette convention, on voit cependant que le PRG à 100 ans est passé à 25 dans RE4 et 28 dans RE5.

Prise en compte des rétroactions climatiques

D'autre part, dans le rapport RE5, les valeurs du PRG ci-dessus (tableau 4) ne prennent pas en compte les perturbations entraînées par les émissions de CH_4 sur le climat qui ont un impact sur la productivité de la photosynthèse et donc sur la capacité de fixation du CO_2 par les plantes.

Les rétroactions sur le climat sont importantes puisqu'elles conduisent à augmenter le PRG du méthane respectivement de 20 % à 100 ans (valeur 34 au lieu de 28) et 5 % à 20 ans (valeur 86 au lieu de 84).

En cumulant ces différents effets, on voit que le PRG à 100 ans passe de 25 dans RE4 à 34 dans RE5 avec rétroaction climatique et, à 20 ans, de 72 à 86.

En première approximation, on peut reconstituer par extrapolation linéaire les valeurs intermédiaires entre 1 et 100 ans, ce qu'indique le tableau 5.

Année horizon	1	5	10	15	20	25	30	40	50	100
PRG RE-5	120	114	104	94	**84**	75	68	57	**48**	**28**
PRG RE-5 rétro.	121	115	106	96	**86**	77	71	60	**52**	**34**
PRG RE4	103	101	90	80	**72**	64	58	49	**42**	**25**
RE5retro/RE4	1,18	1,14	1,17	1,2	**1,19**	1,21	1,22	1,22	1,23	**1,36**

Tableau 5 : PRG du CH_4 avec rétroactions climatiques

Importance de l'année horizon

On rappelle tout d'abord que la métrique utilisée dans le protocole de Kyoto pour normer l'ensemble des gaz à effet de serre en équivalent CO_2 est le PRG. Sur la base des connaissances de l'époque, c'est le PRG du méthane à 100 ans des différents gaz à effet de serre qui a été retenu. La valeur de PRG du méthane était de 21 (62 à 20 ans).

Dans le rapport RE4 de 2007 une première révision de cette valeur a été effectuée. De nouvelles valeurs ont été indiquées, 25 à 100 ans et 72 à 20 ans.

Dans le rapport RE5, la valeur du PRG sans rétroactions climatiques est de 28 et, avec rétroactions climatiques, de 34.

Mais, à des horizons plus proches qui peuvent être significatifs pour les changements climatique, avec le risque d'effets irréversibles, les augmentations du PRG restent notables par rapport à RE4 : 19 % à 20 ans (2030) et 22 % à 40 ans (2050), en tenant compte des rétroactions climatiques.

Le cas du méthane fossile

Le rapport RE5 fournit pour le PRG du méthane des valeurs plus élevées dans le cas du méthane fossile : 85 au lieu de 84 à 20 ans et 30 au lieu de 28 à 100 ans. Cette catégorie est concernée par les actions de réduction des émissions de méthane dans le secteur énergétique. Le PRG à 100 ans tenant compte des rétroactions climatiques serait alors de 36.

2.2 - PRGP et PRGPRO[19]

Le PRG du CH_4 sert à comparer les effets aux différents horizons temporels sur le réchauffement global d'une émission d'une tonne de CH_4 et d'une tonne de CO_2 pendant l'année 0. Il mesure de la même façon les effets de la suppression de cette émission pendant l'année 0. Dans les deux cas, le PRG compare deux actions ponctuelles.

Dans la réalité des projets de réduction des émissions de gaz à effet de serre, la réduction des émissions peut être le plus souvent considérée comme pérenne : il s'agit en effet de supprimer de façon définitive une source d'émission (par exemple, une décharge d'ordure à l'air libre pour le méthane ou une réduction de la consommation de chauffage au fioul pour le CO_2). Ou bien ces réductions sont obtenues par des projets dont la durée de vie est de plusieurs dizaines d'années et on peut raisonnablement supposer que les dispositifs mis en place seront remplacés à l'issue de leur durée de vie.

19 - « Quelles émissions de gaz à effet de serre faut-il réduire ? », B. Dessus, B. Laponche, H. Le Treut. La Recherche, février 2013, n° 472.

PRGP

Pour évaluer l'impact de cette pérennité des effets d'une action de réduction des émissions, on a défini le « Potentiel de réchauffement global d'émissions pérennes », PRGP.

PRGP est calculé comme le PRG, en considérant que, chaque année à partir de l'année initiale où se situe l'action de réduction, l'émission d'une tonne de gaz (CH_4 et CO_2) est supprimée de façon pérenne (jusqu'à l'année horizon).

PRGPro

On peut de la même façon traduire le fait que les programmes de réduction des émissions de gaz à effet de serre consistent en la mise en œuvre d'actions progressives (à effet pérenne), engagées année après année (nouvelle réduction d'une tonne d'émission chaque année), pour obtenir à un horizon donné l'élimination permanente d'une part des émissions de l'année initiale. Le PRGPro (PRG Programme) compare à chaque année horizon les effets respectifs d'un programme de réduction annuelle des émissions d'une tonne de CH_4 et d'une tonne de CO_2.

Sans tenir compte de la rétroaction climatique, on obtient pour ces trois indicateurs les valeurs indiquées dans le tableau 6 et par la figure 2.

