Les cahiers de
GLOBAL CHANCE

AUTOUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Questions et débats d'actualité (suite)

N° 36 - novembre 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° 36
Novembre 2014

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

SOMMAIRE

Les vecteurs énergétiques et la transition 5

Le rôle des vecteurs dans la transition énergétique 6
Michel Colombier (Iddri)

Un modèle d'approche systémique de la transition énergétique : la méthanation 10
Marc Jedliczka, négaWatt

Quelles justifications pour un développement massif du véhicule électrique en France ? 18
Benjamin Dessus

La transition à l'étranger 35

La transition énergétique en Suède : un aperçu du modèle scandinave 36
Andreas Rüdinger, Global Chance

L'énergie au Japon en suite à Fukushima 2010-2013 47
Bernard Laponche

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

Éditorial

Le précédent numéro des Cahiers de Global Chance était déjà consacré à des débats que suscite la transition énergétique. On y trouvait en première partie une analyse des grands chantiers de la transition et l'approfondissement de quelques-unes des questions soulevées lors des discussions du débat national : le financement de la rénovation thermique des bâtiments, le traitement de la précarité énergétique, le marché européen de l'électricité… Deux questions nucléaires y étaient également traitées : la conférence de citoyens sur les déchets nucléaires et les conséquences économiques de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires proposée par EDF. Ce numéro abordait enfin la question du méthane et soulignait à nouveau l'importance de la lutte contre les émissions de ce gaz en s'appuyant sur le dernier rapport du GIEC.

Dans ce nouveau numéro, nous abordons deux nouveaux sujets qui suscitent questions et débats :

- La question de la place des vecteurs énergétiques dans une politique de transition énergétique (électricité, gaz naturel, eau chaude, éventuellement hydrogène). On constate en effet que le tropisme français en faveur du « tout électrique » et du nucléaire conduit à minimiser systématiquement l'importance de vecteurs comme le gaz naturel ou la chaleur. Mais les scénarios énergétiques qui font un appel très majoritaire à l'énergie électrique au prétexte que sa production peut s'effectuer à bas niveau de carbone s'exposent à de nombreuses difficultés (stockage, appels de pointe, etc.) alors que la recherche d'une complémentarité électricité, gaz naturel et chaleur permet d'introduire beaucoup plus de souplesse dans la gestion du système énergétique. Après une présentation synthétique des enjeux associés à l'emploi de ces vecteurs, un premier article aborde la question de la méthanation, technique qui permet d'établir un pont entre les vecteurs électricité et gaz, et un second article montre, à travers l'exemple du véhicule électrique, à quels excès conduit le tropisme déjà cité.
- L'analyse des situations et des politiques énergétiques dans deux pays étrangers, le Japon, et la Suède, et de leur façon d'aborder la transition énergétique. Il nous a semblé important d'analyser les évolutions récentes de la demande et de l'offre d'énergie au Japon, confronté à la question nucléaire. De même pour la situation de la Suède, engagée depuis plusieurs années dans la transition énergétique et qui reste peu connue et analysée en France. Rappelons que nous avons produit le même type d'analyse pour l'Allemagne dans les Cahiers de Global Chance n° 34.

Au moment où la France vient de voter une loi de transition énergétique, ambitieuse dans ses objectifs à très long terme (2050) sur certains points comme la réduction des consommations d'énergie, mais bien loin d'être crédible sur la question nucléaire, le calendrier et les moyens financiers des ambitions affichées ou la réduction des autres gaz à effet de serre du système énergétique (le méthane, les HFC et N_20), il est important de pouvoir comparer la politique française avec celles de pays qui sont dans des situations économiques analogues à la nôtre, mais ont fait des choix nettement plus radicaux en faveur de la transition (économies d'énergie, sortie du nucléaire, fiscalité écologique, etc.).

Les vecteurs énergétiques et la transition

Dans la plupart des scénarios qui ont contribué à la préparation de la loi sur la transition énergétique, la place de l'électricité, déjà importante dans notre pays, voit son rôle se renforcer, en particulier dans des secteurs où sa pénétration reste aujourd'hui marginale comme les transports. Leurs auteurs en espèrent une libération des énergies fossiles et donc une amélioration du bilan carbone national. Mais ce recours à l'électricité comme vecteur presque unique de la transition énergétique pose de redoutables questions : on sait en effet que l'électricité est soumise à une contrainte majeure puisqu'en l'absence de solution massive et bon marché de stockage, il est indispensable d'assurer à tout instant et en tout point du territoire l'égalité de l'offre et de la demande d'électricité.

C'est pourquoi certains scénarios comme ceux de négaWatt ou de GrDF tentent de faire une place centrale au méthane comme vecteur énergétique en jouant sur une double perspective : la méthanisation de la biomasse non utilisée à des fins alimentaires pour obtenir des quantités importantes de biométhane à déverser sur le réseau de gaz naturel à la place du gaz naturel fossile, et la méthanation qui permet d'utiliser les surplus temporaires d'électricité produite en particulier par les renouvelables pour obtenir du méthane à partir de gaz carbonique. Cette dernière opération permet à la fois d'éviter des émissions de CO_2 et de stocker sous forme d'un gaz aisément transportable cette électricité.

Le rôle des vecteurs dans la transition énergétique

Michel Colombier (Iddri)

La transition énergétique est fréquemment présentée sous la forme d'un triple mouvement : un accroissement de l'efficacité de l'utilisation finale de l'énergie, un report important d'une partie de cette demande finale vers l'électricité, enfin une décarbonation de la production d'électricité (énergies renouvelables et, selon les approches, nucléaire ou capture de CO_2). Le débat de l'année dernière en France a, pour partie, confirmé ces tendances, mais aussi révélé que la transition pourrait s'appuyer sur une diversité plus forte des vecteurs décarbonnés et surtout tirer profit des synergies et complémentarités qu'une hybridation de ces énergies de réseau permettrait d'envisager.

1 - Une part croissante d'électricité, mais des contraintes réelles

L'augmentation de la part d'électricité dans la demande énergétique finale est, dans tous les pays et pas seulement en France, une réalité historique. Au-delà de la spécificité française sur les usages thermiques dans l'habitat ou le tertiaire, l'électricité a bien sûr connu de nouvelles applications dans le bâtiment (notamment autour des technologies de l'information) et l'industrie (où les procédés électriques remplacent d'anciens procédés thermiques en apportant de réels avantages en matière de souplesse, de qualité…), mais demeure plus marginale que jamais dans les transports.

Mais l'électricité présente un atout majeur dans la perspective de la transition : si très peu d'énergies renouvelables peuvent entrer directement au bilan en énergie finale (comme par exemple le solaire thermique pour l'habitat) il existe une grande palette de solutions permettant de produire de l'électricité sans émissions de gaz à effet de serre. A cela s'ajoute évidemment, lorsque ces solutions sont envisagées (comme par exemple, dans certains scénarios des « roadmap 2050 » produits par la Commission européenne), le nucléaire et la production thermique associée à la capture du CO_2 (même si cette dernière solution peut, plus marginalement, concerner aussi d'autres usages énergétiques de l'industrie lourde). Il est donc tentant d'envisager un transfert massif des usages finaux vers l'électricité combiné avec une production décarbonnée d'électricité comme option centrale de la transition énergétique, surtout lorsque celle-ci est vue uniquement au travers du prisme « climatique ».

De fait, si on analyse les différents scénarios présentés dans le débat français, ce mouvement est toujours présent (voir figure 1).

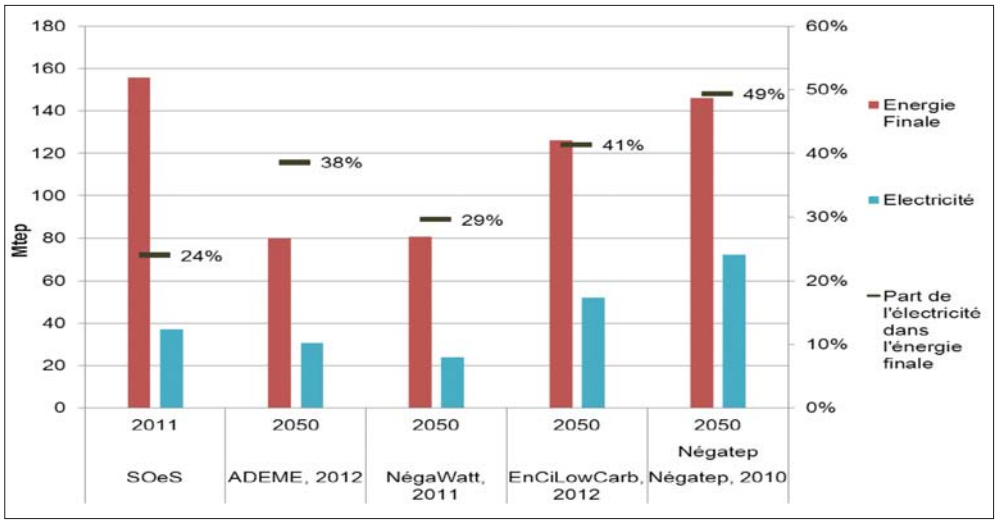


Figure 1 : Consommation finale d'énergie et d'électricité, et part de l'électricité dans la consommation finale, dans 4 scénarios présentés au DNTE (SOeS : référence bilan français 2011)

La demande électrique évolue sous l'influence contradictoire de deux mouvements : le développement de nouveaux usages d'une part, en particulier le transfert de certains usages aujourd'hui couverts par des produits pétroliers (pensons notamment aux transports avec le véhicule électrique ou le développement des transports en commun) ; l'accroissement de l'efficacité des usages d'autre part, les gains potentiels étant encore très importants dans les usages spécifiques conventionnels (éclairage, électroménager, moteurs) comme dans les technologies de l'information. Cet accroissement d'efficacité est une condition forte de ce mouvement d'électrification pour deux raisons : premièrement, l'augmentation inéluctable du coût de production de l'électricité ; deuxièmement, le fait que certains paramètres du système butent sur des contraintes de dimensionnement réelles (stockage, interconnexions ou production de « back up » nécessaires pour assurer un taux élevé de sources variables comme le solaire ou l'éolien). Le transfert de la demande vers l'électricité bute également sur des obstacles techniques et économiques non négligeables, en particulier la question de la pointe pour le transfert des usages thermiques et celle du stockage pour l'électrification des véhicules.

La comparaison des différents scénarios présentés sur le graphique 1 est éloquente : si la part de l'électricité est en croissance dans tous les scénarios, la part de l'électricité dans le bilan final en 2050 varie largement de 29 % à 49 %. La consommation d'électricité en 2050 est presque doublée par rapport à aujourd'hui dans Negatep (moindres gains d'efficacité dans les usages spécifiques, stratégie dans le secteur du bâtiment reposant sur des efforts limités sur l'enveloppe des bâtiments au profit d'une généralisation des pompes à chaleur, véhicule électrique urbain) tandis qu'elle est en légère décroissance dans négaWatt (stratégie bâtiment axée principalement sur l'efficacité de l'enveloppe, très forte efficacité des usages spécifiques, sobriété énergétique entraînant l'effacement de certains usages et moindre diffusion du véhicule électrique) et stabilisée dans les autres. La « part de l'électricité » dans le bilan final est donc avant tout le résultat d'une diminution généralisée de la demande globale d'énergie, fait majeur de la transition.

Si le mouvement d'électrification est donc indéniable, il est donc complexe et ne se résume pas à un simple « transfert » des usages aujourd'hui satisfaits par les produits pétroliers vers l'électricité, en sus des usages conventionnels, mais résulte d'une transformation en profondeur de la demande finale dans tous les secteurs ; surtout, dans la grande majorité des scénarios, il s'accompagne d'une stabilisation voire d'une réduction de la consommation finale d'électricité et non pas, comme on pourrait le penser intuitivement, par une croissance des besoins. Enfin, même dans les scénarios faisant de l'électrification des usages l'axe majeur de leur stratégie, l'électricité couvre encore moins de la moitié de la demande finale.

2 - L'eau, un vecteur négligé et de nouvelles opportunités

L'eau chaude est un vecteur ancien, peu développé en France comparativement à certains pays européens où il a été largement associé à la production combinée d'électricité et de chaleur. Paradoxalement, cet avantage des réseaux de chaleur va progressivement se réduire avec la transition énergétique (du fait des progrès d'efficacité énergétique des bâtiments), même si la production de chaleur à partir de biomasse et de déchets pourrait connaître un essor important et bénéficier bien évidemment des atouts de la cogénération. Mais l'eau chaude est également un vecteur d'intérêt pour valoriser des énergies « renouvelables » locales comme la géothermie, ou la récupération de chaleur des sites industriels. Le développement de ces réseaux, porté par les municipalités, a joué un rôle central dans la transition du secteur bâtiment vers un approvisionnement très majoritairement renouvelable en Suède, tant il est vrai que la versatilité du réseau permet de tirer pleinement profit de la complémentarité possible des différentes sources mobilisables sur le territoire d'une commune, au contraire de nos systèmes de chauffage

individuels. Enfin, le développement de la pompe à chaleur permet d'envisager la valorisation de sources basse température jusqu'alors négligées comme, en milieu urbain, les eaux de rejet. Par contre, plus encore que la pompe à chaleur individuelle, le réseau de chaleur verra son périmètre de pertinence réduit par l'effort d'efficacité sur le parc bâti.

3 - Le gaz : bientôt un vecteur ?

Le gaz naturel n'est aujourd'hui bien évidemment pas un vecteur, mais bien un produit pétrolier distribué en réseau. La transition énergétique présente aux gaziers des perspectives équivoques, selon l'horizon considéré et les solutions technologiques retenues. Les principaux marchés du gaz aujourd'hui sont le bâtiment et la production d'électricité, suivis par les usages thermiques de l'industrie. Les usages finaux du gaz sont a priori très largement menacés par la transition, sous l'effet combiné de l'accroissement de l'efficacité énergétique finale et du report possible sur l'électricité de ces usages. La production d'électricité peut bénéficier en partie d'un report du charbon vers le gaz dans certains pays, mais ce mouvement sera rapidement limité par la nécessité de développer des parcs de production presque totalement décarbonnés à l'horizon 2050. Le gaz ne pourra alors jouer qu'un rôle marginal quantitativement (même si qualitativement crucial) de réserve de puissance à la pointe ou en soutien des renouvelables, sauf à envisager un développement significatif de la capture et du stockage de CO_2 (mais il faudrait alors compter sur une concurrence renouvelée du charbon).

Pourtant, des efforts importants ont été consentis ces dernières décennies pour développer les usages du gaz naturel et le réseau de distribution n'est aujourd'hui guère moins développé que celui d'électricité. Ce réseau constituera-t-il un coût échoué de la transition énergétique ? De façon inattendue, plusieurs scénarios présents dans le débat français s'appuient au contraire sur ce patrimoine pour faire le pari d'une transformation progressive du rôle du gaz dans le système énergétique.

Le gaz naturel n'est en effet pas la seule source possible de méthane : ce gaz peut d'ores et déjà être produit par méthanisation et offrir un débouché à de nombreuses sources de biomasse, déchets agricoles, industriels ou urbains, eaux usées, etc.. Il offre pour la valorisation de la biomasse un avantage comparable à celui des carburants de seconde génération, à savoir la valorisation complète de la matière première. À un horizon plus lointain, le méthane pourrait également être produit par méthanation, c'est-à-dire par synthèse. Cette voie, similaire à celle de l'hydrogène et s'appuyant sur une source d'électricité décarbonnée, permet de synthétiser un produit dont la densité énergétique est certes moindre, mais qui présente sur l'hydrogène un atout majeur : celui de pouvoir se développer, comme le méthane, au sein d'un système technique existant et de se combiner progressivement avec le gaz naturel et le gaz ex-biomasse. Le méthane deviendrait ainsi progressivement un vecteur, de moins en moins carbonné, présentant des atouts majeurs pour apporter une contribution au secteur le plus problématique de la transition : le secteur des transports (figure 2). Au même titre que les biocarburants, mais complémentaire car valorisant des sources primaires différentes, le méthane offre une solution à la question de la longue distance (et en particulier du fret) où l'électricité bute sur des difficultés rédhibitoires de stockage et donc d'autonomie.

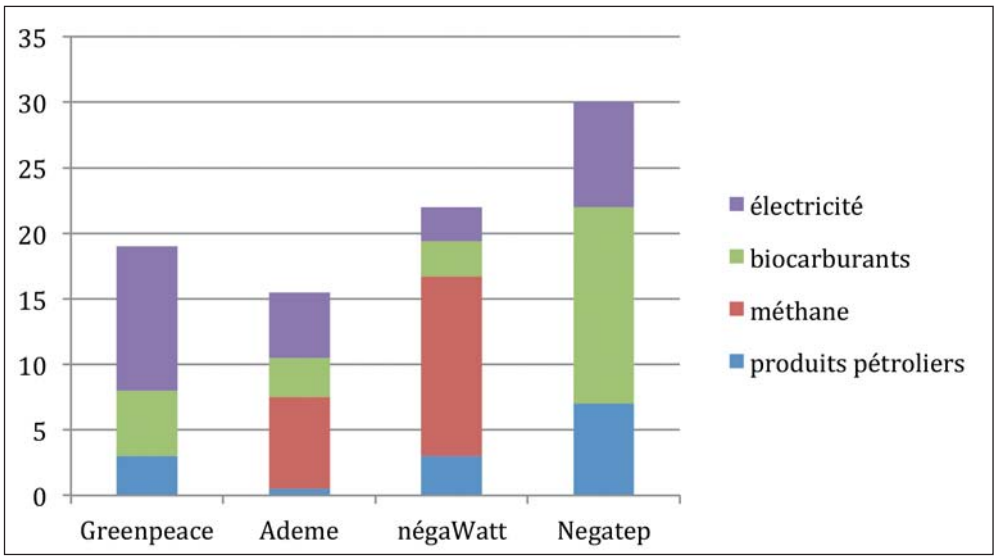


Figure 2 : Consommation finale d'énergie du secteur des transports, par source, dans 4 scénarios présentés au DNTE

4 - Hybridations : vers une intégration horizontale des systèmes en réseau ?

Le développement simultané de ces trois vecteurs ne présente pas un simple avantage comptable où chaque réseau alimenterait ses usages dédiés, mais présente au contraire des enjeux majeurs d'hybridation possible et de complémentarité qui ouvrent la porte à une intelligence systémique beaucoup plus importante qu'aujourd'hui, au profit d'une plus grande efficacité technique, d'une meilleure économie des systèmes et d'un accroissement de la sécurité. La principale difficulté attachée à une hypertrophie trop importante du système électrique est sa difficulté caractéristique à équilibrer l'offre et la demande, difficulté accrue dans un système où la proportion d'énergie variable devient très élevée et ou certains usages, notamment de chauffage, entraînent des pointes peu négociables. Les perspectives de progrès sur le stockage de l'électricité demeurent limitées et les possibilités de pilotage intelligent de la demande se révèlent également en deçà des besoins potentiels de tels systèmes. Le foisonnement accru de l'offre et de la demande que permettrait un développement du système de transport électrique est une autre voie envisagée, mais elle demeure coûteuse, longue à développer et limitée également par les contraintes (notamment environnementales) d'un développement massif des réseaux.

Les solutions envisagées plus haut apportent à ces problèmes un potentiel de solutions nouvelles et complémentaires. Côté demande d'électricité, il est d'ores et déjà envisagé que les véhicules électriques puissent représenter un potentiel de stockage électrique non négligeable, piloté par des réseaux intelligents. Mais ce pilotage est dans les faits extrêmement contraint par les rigidités d'usage qu'il impose à l'usager (qui n'appréciera guère, ayant besoin sans préavis de son véhicule au milieu de la nuit, ou de sa journée de travail, de trouver la batterie à plat…). La perspective de développer également le véhicule hybride électricité/gaz, fonctionnant le plus souvent à l'électricité pour les trajets quotidiens mais capable de s'exonérer des contraintes d'autonomie en cas de besoin, apporte à la question du stockage une souplesse complémentaire : en fonction des besoins du système électrique, le stockage/déstockage sur des cycles intra-jounaliers pourra être envisagé avec plus d'amplitude et moins de contrainte, le véhicule étant toujours disponible en mode carburant. Sur des cycles journaliers et hebdomadaires, cela permet même d'envisager d'effacer une partie de la demande d'électricité « transports » lorsque la production d'électricité n'est pas suffisante (conditions météorologiques exceptionnellement défavorables) ou que la demande est excessive (pointes de froid). Côté offre, la méthanation offre une solution complémentaire à la gestion d'un parc électrique à forte pénétration des énergies renouvelables variables, en permettant d'écouler sur le réseau de gaz (qui offre une capacité de stockage) les excédents temporaires d'électricité. Le maintien de ce réseau, en parallèle au réseau d'eau chaude, permet par ailleurs de conserver une capacité de production thermique de « back-up » partiellement décarbonnée pour compléter la production variable. Les réseaux de chaleur permettent déjà d'articuler production de chaleur et production d'électricité et de moduler celles-ci en fonction des besoins. L'association de pompes à chaleur sur des réseaux basse température apporte une efficacité accrue à ces équipements, mais permet également d'envisager une plus grande souplesse dans l'usage de la cogénération et des perspectives nouvelles de stockage de chaleur et donc de pilotage de la production d'électricité. De tels systèmes tireraient enfin pleinement profit des fonctionnalités offertes par les technologies de l'information et permettent d'apprécier ce que seraient vraiment des « smart grids ».

5 - Une nouvelle gouvernance ?

L'une des caractéristiques majeures de ce nouveau modèle énergétique est l'évolution progressive d'un paradigme « verticalisé » (secteur électrique, secteur gaz, secteur pétrolier) et très cloisonné par usage au profit d'un système à l'intégration plus horizontale et, ce faisant, territorialisée, qui permet de valoriser la diversité des potentiels de production et de maîtrise de la demande. Ce n'est certainement pas par hasard que les premiers embryons de modèles hybrides apparaissent aujourd'hui dans des pays comme l'Allemagne ou la Suède, sous l'impulsion de collectivités locales ou de compagnies énergétiques territorialisées et diversifiées pour lesquelles ces hybridations sont simultanément plus accessibles et plus naturelles. L'émergence d'un tel modèle, encore très prospective, est néanmoins suffisamment probable et porteuse de changements profonds pour qu'il vaille la peine de s'y intéresser et d'en étudier les potentialités. Loin de représenter une « concurrence » à la contribution du secteur électrique à la transition énergétique, il apporte au contraire un ensemble de complémentarités et de synergies propres à faciliter cette transition. Il suppose par contre, particulièrement en France, une évolution profonde des modes de gouvernance du système énergétique, au profit d'une implication accrue des échelons territoriaux mais aussi d'une organisation différente des acteurs économiques susceptibles de développer et gérer l'ensemble des services que ces réseaux seraient amenés à fournir.