RE5	1	5	10	15	20	25	30	40	50	100
PRG	120	114	104	94	**84**	75	68	**57**	48	**28**
PRGP	120	116	110	104	**97**	91	85	**76**	68	**45**
PRGPro	120	117	113	108	**104**	99	94	**86**	79	**56**

Tableau 6 : PRG, PRGPet PRGPro du CH_4, sans rétroaction climatique

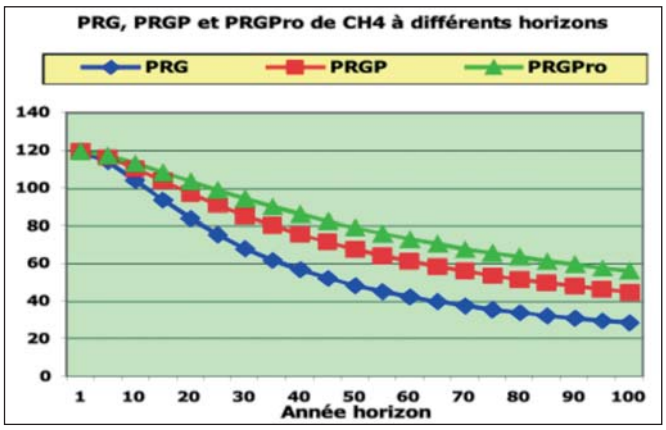


Figure 2 : PRG, PRGP et PRGPro du CH_4, sans rétroaction climatique

On constate que :

- À l'horizon de 100 ans, référence choisie pour définir l'équivalence du CH_4, le PRGP et le PRGPro sont respectivement 1,6 et 2 fois supérieurs au PRG.
- À l'horizon de 20 ans, les mêmes facteurs sont de 1,15 et 1,24.
- Et à l'horizon de 40 ans (soit pour 2050), les mêmes facteurs sont de 1,33 et 1,51.

Ces facteurs seraient encore amplifiés par les effets des rétroactions climatiques, notamment pour les horizons éloignés, et pour les émissions de méthane fossile.

2.3 - Le potentiel de température globale (PTG)

Les rapports RE4 et RE5 et surtout ce dernier, proposent un autre concept pour comparer les effets sur le climat des émissions de deux gaz à effet de serre différents : le « Potentiel de température globale », GTP. Le GTP est défini comme le rapport entre les changements de la température moyenne de surface à une année horizon induits par une émission ponctuelle d'un kilogramme d'un gaz (ici le CH_4) et d'un kilogramme de CO_2. La valeur du GTP du CH_4 à l'horizon TH est égale au rapport des forçages radiatifs du CH_4 et du CO_2 résultant d'une émission ponctuelle l'année 0 d'1 tonne de CH_4 et d'une tonne de CO_2.

Le rapport RE5 met en relief cette nouvelle métrique. En particulier, le PTG est modifié de façon significative par rapport aux valeurs retenues dans le rapport 2007 (ou déduites pour le PTG de ce rapport).

Horizon temporel	20 ans	100 ans
PTG		
RE4	34	0,07
RE5	67	4
RE5 avec rétroactions climatiques	70	11
PTGP		
RE4	72	25
RE5	84	28
RE5 avec rétroactions climatiques	86	34

Tableau 7 : Évolution de la valeur du PTG depuis le rapport RE4

3. - Le résumé a l'intention des décideurs du groupe de travail III du GIEC

Le « Résumé à l'intention des décideurs » du Groupe de travail III du GIEC a été rendu public le 13 avril 2014, en version anglaise. Nous le désignons ici par RE5-RID3 pour le distinguer de celui présenté au chapitre 1. Ce texte est complété utilement par le « Résumé technique » (Technical Summary) qui l'accompagne.

Le rapport du Groupe III et le résumé pour les décideurs portent sur les politiques et mesures permettant de réduire les émissions des gaz à effet de serre dues aux activités humaines (GES).

Nous nous intéressons ici à la question de la comptabilité de ces émissions.

3.1 - Les émissions de GES

Les émissions de GES sont uniquement exprimées en tonne équivalent CO_2 (t CO_2éq) comme le montre la figure 3. On voit que, en 2010, les émissions de CO_2 représentent 65 % du total et les émissions de CH_4, 16 %, en t CO_2éq.

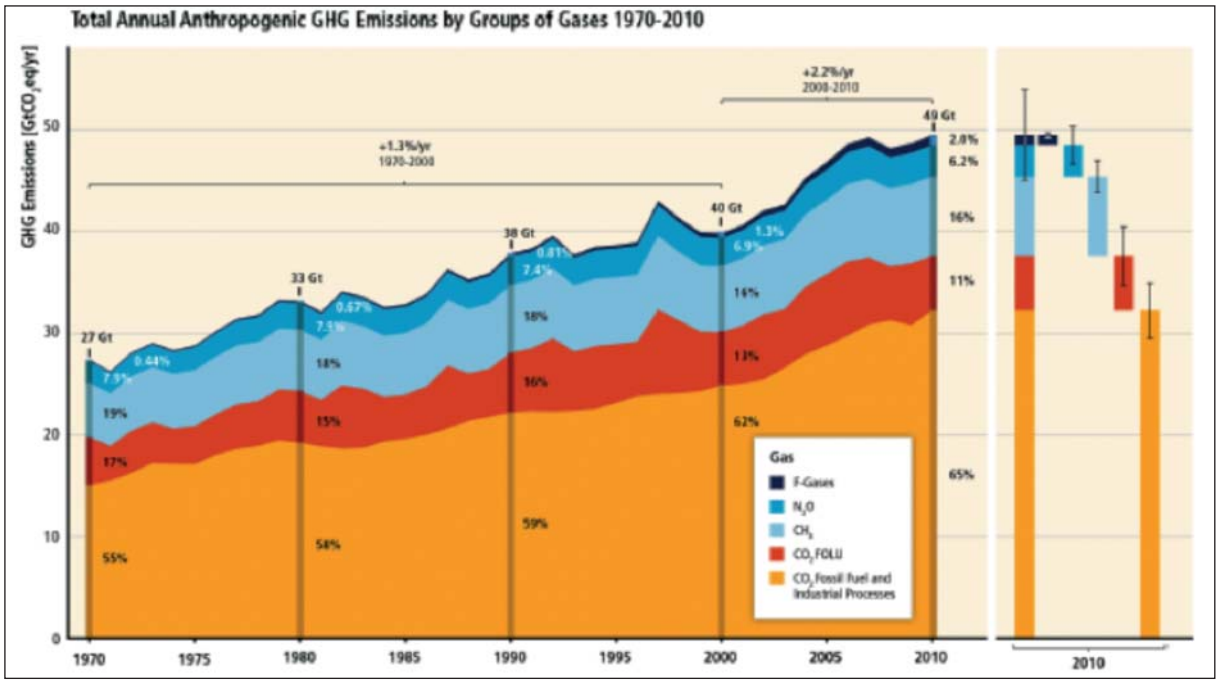


Figure 3 : les émissions de GES

3.2 - Le PRG

La valeur des émissions de CH_4 exprimée en t CO_2éq dépend donc de la valeur choisie pour le PRG du CH_4.

Le rapport nous dit qu'il s'agit bien, comme c'est l'habitude, du PRG à 100 ans, mais aussi que c'est la valeur du PRG fournie par le second rapport du GIEC (dit SAR : Second Assessment Report) de 21 qui est utilisée. Le résumé technique nous dit également que, depuis ce second rapport, les valeurs du PRG ont augmenté, mais il considère que cela ne devrait pas modifier sensiblement les politiques.

Or nous avons vu plus haut que plusieurs éléments devraient être pris en compte sur cette question du PRG :

a) La variation de sa valeur à 100 ans depuis le 21 du SAR. Dans RE5, la valeur est de 28 pour le méthane (30 pour le méthane fossile) et de 34 (36 pour le fossile) en prenant en compte les rétroactions climatiques.

b) Pour qualifier des politiques et mesures, il paraît indispensable d'utiliser le PRGP. Celui-ci vaut 45 à 100 ans, même sans prise en compte des rétroactions climatiques et de la nature fossile ou non du méthane. Ainsi, à 100 ans, une valeur double du PRG serait plus réaliste pour anticiper les conséquences d'une politique de réduction des émissions de méthane.

c) On ne peut pas se contenter d'une vision à 100 ans alors que les climatologues nous disent que les phénomènes s'accélèrent et que les trente années qui viennent seront décisives.

Si l'on se place à un horizon de 40 ans (2050), et sans prendre en compte les rétroactions climatiques, le PRG vaut 57 et le PRGP 76.

Un PRGP de 76 donne un effet en 2050 à peu près égal pour les émissions actuelles de CO_2 et de CH_4, si elles se pérennisaient jusqu'en 2050.

Ces questions sont évoquées dans le « résumé technique » (page 16), y compris l'intérêt de ne pas raisonner sur un seul gaz « équivalent CO_2 » du fait de ces difficultés.

Remarque :

Le PTG (en anglais GTP: « Global température change potential ») est mentionné comme métrique alternative dans le résumé technique accompagnant le résumé à l'intention des décideurs (Table TS.5) mais il n'est pas utilisé dans l'élaboration des politiques et mesures et n'apparaît pas dans le résumé à l'intention des décideurs.

3.3 - Les politiques et mesures

L'utilisation du PRG à 100 ans avec la valeur de 21, l'absence de prise en compte de date plus proche que 2114, par exemple 2050, l'absence de raisonnement sur des réductions pérennes, conduisent très vite à passer de la tonne équivalent CO_2 à la tonne de CO_2, et ensuite aux tonnes de CO_2 émises par la combustion des énergies fossiles.

Les politiques et mesures portant sur la réduction des émissions de CO_2 sont évidemment indispensables mais il est dommage que ne soient pas mis en œuvre de façon parallèle et complémentaire, des politiques et mesures sur la réduction des émissions de méthane dont on a vu l'importance pour le court et le moyen terme.

Donnons en un exemple pour l'Europe. Imaginons que l'ensemble des pays de l'Union européenne (UE 27) s'aligne, d'ici à 2020, sur les émissions de méthane issues des déchets organiques par habitant d'un pays comme l'Allemagne, soit 6,8 kg par habitant. Les émissions totales de méthane du secteur des déchets de l'UE 27 atteindraient alors de l'ordre de 3,5 Mt (millions de tonnes) alors qu'elles ont été de 6 Mt en 2013. En termes d'effets sur le réchauffement global à l'horizon 2050, mesurés par le PRGP, cette réduction pérenne des émissions de CH_4 serait équivalente à celle d'une réduction pérenne des émissions de CO_2 de 237,5 Mt (95^{20} x 2,5 Mt = 237, 5) qui serait réalisée d'ici à 2020.

Une telle réduction des émissions de CO_2 d'ici à 2020 pourrait être produite par une réduction pérenne de 8 % des émissions totales de CO_2 de l'UE27 (3000 Mt environ), ou par une réduction pérenne de 32 % des émissions de CO_2 dans le secteur résidentiel de l'UE27 ou encore par une réduction pérenne de 26 % des émissions de CO_2 du secteur transport de l'UE27.

Cet exemple d'un programme a priori modeste et à portée de main de réduction des émissions d'un secteur d'émissions de méthane de l'Union Européenne (puisqu'il s'agit simplement de rejoindre les performances en matières de déchets d'un des pays concernés) montre l'importance de l'enjeu qui s'attache aux réductions d'émissions de méthane.

L'urgence d'une réduction rapide des émissions de gaz à effet de serre a été rappelée très récemment par le groupe III du GIEC. Il serait donc dommage de se priver de l'opportunité de réduction significative que constitue l'action sur le méthane, en particulier dans le secteurs énergétique et dans celui des déchets, secteurs dans lesquels des réductions importantes sont encore possibles à des coûts très attractifs[21].

20 - Le PRGP du méthane à 30 ans est de 95 (voir tableau 6)

21 - Voir article « Les émissions de méthane en Europe : Évolution sectorielle depuis 1990, enjeux et coûts d'un programme concerté de réduction dans les différents secteurs économiques », B Dessus, ci-dessous.