Un modèle d'approche systémique de la transition énergétique : la méthanation

Marc Jedliczka, négaWatt

Découverte par le français Paul Sabatier auquel elle a valu le prix Nobel de chimie en 1912 (l'année d'après celui de Marie Curie pour ses travaux sur le polonium et le radium), la méthanation est une réaction chimique qui permet de produire du méthane (CH_4) et de l'eau (H_2O) en combinant de l'hydrogène (H_2) et du dioxyde de carbone (CO_2) selon la formule :

$$4\ H_2 + CO_2 \Longrightarrow CH_4 + 2\ H_2O\ \Delta H = -\ 165\ kJ/mole$$

Malgré les synergies que l'on peut trouver entre elles comme on le verra plus loin, elle ne doit pas être confondue avec la *méthanisation* qui désigne le processus de dégradation des matières organiques par fermentation anaérobie produisant du *biogaz*, un mélange essentiellement constitué de 50 à 60 % de méthane et d'une proportion de 40 à 50 % de dioxyde de carbone, ainsi que de quelques impuretés[1].

Réaction de base couramment utilisée dans l'industrie chimique, le plus souvent dans sa variante au monoxyde de carbone selon la formule $3\ H_2 + CO \Longrightarrow CH_4 + H_2O$, ΔH=-206,4 kJ/mole, la méthanation a fait irruption en 2011 dans le débat énergétique français lors de la publication par l'association négaWatt de son scénario à horizon 2050, dans une nouvelle version beaucoup plus aboutie et détaillée que les précédentes datant de 2003 et 2006.

Évoquée par plusieurs autres scénarios[2] examinés par le « Conseil National de la Transition Énergétique » qui, de novembre 2012 à juillet 2013, a préparé le projet de loi éponyme, elle fait aujourd'hui l'objet en France d'études et de travaux de recherche, et même, depuis peu, d'appels à projets de démonstrateurs qui montrent qu'elle est désormais prise au sérieux.

L'engouement soudain pour cette technologie qui peut donner l'impression d'un certain effet de mode s'explique par le fait qu'elle est apparue en premier lieu comme une solution pertinente pour résoudre l'épineuse question, restée jusqu'alors sans réponse vraiment convaincante, de l'équilibrage d'un système électrique alimenté par une part prépondérante de sources variables et non-pilotables telles que l'éolien et le photovoltaïque.

On verra plus loin qu'elle a une portée systémique qui va bien au-delà du seul secteur de l'électricité, en contribuant notamment à un « bouclage » sur la mobilité, mais, pour que cette question émerge, il a d'abord fallu attendre que la crédibilité technique et économique de ces nouvelles filières de production d'électricité renouvelable, longtemps considérées comme anecdotiques et vouées à la marginalité *ad vitam aeternam*, soit clairement établie : c'est désormais chose faite de manière très officielle, notamment depuis que le rapport du GIEC publié en mai 2011 *« Sources d'énergie renouvelables et atténuation du changement climatique »*[3] a confirmé que les ressources renouvelables suffisent largement à couvrir l'ensemble des besoins prévisibles de l'humanité, et depuis que la *« Feuille de route pour 2050 »* de la Commission européenne publiée la même année a estimé que la part des renouvelables dans le mix électrique européen de 2050 de situera entre 55 et 97 % selon les scénarios[4].

Mais la présence de gisements surabondants et la disponibilité avérée de technologies de production ne suffisent pas à garantir la faisabilité de scénarios de type « électricité 100 % renouvelable » : la variabilité intrinsèque de l'éolien et du photovoltaïque, qui fourniront très certainement le gros du bataillon des moyens de production mis en service dans les prochaines décennies, s'ajoute à celle, déjà bien connue, de la consommation.

---

1 - Purifié à hauteur de 95 % de méthane, le biogaz devient du biométhane compatible avec les normes appliquées à la distribution et à l'utilisation du « gaz naturel » qui n'est rien d'autre que du méthane d'origine fossile.

2 - Notamment ceux de l'ADEME (vision 2050) et de GrDF (facteur 4).

3 - Téléchargeable sur : http://www.rac-f.org/Rapport-special-du-GIEC-sur-les

4 - Téléchargeable sur : http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_fr.htm

Elle vient ainsi compliquer la tâche des « GRT » (gestionnaires de réseaux de transport, RTE pour la France) dont l'une des principales missions est d'assurer *à tout instant* l'équilibre entre l'offre et la demande – une condition non-négociable du fonctionnement du système électrique puisque basée sur une contrainte physique.

Pour remplir cette mission, les GRT disposent d'ores et déjà d'un certain nombre d'outils techniques, économiques et réglementaires forgés au fil du temps pour augmenter la flexibilité du système électrique et répondre ainsi à des impératifs de plus en plus prégnants avec le développement rapide des usages de l'électricité et le rôle de plus en plus central que cette dernière joue dans l'organisation et le fonctionnement des sociétés modernes : modulation de la demande, optimisation de l'exploitation, renforcement si nécessaire des réseaux de distribution, développement des interconnexions pour augmenter le foisonnement, et enfin recours aux stations de pompage-turbinage (STEP) qui permettent de remplir des retenues d'eau grâce aux surplus d'électricité pour la turbiner en période de déficit.

Ces outils opèrent à des échelles de temps et sur des quantités suffisantes pour assurer l'équilibre des systèmes électriques actuels, où la part des productions pilotables est très largement majoritaire, mais ils s'avèrent insuffisants à partir d'un certain seuil de productions fluctuantes et non-pilotables sur le réseau.

Les pays les plus offensifs en matière d'électricité renouvelable variable comme l'Allemagne ou le Danemark ont jusqu'à présent su repousser toujours plus loin les limites des taux de pénétration considérés *a priori* comme indépassables en exploitant au mieux ces outils. Néanmoins, les arrêts imposés de la production de fermes éoliennes en Allemagne (« curtailment ») ou l'apparition de prix négatifs sur le marché spot de l'électricité sont autant de signaux précurseurs de la nécessité de trouver dans un avenir proche d'autres solutions viables sur le long terme.

Les différentes techniques classiques de stockage massif d'électricité permettant de décaler dans le temps les périodes de production et de consommation (volants d'inertie, batteries électrochimiques, air comprimé et STEP) ont fait l'objet d'importants programmes de recherche-développement et de démonstration dans la plupart des pays industrialisés : même si les questions de coût, de durée de vie, d'impact environnemental ou de ponction sur les ressources de matières premières restent à explorer pour certaines d'entre elles, on commence à avoir les idées à peu près claires sur leurs possibilités réelles et leurs limites en termes de capacité et de durée de stockage[5].

Si l'on prend les STEP, qui représentent le moyen de stockage de loin le plus massif aujourd'hui disponible, on constate qu'elles répondent parfaitement à des besoins qui se comptent en heures, tout au plus en jours, et en gigawatts-heures (GWh, ou millions de kWh), mais qu'elles sont inopérantes lorsque les besoins nécessaires à l'équilibrage d'un système « 100 % renouvelable » se chiffrent en semaines, voire en mois, et en Térawatts-heures (TWh ou milliards de kWh).

À ces échelles de quantité et de durée, il n'y pas d'autre possibilité que de stocker l'énergie excédentaire sous la forme de molécules à plus ou moins fort contenu énergétique produites à partir d'électricité : c'est ce que permet l'électrolyse de l'eau en séparant les atomes qui la composent, hydrogène d'un côté, oxygène de l'autre.

Le premier est une matière de base de l'industrie, mais il est aussi un vecteur énergétique de bonne qualité avec une densité de 33 kWh par kilogramme soit un contenu *par unité de poids* 3 fois supérieur à celui du gazole et 2,5 fois à celui du gaz nature. En revanche, avec un pouvoir calorifique supérieur de 3,54 kWh par Nm^3, l'hydrogène est plus de 3 fois moins énergétique *par unité de volume* que le gaz naturel (11,04 kWh/Nm^3)

Quant au second, il peut facilement trouver des débouchés dans l'industrie (combustion, pétrochimie, soudure haute température, etc.) ou dans le domaine médical, et le cas échéant être relâché dans l'atmosphère sans inconvénient autre qu'une perte de valeur.

La production d'hydrogène par électrolyse constitue la première étape commune à toutes les technologies regroupées sous le concept de « Power-to-Gas » (littéralement « gaz d'électricité »), la méthanation étant une seconde étape optionnelle dont l'intérêt doit être évalué au regard des coûts et des contraintes supplémentaires qu'elle occasionne par rapport aux avantages qu'elle procure.

Le graphique ci-dessous donne une indication des plages de pertinence des différentes technologies de stockage d'électricité disponibles ou en développement. Il montre l'avantage décisif du « Power-to-Gas » pour répondre aux besoins de stockage d'un système électrique intégrant une part significative de sources variables.

5 - Voir l'étude publiée par l'ATEE, l'ADEME et la DGIS en novembre 2013 : http://www.atee.fr/région/actualites/publication-de-l'étude-sur-le-potentiel-de-stockage-d'énergies

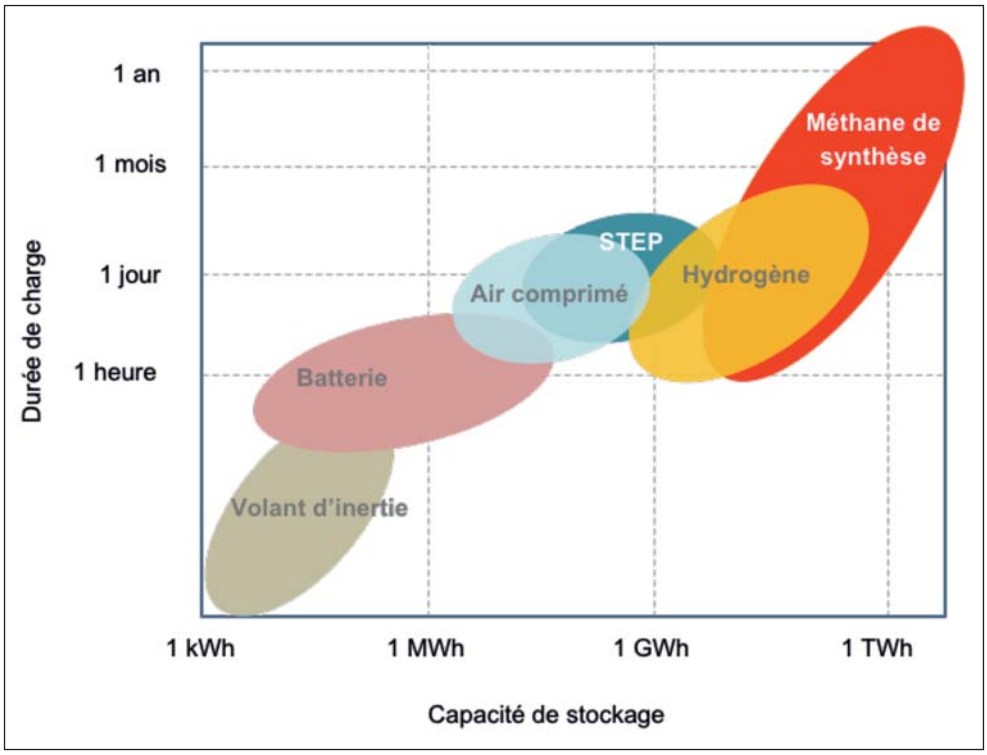


Figure 1 : Domaines respectifs de pertinence des différents moyens de stockage de l'électricité

Intérêt et limites de l'hydrogène.

L'hydrogène, dont on connaît depuis Lavoisier les propriétés fortement explosives, est aujourd'hui utilisé essentiellement dans l'industrie, notamment pour la production d'ammoniac ou de méthanol et le raffinage des produits pétroliers, à raison d'un million de tonnes par an en France (56 millions dans le monde).

La quasi-totalité de cet hydrogène industriel est produit par vapo-reformage (« cracking ») de gaz naturel, c'est-à-dire de méthane d'origine fossile dont les atomes de carbones libérés par la même occasion contribuent directement à l'aggravation des bouleversements climatiques.

Les usages industriels devraient donc constituer un premier débouché évident de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir de sources renouvelables, mais il faudrait pour cela que son coût de production, 3 à 4 fois plus élevé que celui issu du vaporeformage (5 à 30 €/kg d'H_2 suivant le prix de l'électricité pour l'électrolyse contre 1,50 €/kg pour le vaporeformage) puisse être compensé : si la réduction des coûts que l'on peut attendre du développement industriel des différentes technologies peut y contribuer, une taxation des émissions de GES serait très certainement bien plus efficace à court terme – et elle serait bienvenue dans tous les cas.

En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène peut être utilisé principalement de trois manières différentes :

- comme carburant dans des moteurs classiques à combustion interne, avec toutefois un rendement ne pouvant guère dépasser 25 %. C'est une solution qui a tenté certains constructeurs automobiles comme BMW qui, après avoir réalisé des tests dans les années 1970, a lancé en 2006 son modèle « Hydrogen 7 » - mais abandonné sa production dès 2009 ;
- dans des piles à combustible produisant de la chaleur et de l'électricité, pour des usages stationnaires (co-génération avec un rendement pouvant atteindre 50 à 60 %) ou mobiles (véhicules légers et bus, appareils portables)[6] ;
- en injection jusqu'à une certaine proportion dans le réseau de gaz naturel.

Les deux premières ont en commun d'être confrontées aux contraintes extrêmement fortes qui s'imposent au transport et à la distribution de l'hydrogène pour des raisons de sécurité (risques d'explosion) et à l'obligation d'utiliser, en raison d'une masse volumique très faible de 0,09 kg/m^3, des réservoirs à haute pression (350 à 700 bars selon les applications), lourds et encombrants.

Par ailleurs, les technologies de piles à combustible, malgré des débuts encourageants à l'aube des années 1970, peinent à tenir leurs promesses en termes de baisse des coûts, d'allongement de la durée de vie ou de disponibilité des matières pre-

6 - Voir le site de l'AFHYPAC www.afhypac.org/fr/

mières comme le platine[7], et les perspectives de production industrielle à grande échelle semblent encore éloignées malgré les annonces.

Enfin, l'hypothèse du développement de l'hydrogène comme vecteur répondant à une part significative des besoins de mobilité en substitution des produits pétroliers poserait d'emblée, compte tenu des quantités en jeu, la question des sources primaires utilisées pour la production de ce gaz qui n'existe pratiquement pas à l'état naturel dans l'environnement terrestre[8].

En effet, les excédents d'électricité renouvelable n'apparaîtront pas de manière massive avant 2025, même en Allemagne où la dynamique de développement des renouvelables variables est la plus forte, et les quantités produites ne seront en tout état de cause jamais à la hauteur des besoins.

Même le scénario négaWatt, pourtant très ambitieux sur la réduction de la consommation d'énergie pour la mobilité (225 TWh en 2050 contre 625 en 2010) et sur la production d'hydrogène à partir des excédents disponibles d'électricité renouvelable (72 TWh), ne permet pas d'envisager une substitution significative de l'hydrogène aux produits pétroliers sans recours au vapore-formage de gaz naturel fossile, ce qui ne résout rien en matière de bouleversements climatiques.

Quant à miser sur une technique aussi incertaine et éthiquement critiquable que la séquestration du carbone comme le fait par exemple l'IFP-Énergies Nouvelles[9], cela apparaît clairement incompatible avec la perspective d'une transition énergétique « soutenable » - en plus d'être hors de prix : qui peut en effet garantir que l'homme est capable de réaliser en quelques décennies à peine ce que la Nature a mis des centaines de millions d'années à faire pour piéger les atomes de carbone dans le sous-sol de la terre ? Et qui est en mesure de couvrir sur des milliers voire des millions d'années le risque que représenterait le retour de ces atomes dans l'atmosphère pour une raison quelconque ?

Dans ces conditions, un basculement vers la « société de l'hydrogène » à laquelle certains veulent croire semble très peu probable voire pas souhaitable, et poserait en tout état de cause de redoutables défis techniques, environnementaux, économiques et organisationnels dont les coûts seraient exorbitants, par exemple pour modifier de fond en comble des pans entiers de l'industrie automobile ou pour construire *ex nihilo* des réseaux de distribution d'hydrogène sécurisés et accessibles au plus grand nombre.

Une telle évolution vers la généralisation de l'hydrogène dans les usages finaux serait d'autant plus incongrue que d'autres débouchés bien plus économes en moyens et beaucoup plus propices à un changement graduel de paradigme énergétique sont d'ores et déjà disponibles, d'abord à travers l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz, puis, dans un deuxième temps et de manière complémentaire, par le développement de la méthanation.

Atouts et contraintes de la méthanation

Le premier grand avantage de la transformation de l'hydrogène en méthane synthétique via la méthanation est de pouvoir s'affranchir des limitations en volume à l'injection dans les réseaux gaziers.

Il existe aujourd'hui dans chaque pays un plafond d'injection d'hydrogène qui figure dans les prescriptions des opérateurs. Celui adopté pour la France (6 % en volume) correspond à la tolérance maximale découlant de la très petite taille des atomes d'hydrogène qui peuvent très facilement s'échapper des cavités salines servant de réservoirs de stockage.

Il ressort des études récentes[10] qu'un seuil maximal de 20 % en volume serait envisageable dans les réseaux de distribution et jusqu'à 50 % dans les réseaux de transport, mais la tolérance beaucoup plus faible de certains appareils de consommation comme les moteurs ou les turbines – autour de 2 % actuellement, pouvant être portée à 5 % – constitue un facteur limitant qui rend impossible en pratique d'atteindre une telle concentration en moyenne.

Le projet GRHYD piloté actuellement par GDF-Suez dans le Nord-Pas-de-Calais dans le cadre des investissements d'avenir[11] doit permettre de préciser le seuil acceptable, mais cette contrainte plaide pour le passage à terme au méthane, une option qui donne *ipso facto* accès en toute sécurité et à coût marginal aux énormes capacités des infrastructures de stockage souterrain dont les réseaux gaziers sont obligés de disposer en raison des impératifs de sécurité d'approvisionnement.

Les 130 TWh de capacité de stockage des infrastructures françaises, soit l'équivalent de 3 mois de la consommation actuelle de gaz naturel, sont à comparer aux 0,4 TWh de capacité totale des STEP et à mettre en regard des 46 TWh de gaz issu de méthanation prévus dans le scénario négaWatt, qui prévoit une production totale de 300 TWh par an de méthane renouvelable

7 - Il existerait selon l'ONG SOS-Planète 13 000 tonnes de gisements exploitables, qui seront épuisés en 2064 au rythme actuel de consommation, bien plus rapidement si la demande augmente.

8 - Plusieurs gisements naturels d'H_2 pur ont été découverts depuis les années 1970, tout d'abord sur les dorsales au fond des océans, et plus récemment sur terre et de manière plus diffuse, mais aucun projet d'exploitation n'a encore vu le jour. (IFPEN, 2013).

9 - http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/L-hydrogene

10 - Étude « Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz", Müller-Syring et al., DVGW, 2013 – non-traduite.

11 - http://www.developpement-durable.gouv.fr/Transformer-en-hydrogene-1, 30305.html

auxquels s'ajoute une consommation résiduelle de 40 TWh de gaz naturel contre 500 actuellement, soit une réduction de près de 50 % de la consommation finale de gaz par rapport à aujourd'hui.

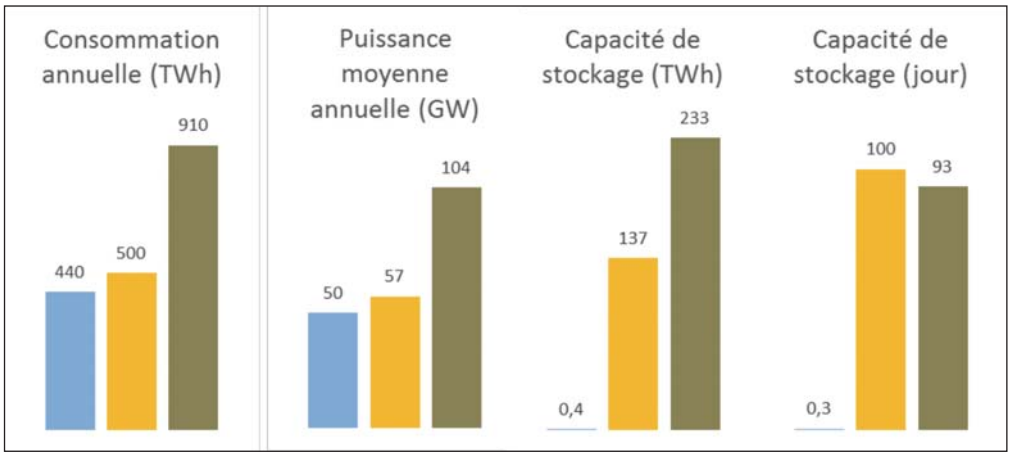


Figure 2 : Comparaison des capacités de stockage respectives d'électricité, de gaz et de produits pétroliers en 2012 en France (source E&E consultants)

À cet avantage d'une capacité inégalable de stockage déjà existante dans la plupart des pays industriels s'ajoute le maillage très conséquent du territoire par les réseaux de transport et de distribution de gaz, notamment en France où plus de 80 % des habitants se trouvent dans une zone de desserte.

Cette capillarité est aujourd'hui un atout majeur pour acheminer le gaz vers les consommateurs, elle le sera tout autant demain pour collecter le méthane renouvelable, dont la majeure partie sera produite par méthanisation et gazéification de biomasse (respectivement 157 et 98 TWh en 2050 dans le scénario négaWatt).

Le méthane offre en outre une bien plus grande flexibilité d'usage que l'hydrogène en matière de chaleur (chauffage des locaux et de l'eau chaude sanitaire, cuisson, chaleur industrielle, etc.), de mobilité (VL et PL), et si besoin de production d'électricité (centrales à cycle combiné et/ou cogénération).