Les émissions de méthane en Europe : Évolution sectorielle depuis 1990, enjeux et coûts d'un programme concerté de réduction dans les différents secteurs économiques

Benjamin Dessus

De 1991 à 2011, les émissions de CH_4 de UE 27 sont passées de 27 400 kilotonnes à 18 300 ktonnes soit une division par 1,4 (2 % par an)

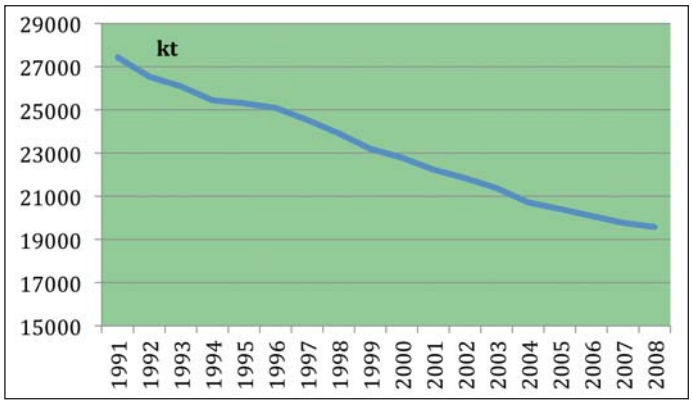


Figure 1 : Évolution des émissions totales de CH_4 de l'UE27 (ktonnes)

Mais cette chute recouvre des situations contrastées entre pays :

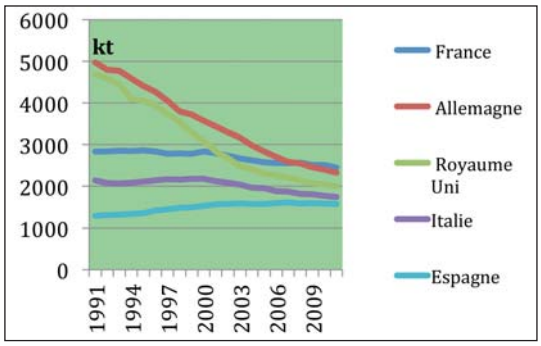


Figure 2 : Évolution des émissions totales de CH_4 de 5 pays de l'UE 27 (ktonnes)

En Allemagne les émissions de méthane ont été divisées par 2,14 (3,5 % par an) entre 1991 et 2011.

Au Royaume Uni elles ont chuté d'un facteur 2,34 (4,3 % par an) entre 1991 et 2011

En France elles n'ont chuté que d'un facteur 1,18 (0,85 % par an) au cours de la même période. L'Italie avec une chute d'un facteur 1,23 des émissions sur la même période ne fait guère mieux. Quant à l'Espagne elle voit ses émissions augmenter d'un facteur 1,23 pendant la même période.

Comment expliquer ces évolutions très différentes ?

La décomposition de ces émissions par grand secteur, agriculture, traitement des déchets, énergie (émissions fugitives et combustion) apporte des éléments d'analyse supplémentaires.

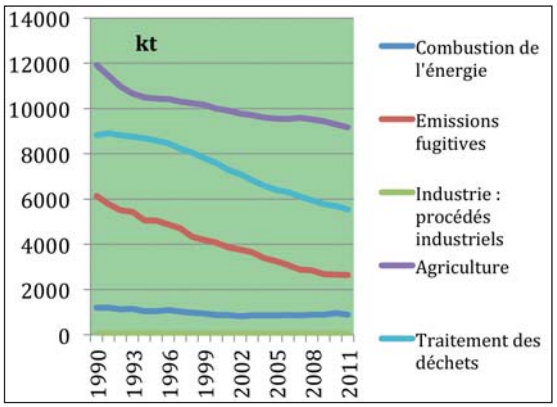


Figure 3 : Émissions sectorielles de CH_4 dans l'UE 27 (ktonnes)

I- Les émissions de CH_4 de l'agriculture

Les émissions liées à l'agriculture (principalement à l'élevage) représentent toujours dans les 5 pays une part importante des émissions totales mais très variable dans le temps comme le montre la figure ci dessous.

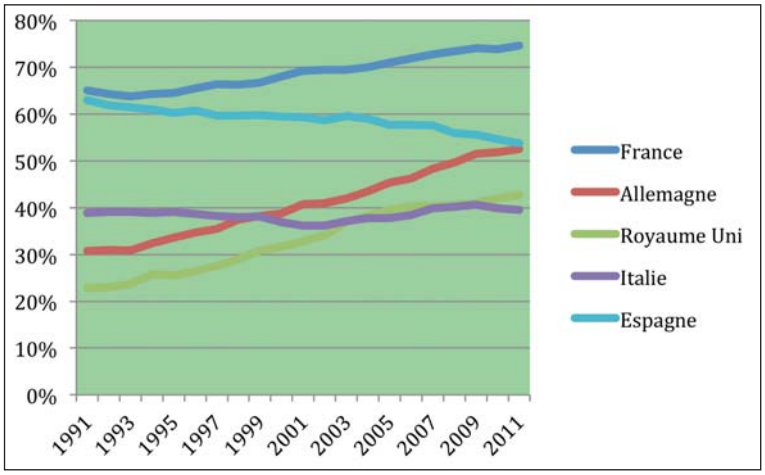


Figure 4 : Évolution de la part des émissions de l'agriculture dans les émissions totales de CH_4 de 5 pays de l'UE 27

L'évolution des émissions de l'agriculture dans chacun des pays apparaît ci dessous :

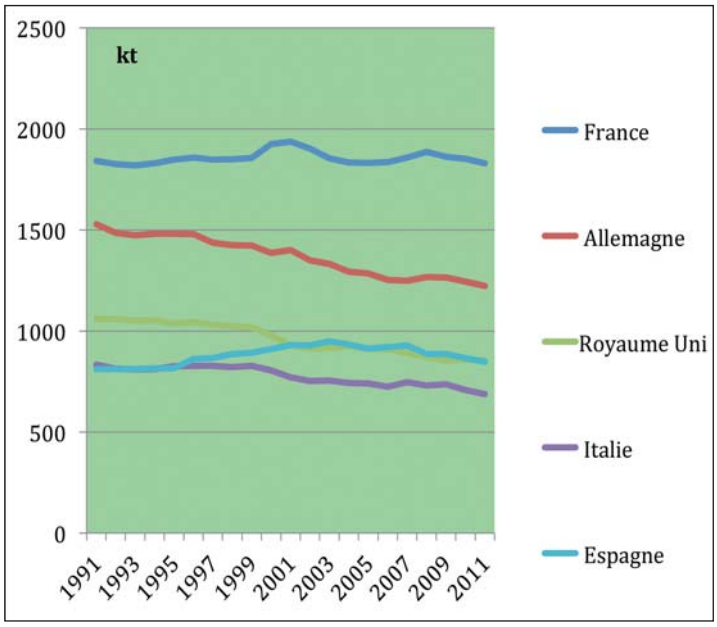


Figure 5 : Évolution des émissions de CH_4 agricole de 5 pays de l'UE 27 (ktonnes)

Les émissions françaises, les plus importantes, sont restées pratiquement stables sur la période. Celles de l'Allemagne diminuent de 20 % celles du Royaume Uni de 20 % également, celle de l'Italie de 18 %. Par contre celles de l'Espagne augmentent légèrement (4 %). Il est intéressant d'aller plus loin en examinant l'évolution de l'intensité en CH_4 de la valeur ajoutée du secteur agricole sur la période. C'est l'objet de la figure qui montre des intensités en décroissances de 34 % sur la période pour l'Espagne, de l'ordre de 26 % pour l'Italie, le Royaume Uni et l'Allemagne et de 29 % pour la France. Mais les valeurs absolues de ces intensités en CH_4 restent très dispersées. L'intensité CH_4 de l'agriculture du Royaume Uni est ainsi 3 fois plus élevée que celle de l'Italie ou de l'Espagne.

Ces différences importantes tiennent en partie à la proportion d'élevage dans la valeur ajoutée de chacun des pays et, dans l'élevage lui-même, à la proportion de bovins dans le nombre total d'animaux. Le tableau ci dessous montre par exemple que la très forte intensité d'émissions de CH_4 de l'agriculture au Royaume Uni ne peut pas s'expliquer par l'ampleur de la part de son élevage bovin.

2007	Total (milliers)	Bovins	Ovins	porcs	autres
France	22500	13725	1125	3 150	4 500
Allemagne	17900	10740	232	6623	304
Royaume Uni	13800	7176	3312	1242	2 070
Italie	9880	4643	790	2371	2 074
Espagne	14300	4004	2145	6006	2 145

Tableau 1 : Nombre d'animaux d'élevage de 5 pays de l'UE en 2007

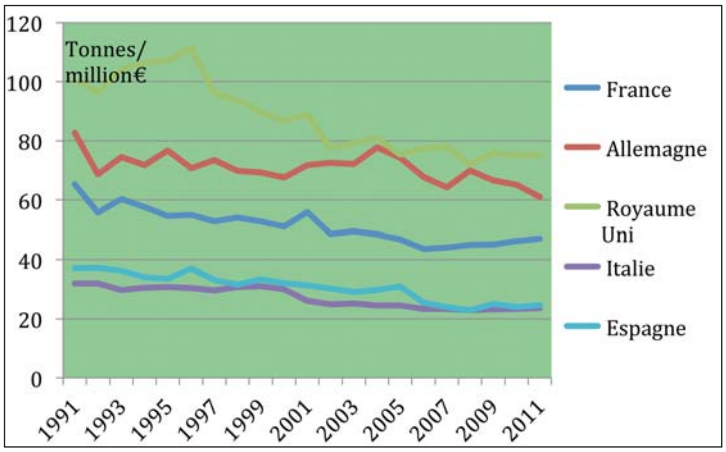


Figure 6 : Intensité d'émission de CH_4 de l'agriculture dans 5 pays de l'UE27 (tonnes par million €)

II – Les émissions de CH_4 des déchets.

C'est le deuxième poste d'émissions de CH_4 en Europe avec près de 6000 ktonnes, en décroissance depuis 1991 d'un facteur 1,6, 11,6 kg/hab et une intensité d'émission moyenne de 0,5 tonne/M€.

Cette décroissance recouvre des situations très diverses comme le montre la figure ci dessous :

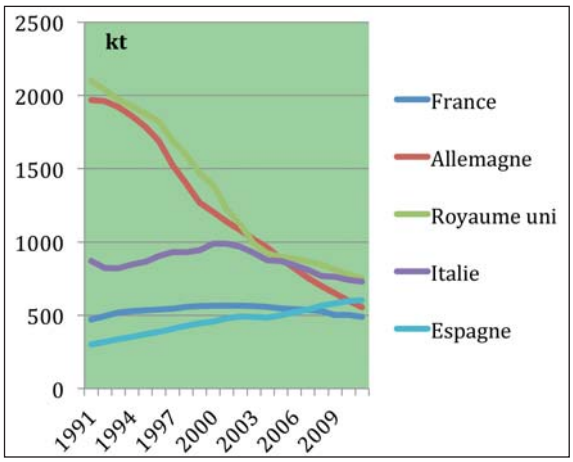


Figure 7 : Évolution des émissions de méthane des déchets dans 5 pays de l'UE 27 (ktonnes)

Alors que l'Allemagne et le Royaume Uni divisent respectivement leurs émissions d'un facteur 4 et 3, l'Espagne les voit augmenter. En France elles restent à peu près stables sur la période. Rapportées à la population ou au PIB les divergences sont aussi extrêmement élevées (tableau 2).

Traitement des déchets 2011	Emissions /hab (kg/hab)	Emissions/Pib kg/k€
France	7,40	0,27
Allemagne	6,8	0,22
Royaume Uni	11,8	0,39
Italie	11,9	0,53
Espagne	12,9	0,65

Tableau 2 : Émissions par habitant et intensité d'émission de CH_4 du PIB dues aux déchets dans 5 pays de l'UE 27.