Enfin, les appareils et véhicules adaptés à tous ces usages sont disponibles depuis déjà longtemps sur le marché à prix compétitif et à échelle industrielle, ce qui permet de faire l'économie de bouleversements coûteux et incertains dans l'industrie manufacturière de production des biens d'équipements.

La méthanation, clé de voûte de la transition énergétique ?

On voit bien à la lecture de tout ce qui précède que la méthanation va bien au-delà d'un simple moyen de stockage de l'électricité, usage pour lequel elle présente d'ailleurs un bilan médiocre, non pas tant à cause du rendement global des différentes étapes entre électricité et méthane qui dépasse déjà aujourd'hui 60 % hors récupération de chaleur pour les filières les plus performantes et pourrait atteindre 70 % dès 2030 lorsque son déploiement à grande échelle commencera à être effectif, mais parce que le retour à l'électricité via une turbine ou un moteur à gaz serait soumis aux lois de la thermodynamique et ramènerait ce rendement à un maximum de 40 %, voire moins si l'on tient compte de l'ensemble de la chaîne.

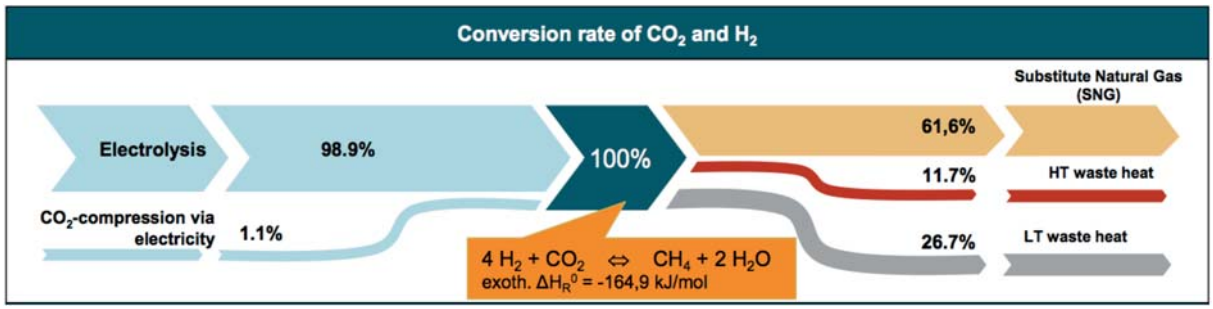


Figure 3 : Rendement énergétique de la méthanation catalytique (source Etogas/ZSW)

C'est la forme gazeuse de l'hydrogène et du méthane qui leur confère, grâce à une flexibilité et une facilité d'usage sans commune mesure, un avantage décisif par rapport aux autres techniques de stockage de l'électricité.

Toutefois, avec un contenu énergétique trois fois supérieur à celui de l'hydrogène gazeux pour un même volume et une même pression, le méthane s'avère être, d'un point de vue pratique autant qu'économique, le vecteur dont les qualités se rapprochent

le plus de celles qui ont fait le succès des produits pétroliers, à travers par exemple la taille et le poids réduits des réservoirs des véhicules.

De fait, la méthanation ne prend tout son sens qu'en s'inscrivant dans une logique systémique faisant une large place au vecteur « gaz renouvelable », tout particulièrement en substitution des produits pétroliers dans les transports pour laquelle il se présente comme un successeur de choix de nos carburants liquides actuels, notamment pour les trajets interurbains et les transports routiers qui resteront en grande partie incontournables malgré tous les efforts de transfert modal et d'optimisation que l'on peut imaginer.

Cette réhabilitation du méthane comme vecteur essentiel de la transition énergétique ne doit évidemment pas faire l'impasse sur les risques qu'il peut faire courir en matière de changements climatiques compte tenu de son « pouvoir de réchauffement global » (PRG), largement sous-estimé dans la comptabilité actuelle des GES au niveau international[12] : son utilisation, y compris dans ses versions renouvelables, doit impérativement se faire dans les meilleures conditions techniques, notamment pour limiter les possibilités de fuite tout au long de la chaîne qui va de la production à la consommation finale.

Le rééquilibrage entre vecteurs énergétiques (électricité, gaz, chaleur) dans une logique de complémentarité et non de concurrence comme c'est le cas actuellement est caractéristique des scénarios à des horizons de temps de moyen terme (2050) qui font l'effort de prendre en compte non seulement l'ensemble des usages de l'énergie, mais aussi l'ensemble des problématiques en termes de ressources primaires, d'impacts environnementaux et de capacité des organisations humaines à s'adapter au nécessaire changement de paradigme.

En ce sens, la méthanation, en contribuant à sa hauteur et en son temps au processus de remplacement progressif dans les infrastructures gazières des molécules de méthane fossile par du méthane renouvelable incarne de manière frappante et éloquente la notion même de « transition énergétique ».

Loin de nécessiter une quelconque « rupture » dont l'attente impatiente tourne bien souvent à l'incantation tout en justifiant l'allocation de crédits de recherche parfois pharamineux à des projets prestigieux sans aucune certitude de succès, la méthanation exploite au contraire des technologies existantes et « sans regret » pour créer le lien à la fois spatial et temporel entre ressources, vecteurs et usages énergétiques qui fait cruellement défaut aujourd'hui.

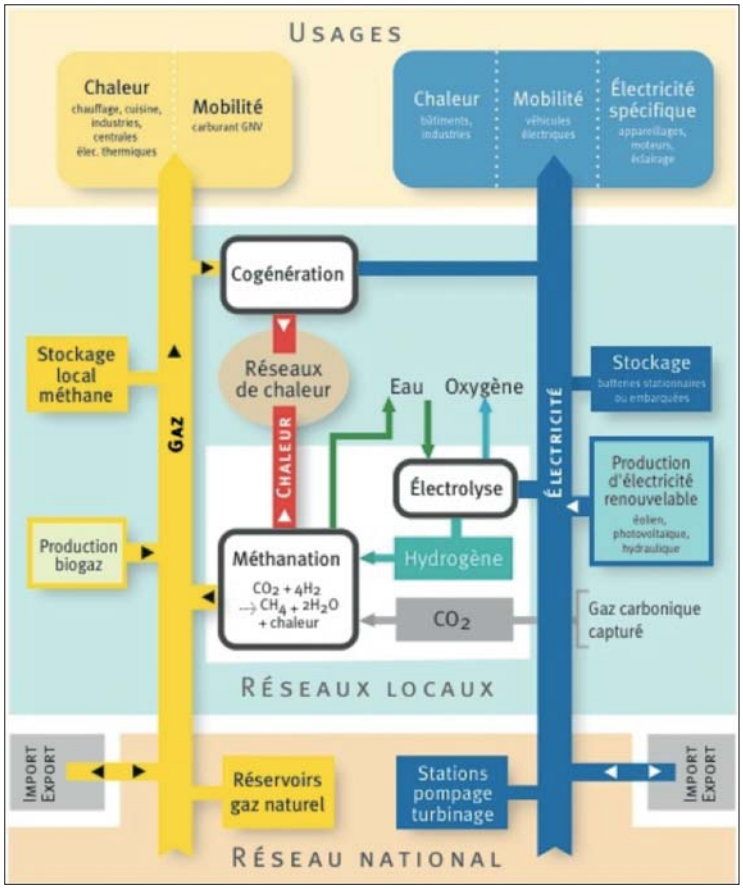


Figure 4 : Schéma de principe général du positionnement de la méthanation dans le système énergétique (source négaWatt)

12 - Voir l'article de Benjamin Dessus et Bernard Laponche http://www.global-chance.org/effet-de-serre-n-oublions-pas-le-methane.

Étapes à franchir et défis à relever

Mais ce n'est pas pour autant que la méthanation pourrait se développer immédiatement à l'échelle industrielle qui sera nécessaire à terme : si chacune des « briques technologiques » qui la composent est d'ores et déjà connue et maîtrisée à un niveau suffisant pour garantir la faisabilité et la crédibilité de cette option, la plupart nécessitent des adaptations et des optimisations qui doivent faire l'objet de travaux de développement et de démonstration, voire de recherche sur quelques aspects.

En ce qui concerne l'électrolyse, trois filières sont aujourd'hui sur les rangs : alcaline, PEM et SOEC[13]. Chacune dispose d'atouts et de handicaps en termes de maturité, de flexibilité, de rendement, de domaine de pertinence ou de coût, mais il est impossible de dire aujourd'hui si l'une d'elle prendra définitivement le pas sur les autres ni laquelle, ou si au contraire elles pourront cohabiter durablement.

De même il existe deux voies possibles de méthanation :

- La voie « catalytique », la plus classique, utilise un élément catalyseur pour déclencher la réaction entre l'hydrogène et le dioxyde de carbone, généralement du nickel. Exothermique, elle dégage une quantité relativement importante de chaleur à haute température (200 à 300 °C) valorisable pour des usages industriels, ce qui est un atout économique et fonctionne déjà dans des démonstrateurs de taille industrielle, notamment en Allemagne avec par exemple l'installation de 6 MW de puissance d'électrolyse développée par Audi en collaboration avec Etogas, le pionnier de la méthanation basé à Stuttgart, qui permet d'alimenter une flotte de 1 200 Audi A3 roulant 20 000 km/an.
- La voie « biologique » dans laquelle la réaction de méthanation est entretenue par des microorganismes spécifiques, dégage la même quantité de chaleur mais à basse température (35 à 65 °C), donc moins facilement valorisable. Aujourd'hui à un stade d'expérimentation notamment dans un centre de recherche dépendant du ministère danois de l'agriculture, elle a été initialement développée pour convertir directement le CO_2 contenu dans le biogaz et s'affranchir ainsi des étapes de purification de ce dernier. Très prometteuse puisqu'elle devrait *a priori* permettre de réduire les coûts en mutualisant une partie des process et en créant ainsi une véritable synergie entre *méthanisation* et *méthanation*, elle doit toutefois encore franchir un certain nombre d'étapes pour faire la preuve de sa viabilité technique et économique.

La question des différentes sources de CO_2 et de leur pertinence respective est elle aussi encore largement ouverte. On en distingue trois catégories principales : captage dans l'air, transformation de matières organiques (dont la méthanisation et la gazéification de biomasse) et industrie (dont la combustion pour la production de chaleur[14] et les procédés).

Plusieurs technologies sont disponibles pour chacune de ces sources, avec des avantages et inconvénients et des degrés de maturité très différents, mais la valorisation du « CO_2 organique » qui se caractérise par une véritable synergie avec les autres filières de production de méthane renouvelable est particulièrement séduisante.

Dans tous les cas, la nature, la quantité et la disponibilité de sources de CO_2 seront, des paramètres déterminants de la localisation, de la taille et du mode d'exploitation des unités de méthanation, après toutefois la capacité locale d'injection dans le réseau qui dépend notamment de la consommation de gaz en été – un facteur aujourd'hui limitant du fait que le gaz naturel est principalement destiné au chauffage des bâtiments mais qui pourrait l'être de moins en moins si l'usage mobilité du méthane se développe.

D'autres questions encore plus spécifiques comme les niveaux de pression de fonctionnement et d'injection, le besoin de stockage-tampon ou le mode de valorisation de la chaleur et de l'oxygène sont également à prendre en compte pour établir les bilans globaux, énergétiques, environnementaux et économiques des nombreuses solutions offertes par la combinatoire des options multiples de chaque brique.