L'Espagne, le Royaume-Uni et l'Italie se distinguent par des émissions par habitant très supérieures à la France et à l'Allemagne. Il en est de même pour les intensités d'émission de CH_4 dues aux déchets. On constate cependant que cette intensité est 20 % plus faible (0,22 kg/k€) en Allemagne qu'en France (0,27 kg/k€). Ces chiffres montrent à l'évidence qu'il reste des marges de manœuvre importantes de réduction de ces émissions dans de nombreux pays européens.

III- Les émissions fugitives du système énergétique

Les émissions fugitives de méthane du système énergétique (émissions à la production de gaz naturel, de charbon ou de pétrole et pertes de transport et distribution du gaz) représentent le troisième poste d'émission dans l'Union Européenne. Elles ont diminué d'un facteur 2,4 depuis 1990.

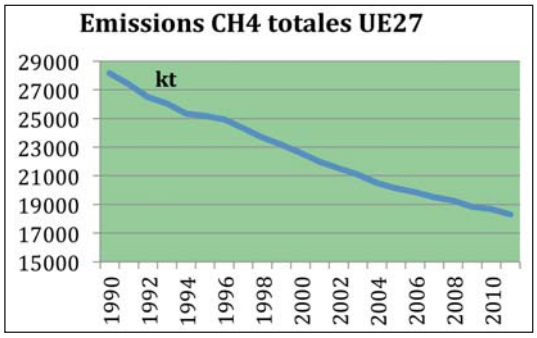


Figure 8 : Évolution des émissions fugitives de CH_4 dans l'UE27

La figure 9 montre la diversité des situations.

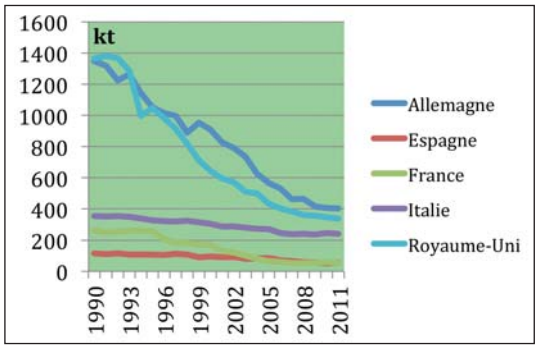


Figure 9 : Évolution des émissions fugitives dans 5 pays de l'UE 27

L'Allemagne et le Royaume Uni, dont les émissions fugitives atteignaient 1 400 ktonnes en 90 sont parvenus à les faire tomber à 400 kt en 2011. En Allemagne la chute de la production de charbon sur la même période de 250 Mtep à une centaine de Mtep (voir figure 10) explique en grande part cette chute des émissions fugitives. C'est moins clair pour le Royaume Uni : la production de charbon s'est certes effondrée de 55 Mtep en 1990 à 11 en 2011 mais reste beaucoup plus faible que celle de l'Allemagne pendant toute la période et celle de gaz naturel passe par un pic important de plus de 100 Mtep en 2000, pic dont on ne voit pas les conséquences sur les émissions fugitives.

Il est donc probable que les améliorations techniques aussi bien sur la production d'énergie que sur le transport et la distribution, ont joué un rôle important dans cette chute des émissions des deux pays.

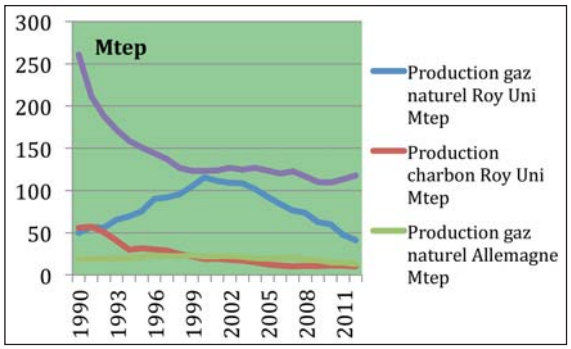


Figure 10 : Évolution des productions de charbon et de gaz naturel dans 5 pays de l'UE (Mtep)

Le cas français semble confirmer cette analyse : alors que la France ne produit quasiment pas de gaz ni de charbon, ses émissions fugitives, essentiellement dues par conséquent au transport et à la distribution du gaz sont passées de 260 kt en 1990 à 55 en 2011, alors que la consommation de gaz naturel du pays

est passée de 28 à 47 Mtep. En Italie les émissions ont beaucoup moins diminué : elles sont passées de 350 kT en 1990 de CH_4 à 240 kT en 2011 alors que la consommation de gaz naturel y passait sur la même période de 47 à 75 Mtep et la production de gaz de 17 Mtep à 8 Mtep environ.

IV- Enseignements et propositions

L'analyse sommaire des principaux postes d'émissions de différents grands pays de l'UE 27 (agriculture, déchets, émissions fugitives du système énergétique) montre la très grande diversité des situations. Une part de cette diversité s'explique par des considérations économiques (part de l'élevage, part de la production de charbon, part de la production et de la consommation de gaz de chacun des pays), mais elle ne suffit manifestement pas à expliquer l'ampleur de la diversité des performances constatées.

Il est donc très probable que l'alignement de l'ensemble des pays européens sur les meilleures pratiques devrait permettre d'accélérer significativement la réduction des émissions de méthane de l'Union Européenne.

La définition d'un tel programme suppose une analyse beaucoup plus précise de la situation et des spécificités de chacun des pays de l'Union que celle dont nous avons tracé l'esquisse.

Mais l'enjeu environnemental et économique potentiel d'un tel programme est considérable.

Les émissions de 2014 de 18 Mtonnes de CH_4 de l'UE 27 ont en effet un effet équivalent à celui de 1 170 Mtonnes de CO_2 à l'horizon 2050 (PRG du méthane à 36 ans 65) sur le forçage radiatif et de l'ordre de 30 sur l'augmentation de la température (sachant qu'à 20 ans il est de 70 et sur 50 ans de 14), alors que les émissions de CO_2 dues à la combustion des énergies fossiles de l'UE en 2014 sont de l'ordre de 3 400 Mtonnes de CO_2.

Si ces émissions de CH_4 se pérennisaient au niveau de 18 Mt par an leur influence sur le forçage atteindrait celle 1 690 Mtonnes d'équivalent carbone (PRG pérenne 94 à 36 ans).

Un exemple de programme :

Le passage au taux par habitant de CH_4 des émissions dues aux déchets de l'Allemagne aujourd'hui (6,8 kg/hab), généralisé à l'Europe ferait passer les émissions de l'UE de 5,5 Mtonnes à 3,47 Mtonnes de CH_4, un gain de 2,13 Mtonnes. Cette réduction obtenue par un programme de 10 ans apporterait à lui seul une contribution de l'ordre de 160 Mtonnes d'économie de CO_2 à l'horizon 2050.

L'évaluation économique d'un tel programme sur la base des réalisations de ces dernières années en Allemagne et en France, montre qu'une très grande partie des investissements nécessaires (couverture des décharges et récupération du méthane, méthanisation en usine des déchets ménagers et agricoles fermentescibles) se rentabilise par la valorisation du méthane obtenu.

L'exemple des tarifs de rachat du biogaz en France en est l'illustration. Ce tarif s'étage de 4,5 ct€ à 9,5 ct€ par kWh de biogaz[1], soit entre 520 et 1 100 € la tep selon la taille des installations et la nature des déchets. Sur la base d'un prix du gaz de 8 €/ Mbtu, une tep de biogaz est valorisable autour de 320 euros et permet d'éviter une émission d'équivalent CO_2 de 86 tonnes à 20 ans et de 65 tonnes à 36 ans (horizon 2050).

Compte tenu de la valorisation énergétique, le coût de rachat de 520 à 1 100 €/tonne de biogaz conduit à un coût de la tonne de CO_2 évité (horizon 2050) de 3 à 12 €[2], en dessous des valeurs constatées pour la plupart des opérations portant sur les économies de CO_2.

1 - Pour rappel le prix du gaz naturel aux particulier TTC est de l'ordre de 5,5 ct/kWh

2 - (520 -320)/65 = 3 € et (1 100- 320)/65 = 12 €

La Documentation française : promotion commerciale et censure

Benjamin Dessus

Invité par le directeur des Éditions « La Documentation Française » Xavier Patier à l'occasion de la sortie d'un petit livre de PR Bauquis sur les gaz de schiste à un débat public animé par un journaliste sur le sujet difficile « Transition énergétique et gaz de schiste », j'avais eu le sentiment de pouvoir débattre librement devant les auditeurs et de pouvoir exprimer mes opinions en réponse aux questions du journaliste, des autres invités, ou du public. Je m'en félicitais donc.

Quelle ne fut pas par conséquent ma stupeur en constatant que la vidéo qui m'en parvint quelques jours plus tard, destinée au grand public, avait été amputée d'une part de mon intervention, sans bien entendu, que j'en ai été averti.

À la question un brin provocatrice du journaliste Jean Lebrun, « Quel conseil donneriez-vous à Ségolène Royal qui vient d'être nommée ministre de l'environnement », j'avais répondu sur le même ton, « d'abord de changer de Premier Ministre » car je connaissais le très faible engouement de Manuel Vals pour la question de la transition énergétique, avant de répondre plus en détail sur les diverses priorités et mesures que je préconisais.

Cette réplique a tout simplement disparu de la vidéo.

On aurait pu comprendre que Xavier Patier, présent à la séance, réagisse de vive voix à ce propos. On aurait pu également imaginer qu'après coup, il prenne contact avec l'auteur de ces propos et lui demande l'autorisation de supprimer cette phrase. Mais de tout cela pas question. La « Documentation française » a tout simplement préféré la censure de propos qui ne lui convenaient probablement pas. Et il n'a pas même pris la peine de répondre à ma demande d'explications malgré plusieurs relances.

Bref un mépris souverain pour la démocratie, pour le citoyen, pour le public auquel il s'adresse de la part d'un office gouvernemental qui se définit pourtant sans complexe sur son site comme « la librairie du citoyen ». Il m'a semblé utile de relever cette dérive pour nos lecteurs au moment où la direction de cet organisme est renouvelée.

Bon de commande à renvoyer avec votre règlement à : Association Global Chance, 5 avenue de Trivaux, 92190 Meudon

Email : contact@global-chance.org / Site internet : www.global-chance.org

Abonnements : www.alternatives-economiques.fr puis «Boutique» puis «Autres publications»

Les Cahiers de GLOBAL CHANCE

NOM :
ORGANISME :
ADRESSE :
CODE POSTAL : **VILLE :**
TELEPHONE : **EMAIL :**

n°34	Autour de la transition énergétique : questions et débats d'actualité	15 €	x	ex. =	€
n°33	Des questions qui fâchent : contribution au débat national sur la transition énergétique (mars 2013)	15 €	x	ex. =	€
n°32	L'efficacité énergétique à travers le monde : sur le chemin de la transition (octobre 2012)	10 €	x	ex. =	€
n°31	L'énergie et les présidentielles : décrypter rapports et scénarios (mars 2012)	15 €	x	ex. =	€
n°30	L'énergie en Allemagne et en France : une comparaison instructive (septembre 2011)	15 €	x	ex. =	€
n°29	Nucléaire : le déclin de l'empire français (avril 2011)	15 €	x	ex. =	€
n°28	La science face aux citoyens (décembre 2010)	10 €	x	ex. =	€
n°27	Du gâchis à l'intelligence : le bon usage de l'électricité (janvier 2010)	15 €	x	ex. =	€
n°26	Vers la sortie de route ? Les transports face aux défis de l'énergie et du climat (janvier 2009)	15 €	x	ex. =	€
n°25	Nucléaire : la grande illusion. Promesses, déboires et menaces (septembre 2008)	15 €	x	ex. =	€
n°24	De Grenelle à Bali : avancées, incertitudes, contradictions et perspectives (mars 2008)	15 €	x	ex. =	€
n°23	Énergies renouvelables, développement et environnement : discours, réalités et perspectives (avril 2007)	15 €	x	ex. =	€
n°22	Débattre publiquement du nucléaire ? Un premier bilan des débats EPR et Déchets (novembre 2006)	15 €	x	ex. =	€
n°21	Développement, énergie et environnement : changer de paradigme (mai 2006)	15 €	x	ex. =	€
n°20	Les utopies technologiques : alibi politique, infantilisation du citoyen ou lendemains qui chantent ? (février 2005	15 €	x	ex. =	€
n°19	Climat, énergie : éviter la surchauffe (juillet 2004)	10 €	x	ex. =	€
n°18	Le réacteur nucléaire EPR : un projet inutile et dangereux (janvier 2004)	15 €	x	ex. =	€