Les réponses éventuellement diverses à toutes ces problématiques conditionneront les performances intrinsèques de la méthanation en tant que procédé industriel et influeront bien entendu sur les coûts et la compétitivité des différentes solutions possibles.

L'état de l'art actuel et les projections réalistes à des horizons de temps pertinents laissent penser que la viabilité économique du Power-to-Gas à moyen terme n'est pas hors de portée. Le coût actuel de production de l'hydrogène, environ 100 €/MWh, se situe d'ores et déjà dans la fourchette de celui du biogaz (45 à 125 €/MWh) tout en étant trois plus élevé que le prix de gros du gaz naturel fossile.

Estimé par l'AIE à 34 €/MWh en 2030, l'hydrogène resterait encore à cet horizon deux fois plus coûteux que le gaz naturel contre trois à quatre fois pour le méthane de synthèse, en fonction notamment de la valorisation des coproduits.

Ce surcoût par rapport au gaz naturel devrait se réduire en 2050 à 70 % pour l'hydrogène, celui du méthane se situant autour d'un facteur 2,5 à 3.

---

13 - Respectivement « Proton Exchange Membrane » et « Solid Oxide Electrolyser Cells » : il s'agit de technologies dérivées des piles à combustible.

14 - Les centrales thermiques électriques même en cogénération sont exclues a priori puisqu'il serait absurde de les faire fonctionner en période d'excédents de production d'électricité renouvelable.

Dans ces conditions, le niveau de la taxe carbone de 90 €/tonne de CO_2 retenu par l'AIE dans son scénario « 450 ppm » suffirait à compenser le surcoût de l'hydrogène, le méthane nécessitant une taxe de 220 à 330 € pour le même résultat.

Ainsi, au-delà des coûts directs de production, c'est le modèle économique sous-jacent qui déterminera le rôle que la méthanation sera amenée à jouer à l'avenir, avec comme éléments déterminants le prix et les conditions auxquels les excédents d'électricité seront accessibles ainsi que le mode de valorisation de l'hydrogène et/ou du méthane produits, mais aussi la fiscalité hors-carbone qui lui sera appliquée.

Poser la question du modèle futur de rémunération de la méthanation conduit donc inéluctablement à poser celle de son statut vis-à-vis des systèmes électrique et gazier, avec comme interrogation centrale son appartenance à l'un ou à l'autre des deux grandes sphères qui les composent : le secteur marchand et le secteur régulé.

En clair : la méthanation s'inscrit-elle, dans une pure logique de marché, en compétition avec d'autres débouchés possibles des excédents d'électricité renouvelable, et est-elle dans ce cas capable de trouver un modèle économique suffisamment robuste pour se développer et se pérenniser ?

Ou bien fait-elle intrinsèquement partie des moyens d'équilibrage qui doivent, pour des raisons de sécurité et de sûreté, rester sous le contrôle permanent de la collectivité via les gestionnaires des biens communs que sont les réseaux de transport et de distribution d'énergie, même si la construction et l'exploitation des équipements peuvent être confiées à des opérateurs privés ?

La réponse semble évidente dès lors que la méthanation s'inscrit dans une vision de long terme d'une transition énergétique soutenable dont elle constitue l'une des clés : les services qu'elle peut rendre à une authentique transition énergétique soutenable méritent d'être payés à leur juste valeur dans le cadre d'un nouveau type de régulation du marché cohérente avec les objectifs.

Dans un contexte de désorganisation totale des marchés de l'énergie qui conduit aux aberrations que nous connaissons actuellement, la nécessité de son avènement ne fait ainsi que renforcer la nécessité d'une profonde réorganisation de ces derniers autour d'une redéfinition des secteurs marchands et régulés et des modes de régulations qui vont avec[15].

Ouvrir sereinement le débat pour bien préparer l'avenir

En conclusion, la méthanation apparaît clairement comme une solution particulièrement intéressante pour répondre aux besoins d'équilibrage d'un système électrique dominé par les sources renouvelables variables, mais elle n'a de sens que si elle s'inscrit dans une logique systémique d'évolution de l'ensemble de notre système énergétique vers des solutions soutenables et d'optimisation de l'usage des différents vecteurs dans leurs domaines respectifs de pertinence.

Les nombreuses options disponibles au sein de chacune des briques technologiques qui composent la filière, ainsi que les différentes combinaisons entre ces briques, laissent encore largement ouvert le champ des possibles.

Ce sont les résultats du foisonnement actuel de travaux de R&D et de démonstration qui permettront de resserrer cet éventail et de faire les choix les plus pertinents pour que le déploiement à grande échelle de la méthanation se fasse dans les meilleures conditions lorsque cela deviendra un besoin opérationnel, d'ici une dizaine ou une quinzaine d'années.

Si l'on veut que les opérateurs industriels soient au rendez-vous avec les meilleures solutions d'un point de vue technique et économique, il est bien sûr nécessaire de stimuler leurs efforts de développement à travers des appels à projets comme l'Union européenne et l'ADEME ont commencé à le faire.

Mais il est essentiel de leur donner dans un avenir aussi proche que possible un minimum de visibilité quant à l'intégration future de l'hydrogène et de la méthanation dans un système énergétique soutenable fondé sur un rééquilibrage intelligent du rôle et de la place des différents vecteurs.

Tous les éléments d'un débat rationnel et dépassionné sont aujourd'hui sur la table, y compris une évaluation relativement précise des marges d'incertitudes qui peuvent subsister.

Hormis le tabou d'une réduction réelle de la part du nucléaire dans le mix électrique au profit des énergies renouvelables et la résistance des tenants du statu quo, on voit mal ce qui pourrait s'opposer à ce que ce débat s'ouvre rapidement dans la plus grande transparence, notamment au sein des instances officielles chargées d'éclairer et de conseiller les décideurs politiques.

15 - Voir à ce sujet l'excellent article « Le marché électrique européen face à la transition énergétique : apprendre du présent pour mieux préparer l'avenir » d'Andreas Rüdinger dans le n° 35 des Cahiers de Global Chance consacré au questions et débats autour de la transition énergétique (juin 2014).

Quelles justifications pour un développement massif du véhicule électrique en France ?

Benjamin Dessus

Introduction

En présentant les mesures de son projet de loi sur la transition énergétique concernant les transports le 18 juin dernier, mesures confirmées par le texte de loi sur la transition énergétique actuellement en discussion au parlement[1], Ségolène Royal a insisté sur celles qu'elle comptait mettre en œuvre pour permettre un développement très ambitieux du véhicule électrique : faire passer le bonus écologique déjà important qui s'applique à ce véhicule de 6 300 euros à 10 000 euros si le nouveau véhicule remplace un véhicule diésel et développer un réseau de sept millions de bornes de recharge de ces véhicules d'ici 2030. C'est dire l'importance que la ministre semble accorder à une pénétration massive du véhicule électrique dans notre pays pour répondre aux exigences de la transition énergétique et aux questions sanitaires soulevées par le parc diésel actuel. Bien que l'objectif en nombre de véhicules électriques en 2030 ne soit pas indiqué, on imagine bien que l'édification d'un réseau de sept millions de bornes ne se justifierait pas si le nombre de véhicules utilisateurs n'atteignait pas des valeurs du même ordre, voire supérieures. C'est donc une part importante du parc français, de 25 à 30 %, qui devrait passer à l'électricité d'ici 2030.

Les justifications principales généralement évoquées à ce développement sont principalement la réduction de notre dépendance pétrolière, la réduction des pollutions particulaires, des pollutions sonores et des émissions de gaz à effet de serre.

Un tel développement sur le territoire national entraîne une série de questions que nous nous proposons d'aborder dans cet article et qui concernent le véhicule lui-même, les infrastructures spécifiques qui lui sont indispensables et la gestion de la production et de la distribution d'électricité qu'entraîne l'usage d'un parc de cette ampleur. Ces questions concernent plusieurs aspects :

- Les ressources énergétiques et minérales (indépendance énergétique, économies d'énergies fossiles, minéraux rares).
- L'environnement et la santé (effet de serre, pollution atmosphérique, pollution sonore).
- L'économie (coût pour la collectivité, pour les ménages, pour les finances publiques).
- Les conditions d'accès à la mobilité.

1 - Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.

Le véhicule électrique

Un véhicule électrique est entraîné par un moteur électrique lui même alimenté par des batteries embarquées lui conférant actuellement une autonomie de l'ordre de 100 à 150 km. Les bonnes performances des moteurs électriques, la diminution des pertes de frottement que permettent les transmissions électriques en lieu et place des transmissions mécaniques et la capacité des batteries à récupérer l'énergie de freinage en font un véhicule performant. Les véhicules particuliers actuels d'entrée de gamme consomment de 12 à 20 kWh au 100 km*.

Bien entendu la consommation d'énergie primaire aux 100 km du véhicule est nettement supérieure à ces chiffres car la production d'électricité, son transport et sa distribution entraînent des pertes importantes. En France par exemple il faut en moyenne, avec le parc actuel, plus de 3 kWh d'énergie primaire pour distribuer 1 kWh à l'usager. La consommation d'énergie primaire d'un petit véhicule électrique se situe donc en moyenne en France entre 38 et 63 kWh/100 km, soit l'équivalent de 3,6 à 6,1 litres aux cent km d'essence, du même ordre de grandeur que celle des voitures thermiques de même gamme.

Les émissions de gaz à effet de serre associées au fonctionnement d'un véhicule électrique alimenté par le réseau d'électricité national sont très faibles en moyenne annuelle, de l'ordre de 16 à 22 geq CO_2/km**, bien inférieures à celles d'un véhicule thermique équivalent qui se situent autour de 120 g/km. Ces excellentes performances d'émission peuvent pourtant se dégrader considérablement en période de pointe hivernale où RTE est amené à solliciter des centrales à charbon ou à gaz françaises ou étrangères.

** Compte tenu des pertes de recharge de la batterie et des fonctions accessoires du véhicule tel que le chauffage et l'éclairage.*

*** Le contenu moyen en eq CO_2 de l'électricité en France est de 110 g/kWh mais peut atteindre en pointe 600 à 700 g/kWh en période de pointe d'hiver.*

1 - L'analyse du cycle de vie du véhicule électrique

Les analyses de cycle de vie (ACV) dont on dispose permettent d'instruire les questions concernant les consommations énergétiques et l'environnement. En particulier on dispose, grâce à l'Ademe, d'une ACV comparative de véhicules électriques et thermiques (diésel et essence) récente (2012) pour la France et l'Allemagne[2] dont les principaux résultats apparaissent ci dessous.

Les principaux paramètres choisis pour l'étude ACV de l'Ademe

- Assemblage des véhicules électriques et thermiques en France, fabrication de la batterie en France, batterie Li-Ion Nickel Manganèse Cobalt (Li-Ion NMC) de 24 kWh,
- Consommations et émissions d'usage des véhicules thermiques mesurées sur le cycle de conduite normalisé européen NEDC.
- Utilisation dans chacun des pays du véhicule électrique avec le mix électrique moyen du pays.
- Durée de vie de la batterie identique à la durée de vie du véhicule (150 000 km sur 10 ans).
- Facteur d'émission de gaz à effet de serre de l'électricité en 2012 pour la France de 110 geq CO_2/kWh et de 623 geq CO_2/kWh pour l'Allemagne.