Disponibilité des numéros antérieurs : contact@global-change.org

HS4	Petit mémento énergétique de l'Union Européenne (avril 2009)	12 €	x	ex. =	€
HS3	Petit mémento des énergies renouvelables (septembre 2007)	10 €	x	ex. =	€
HS2	Petit memento des déchets nucléaires (septembre 2005)	10 €	x	ex. =	€
HS1	Petit memento énergétique (janvier 2003)	10 €	x	ex. =	€

Pour recevoir une facture, cocher la case ☐ **TOTAL = €**

Commandes en nombre : contact@global-chance.org ***(règlement par chèque à l'ordre de Global Chance)***

www.global-chance.org

Pourquoi soutenir Global Chance et son projet éditorial ?

Madame, Monsieur,

Pour Global Chance et ses membres, les menaces globales qui pèsent sur l'humanité doivent être considérées non comme une fatalité et une source de ségrégation supplémentaires, mais bien comme une incitation à promouvoir la solidarité entre les peuples, l'imagination technique, politique et sociale, au service d'un développement soutenable pour tous et non pour quelques-uns.

Dans cet esprit, notre revue Les cahiers de Global Chance propose depuis 1992 à ses lecteurs :

- une expertise indépendante dans le débat sur l'énergie et l'environnement
- des analyses et des points de vue exposés dans un langage simple et accessible
- deux numéros thématiques par an, en phase avec l'actualité

Depuis 2008, un site internet est venu compléter et élargir cette démarche éditoriale.

Souscrire un abonnement, c'est soutenir notre association et son projet collectif en faveur de la transition énergétique.

Je vous en remercie par avance au nom de toute l'équipe de Global Chance et vous adresse mes chaleureuses salutations.

Benjamin Dessus, Président de Global Chance

BULLETIN D'ABONNEMENT à retourner à :

Global Chance Abonnements
12 rue du Cap-Vert - 21800 Quétigny
Tél. : 03 80 48 95 46 - Fax : 03 80 48 10 34

Je m'abonne aux cahiers de Global Chance (à partir du prochain numéro)

Pour 1 an, soit 2 numéros : ❑ **Individuel 25 €** ❑ **Institutions et organismes : 80 €**

Je règle la somme totale de ..... € par :

❑ Chèque bancaire joint à l'ordre de *« Global Chance »*

❑ Virement sur le compte bancaire : IBAN FR76 3000 4009 1500 0070 6072 027

❑ Carte de crédit (CB, VISA, EUROCARD) Numéro : .....

Expire fin : ...../..... Cryptogramme (trois derniers chiffres au dos de la carte) : .....

❑ Je souhaite recevoir une facture **Date et signature :**

Vos **coordonnées postales** :

RÉABONNEZ-VOUS AUSSI PAR TÉLÉPHONE AU 03 80 48 95 46 (règlement par carte bancaire)

Conformément à la loi Informatique et libertés, vous pouvez accéder aux données vous concernant et les rectifier en nous écrivant, ou vous opposer

5 avenue de Trivaux - 92190 Meudon
Téléphone : 33 (0)1 46 26 31 57
contact@global-chance.org
www.global-chance.org

GLOBAL CHANCE est une association de scientifiques qui s'est donné pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global (« global change ») pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré.

La situation actuelle comporte des risques de voir se développer des comportements contraires à cet objectif :

- Comportement fataliste, privilégiant le développement de la consommation sans prendre en compte l'environnement,
- Comportement d'exclusion des pays du Sud du développement pour préserver le mode de vie occidental,
- Comportement d'intégrisme écologique, sacrifiant l'homme à la nature,
- Comportement de fuite en avant technologique porteuse de nouvelles nuisances et de nature à renforcer les rapports de domination Nord-Sud.

Mais la prise de conscience de ces menaces sur l'environnement global peut aussi fournir la chance d'impulser de nouvelles solidarités et de nouvelles actions pour un développement durable.

Pour GLOBAL CHANCE, un tel développement suppose :

- Le développement réel de l'ensemble des pays du monde dans une perspective humaniste,
- Le choix d'une méthode démocratique comme principe supérieur d'action,
- Le retour à un équilibre avec la nature, certes différent de celui que nous connaissons aujourd'hui, mais qui n'apparaisse pas comme incompatible avec le développement humain. Ce retour à l'équilibre prendra du temps. Mais après une phase transitoire d'adaptation une telle condition implique de tendre :
  - vers des prélèvements globaux mineurs et décroissants de ressources non renouvelables,
  - vers des rejets nuls ou mineurs d'éléments non recyclables (sur des durées de l'ordre de quelques générations) dans les processus de la nature.

Après discussion interne au sein de l'association, GLOBAL CHANCE se propose de mettre les compétences scientifiques de ses membres au service :

- D'une expertise publique multiple et contradictoire,
- De l'identification et de la promotion de réponses collectives nouvelles et positives aux menaces de changement global, dans les domaines scientifique et technique, économique et financier, politique et réglementaire, social et culturel, dans un esprit de solidarité Nord Sud, d'humanisme et de démocratie.