1.1 - Consommation d'énergie primaire totale

Pour aborder la question de la ponction effectuée sur les ressources énergétiques, il est indispensable d'effectuer une analyse complète des dépenses énergétiques primaires effectuées à la production, à l'usage et en fin de vie des différents véhicules. C'est l'objet de la figure 1.

2 - Niels Warburg er al Élaboration selon le principe des ACV des bilans énergétiques des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières électriques et de véhicules thermiques. Ademe 2013.

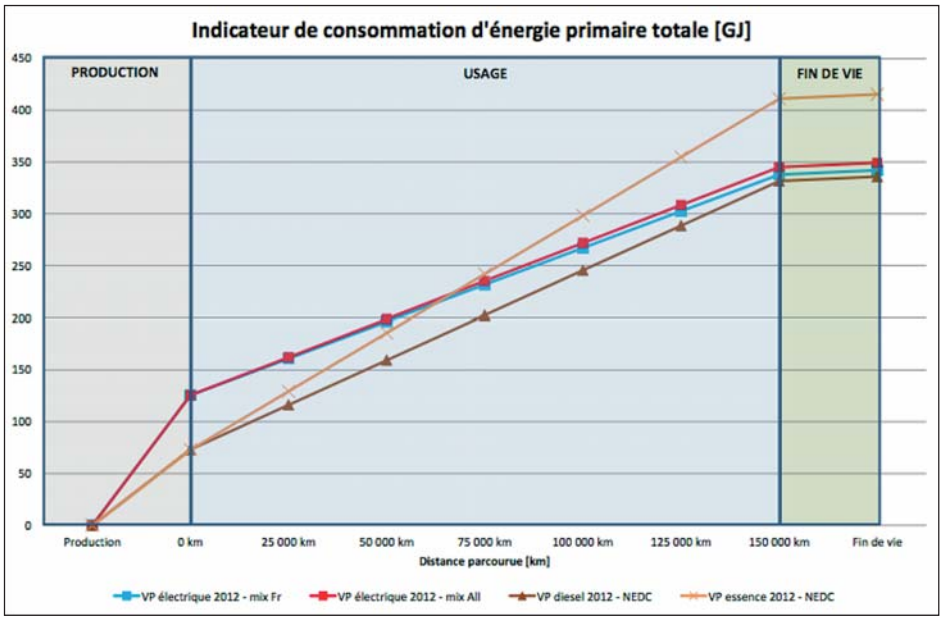


Fig 1 : Consommation d'énergie primaire totale des véhicules électriques français et allemand et des véhicules thermiques essence et diésel de même catégorie en 2012.

Source : Étude ACV Ademe

Ce graphique indique les dépenses d'énergie primaire à consentir dans les différents cas.

La fabrication d'un véhicule électrique entraîne une consommation d'énergie primaire nettement plus élevée (125 Gj, 3 tep[3]) que celle d'un véhicule thermique équivalent (75 Gj, 1,8 tep). Cette consommation élevée est due à la fabrication de la batterie. Par contre les consommations d'usage du véhicule électrique sont dans tous les cas inférieures à celles des véhicules thermiques :

- Véhicule électrique : 5,3 tep pour 150 000 km (35 gep/km).
- Véhicule diésel : 6,1 tep pour 150 000 km (41 gep/km).
- Véhicule essence : 8,2 tep pour 150 000 km (55 gep/km).

Globalement, le véhicule électrique et le véhicule diésel affichent des consommations totales très voisines en France et en Allemagne pour 150 000 km et le véhicule essence une consommation supérieure de plus de 20 %.

Par contre les énergies primaires en cause se répartissent selon le tableau suivant :

Tep	Carburant pétrolier	combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole)	Uranium	Renouvelables
Véhicule électrique	ε*	3,5	4,6	0,2
Véhicule diésel	6,1	1,8	ε	ε
Véhicule essence	8,2	1,8	ε	ε

Tableau 1 : Consommation d'énergie primaire par source des différents véhicules

** La notation ε est ici employée pour désigner des quantités proches de zéro*

Enfin, la chronologie des dépenses énergétiques est très différente. Le véhicule électrique se distingue par des dépenses énergétiques initiales 65 % plus élevées (à majorité fossiles) et des dépenses d'usage 16 à 34 % plus faibles que les véhicules thermiques.

1.2 - Indépendance énergétique

Le tableau 1 donne les indications nécessaires pour traiter de cette question.

Dans tous les cas, la construction et l'usage des différents véhicules reste presque totalement tributaire de ressources primaires importées :

- Pour le véhicule électrique : 3,5 tep de ressources fossiles et 4,6 tep d'uranium importés.
- Pour le véhicule diésel : 7,9 tep de ressources fossiles importées.
- Pour le véhicule essence : 10 tep de ressources fossiles importées.

3 - 1tep = 42 Gjoules.

Si l'on borne l'analyse aux ressources fossiles importées (comme c'est la pratique non justifiée en France puisque tout l'uranium est importé) la substitution d'un véhicule électrique à un véhicule diésel engendre une économie d'importation de 4,4 tep au cours de sa vie et la substitution à un véhicule essence une économie d'importation de 6,5 tep.

1.3 - Ponctions de matières premières minérales

Les véhicules électriques et thermiques présentent des consommations d'acier, d'aluminium et de plastiques du même ordre. Par contre les deux types de véhicule se distinguent principalement par la présence dans le véhicule électrique de quantités importantes de lithium.

Le BRGM estime les ressources totales de lithium à 36 millions de tonnes[4], dont près de 10 millions au Chili. La production en 2012 était de 28 000 tonnes dont 22 % pour les batteries et piles. La consommation de lithium par voiture varie de 4,5 à 12 kg selon les technologies de batteries[5].

Les producteurs majeurs de lithium ont tous annoncé des augmentations prochaines de capacité de production. Si on additionnait ces accroissements de capacité et démarrages de production plus ou moins prévus ou annoncés, on arriverait à une perspective de production de plus de 100 kt de Li contenu en 2020, ce qui dépasserait de loin la consommation envisagée en 2020. Ainsi, même si divers projets prennent du retard ou sont annulés, il ne devrait pas y avoir globalement d'insuffisance de production pour faire face à la demande croissante dans les années à venir. Il semble donc que, même avec une forte croissance de la demande en lithium tirée par les batteries, elles-mêmes tirées par le développement attendu des véhicules électriques, les ressources identifiées seraient suffisantes pour permettre un approvisionnement du marché pour plusieurs décennies, et les capacités de production en projet sont plus que suffisantes, au-delà de 2020. Il pourrait néanmoins se produire des pénuries momentanées de lithium en cas de développement très rapide des véhicules électriques dans le monde.

Signalons enfin que la filière de recyclage du lithium des piles et batteries se met désormais en place progressivement. Certains procédés sont encore du domaine de la R&D. La société française Récupyl et la société californienne Toxco commencent à produire du lithium recyclé à partir des batteries et piles. Récupyl annonce au stade pilote une récupération de 98 % du lithium contenu avec son procédé hydrométallurgique breveté.

1.4 - Émissions de gaz à effet de serre

La figure 2 ci-dessous fait apparaître les émissions totales de gaz à effet de serre des différents véhicules sur l'ensemble de leur durée de vie.

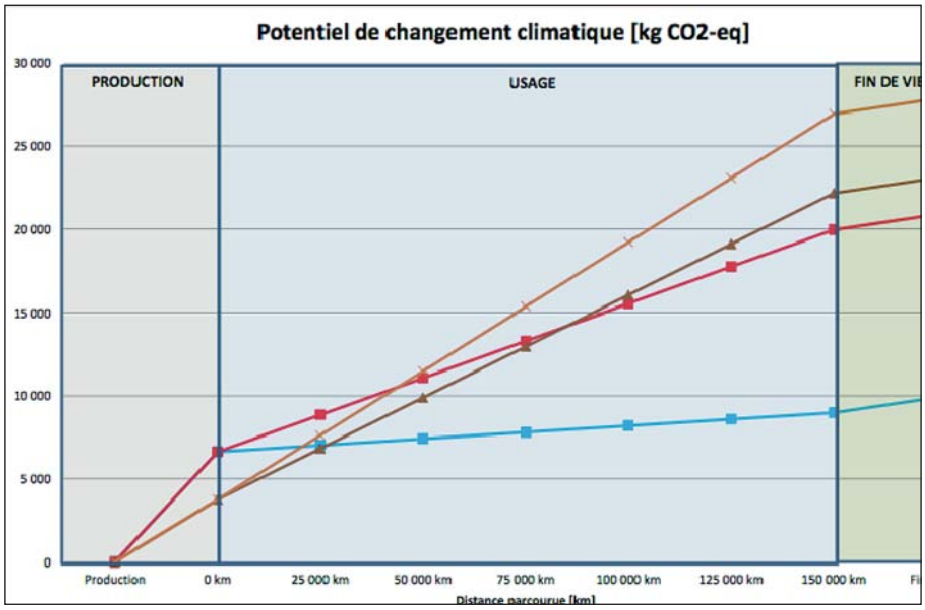


Figure 2 : Émissions totales des véhicules électriques et thermiques en France et en Allemagne au cours de leur durée de vie (150 000 km).

Source : Étude ACV Ademe

On voit sur ce graphique se différencier très nettement les émissions d'un véhicule électrique construit en France mais utilisé en Allemagne et celles d'un véhicule également construit en France mais utilisé en France : alors que celui utilisé en France

4 - Panorama 2011 du marché du lithium Rapport public BRGM/RP-61340-FR, juillet 2012.

5 - Gains L. et Nelson P. (2010) - Lithium-Ion Battery : Possible Materials Issues, Argonne National Laboratory, Argonne IL. Soit environ 40 000 tonnes pour les 6 à 7 millions de voitures présentes en 2030 dans le parc français de véhicules.

n'émet que 10 tonnes d'eq CO_2[6] pour 150 000 km, soit 66 geq CO_2/km, celui utilisé en Allemagne en émet 21 tonnes soit 140 geq/km, à peine moins que le véhicule diésel (153 geq/km). C'est évidemment la conséquence des différences de composition actuelle des parcs électriques français et allemands.

La politique de transition énergétique mise en place en Allemagne (économies d'énergie, sortie du nucléaire, renouvelables) devrait cependant permettre une réduction des émissions de gaz à effet de serre du mix électrique d'ici 2030 et donc une réduction des émissions des véhicules électriques utilisés en Allemagne.

On notera enfin qu'en 2012 la fabrication représentait à elle seule 74 % et 7,4 teq CO_2 des émissions du véhicule électrique utilisé en France (fig 3) alors que cette fabrication n'intervenait que pour 38 % et 3,5 teq CO_2 pour le véhicule diésel.

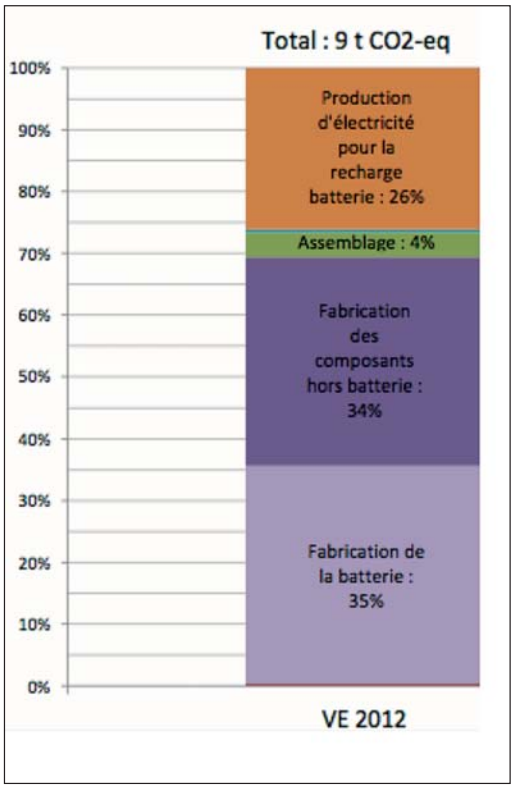


Figure 3 : Contribution des étapes du cycle de vie d'un véhicule électrique en France aux émissions de CO_2

Source : Étude ACV Ademe

Les émissions initiales de CO_2 liées à la construction du véhicule électrique sont donc deux fois plus élevées que celle d'un véhicule à moteur thermique, mais les émissions d'usage sont respectivement onze fois et huit fois inférieures à celles du diésel en France et en Allemagne : 11 g/km contre 123 g/km en France et 84 g/km en Allemagne.

Les meilleures performances globales du véhicule électrique sur l'ensemble de son cycle de vie se payent donc d'émissions initiales deux fois plus élevées que celles d'un véhicule thermique. La durée de vie du véhicule et celle de sa batterie sont donc des paramètres beaucoup plus importants que pour les véhicules thermiques en termes d'émissions de CO_2. Jusqu'à 25 000 km d'utilisation, même en France, le véhicule électrique ne présente pas d'avantage d'émissions de gaz à effet de serre par rapport au diésel.

Dans ces conditions, un remplacement des batteries durant la vie de la voiture avant 150 000 km viendrait grever de façon importante son bilan carbone.

L'ensemble de ces considérations vient fortement nuancer l'opinion généralement admise selon laquelle le véhicule électrique utilisé en France, dans un parc électrique dominé par le nucléaire, n'est responsable que d'émissions parfaitement négligeables. Dans le meilleur des cas, le véhicule électrique permet de diviser par 2,1 les émissions d'équivalent CO_2 *de 140 g à 66 g/km pour le diésel et d'un facteur 2,8 pour l'essence. Cela à condition que les 150 000 km pris comme base pour l'usage de la voiture soient effectués sans qu'il ne soit pas nécessaire de changer les batteries, ce qui n'est pas aujourd'hui acquis*[7].

1.5 - Potentiel d'acidification

L'indicateur d'acidification atmosphérique représente l'augmentation de la teneur en substances acidifiantes dans la basse atmosphère, à l'origine des « pluies acides » qui peuvent se traduire par exemple par une perte d'éléments minéraux nutritifs pour les arbres et la végétation. Les substances participant à ce phénomène sont, entre autres : SO2, NOx, NH3, HCl, HF.

La production d'électricité au charbon et surtout la fabrication de la batterie présentent les contributions principales à cet indicateur. Les émissions de SO2 pendant la phase d'extraction des métaux nécessaires à l'élaboration de la batterie sont en effet importantes. La source principale de SO2 vient de la production du cobalt et du nickel utilisés dans la masse active de la batterie. Pour les véhicules thermiques, le potentiel d'acidification vient principalement des émissions de raffinerie (SO2 et NOx) et des émissions de NOx en phase d'usage. Les véhicules diésel émettent plus de NOx que les véhicules essence.

6 - Dont une tonne en fin de vie.

7 - La garantie constructeur des batteries des véhicules électriques est généralement de 5 ans.

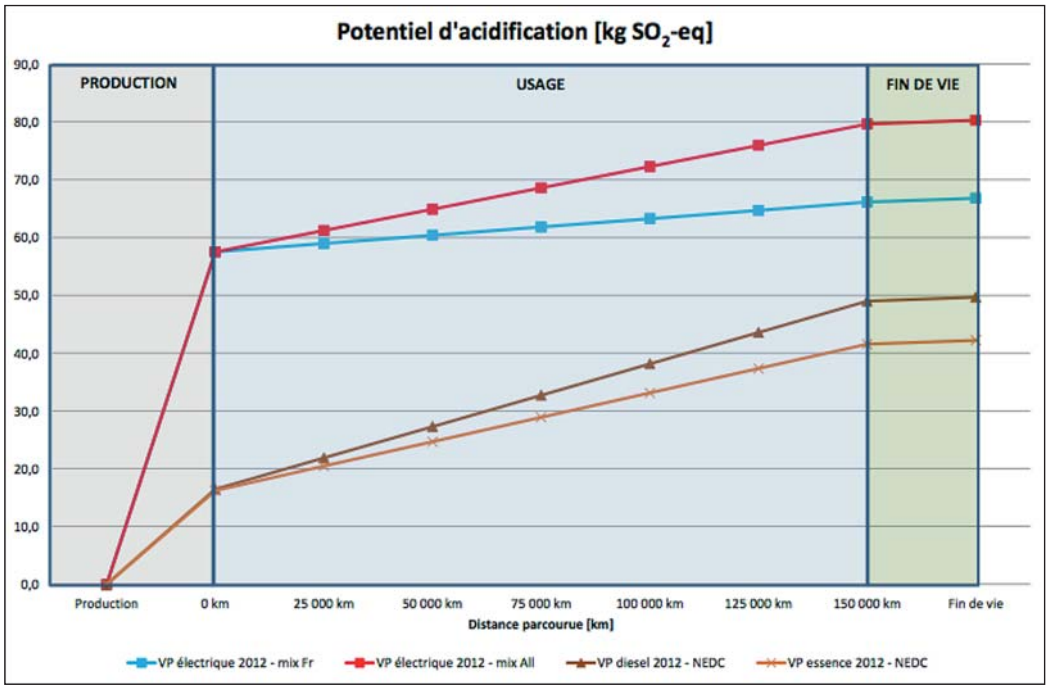


Figure 4 : Potentiel d'acidification des véhicules électriques et thermiques en France et en Allemagne au cours de leur durée de vie (150 000 km).

Source : Étude ACV Ademe

Dans tous les cas, le potentiel d'acidification du véhicule électrique est très nettement supérieur à celui des véhicules thermiques.

1.6 - Potentiel d'eutrophisation de l'eau

Le degré d'eutrophisation décrit l'état d'un milieu terrestre ou aquatique ou d'un agroenvironnement où des êtres vivants sont exposés à un « excès » chronique de nutriments.

Pour le potentiel d'eutrophisation de l'eau, en partie lié aux émissions de NOx, le véhicule électrique présente un avantage important par rapport au véhicule diésel : son potentiel d'eutrophisation en France est deux fois inférieur. Le gain est moins significatif pour le véhicule essence (15 %). Pour le véhicule électrique, les émissions de NOx sont dues à l'extraction des métaux nécessaires à la fabrication de la batterie. Le véhicule diésel a un potentiel d'eutrophisation plus élevé que le véhicule essence en raison de ses émissions de NOx plus importantes en phase d'usage.

1.7 - Potentiel de pollution atmosphérique locale : NOx et particules

Le parc automobile français est un responsable important des pollutions atmosphériques locales, en particulier en ville (CO, NOx, COV, particules fines).

Dans un premier temps nous allons nous intéresser aux pollutions atmosphériques locales, en ville par exemple, liées par conséquent au seul usage des véhicules thermiques ou électriques. Nous compléterons cette analyse par celle des pollutions atmosphériques engendrées par la fabrication des véhicules, pollutions qui ne s'ajoutent pas aux premières du point de vue local, mais contribuent à la pollution atmosphérique globale.

1.7.1 - Pollution particulaire locale d'usage des véhicules

Le véhicule électrique n'est source d'aucune pollution particulaire locale au cours de son usage[8], au contraire des véhicules essence et diésel (CO, Nox, COV pour l'essence et le diésel, particules fines pour le diésel). C'est évidemment un avantage important de ce type de véhicule pour la qualité de l'air dans les agglomérations.

En ce qui concerne les particules fines qui font aujourd'hui l'objet d'une attention particulière du fait de leur impact sur la santé, on constate de très grosses différences de performance entre les émissions des moteurs à essence et des moteurs diésel, tout au moins quand ces derniers ne disposent pas de filtres à particules (tableau 2). Il est difficile de donner un tableau précis du nombre et des masses de particules émises au km par les différents véhicules tant les valeurs dépendent de la façon dont ils sont utilisés. On voit néanmoins sur le tableau ci-dessous que le nombre de particules microniques émises par km par un diésel

8 - A l'exception des pollutions particulaires d'usure des pneus qui sont communes à tous les véhicules.

non équipé de filtre à particules est au moins 100 fois plus important que pour un véhicule à essence et leur masse au moins 10 fois plus importante.

Type de moteur	Particules (nombre/km)	Particules (masse/km) (mg/km)
Diesel	5×10^{13} - $7{,}5\ 10^{13}$	20 - 40
Diesel avec FAP	2×10^{11} - $7{,}5\ 10^{11}$	0,5-1,6
Essence classique	1×10^{11} - $9{,}5\ 10^{11}$	0,5-4,8

Tableau 2 : Émissions moyennes de particules de différents types de moteurs
Source[9] pour les premiers chiffres et[10] pour les seconds de chaque colonne

Mais on voit aussi sur ce tableau que les véhicules diésel équipés de filtres à particules affichent des performances du même ordre que celles des véhicules à essence en réduisant le nombre de particules d'un facteur au moins 100 et leur masse d'un facteur de l'ordre de 30.

D'autre part la norme Euro 6 qui s'imposera dans la Communauté européenne en 2015 fixe respectivement à $6\ *10^{11}$/km et 610^{12}/km le nombre de particules fines émises par les véhicules diésel et essence[11].

Par contre le véhicule électrique ne produit aucune émission de particules hormis celles liées à l'usure des pneus sur les routes (comme pour les véhicules thermiques).

Le tableau 2 montre cependant que l'efficacité des filtres à particules relativise l'intérêt d'une forte pénétration de véhicules électriques (à zéro émission locale) comme solution aux émissions de particules comme le montre le calcul ci-dessous.

Diviser par deux la pollution particulaire de 1 000 voitures ?

Soit un parc de 1 000 voitures composé de 700 voitures Diesel non équipés de FAP et de 300 voitures essence.

L'objectif retenu est de diviser par deux la pollution particulaire. Le nombre initial de particules/ km du parc et le poids initial total de particules/km sont respectivement de $700*5*10^{13} + 3000*10^{11} = 35,03*10^{13}$ particules/km et $700*20 +300*0,5 =14150$ mg/km. L'objectif à atteindre (une division par deux) est de $17*10^{13}$ particules/km et 7075 mg/km.

On constate que les deux objectifs peuvent être simultanément et indifféremment atteints par la substitution au parc ancien Diesel de 354 voitures électriques ou de 363 véhicules Diesel modernes équipées de FAP ou de véhicules essence.

1.7.2 - Émissions locales de NOx liées à l'usage des véhicules.

Les véhicules diésel du parc existant sont des émetteurs beaucoup plus importants de NOx que les véhicules à essence (>500 mg/km contre moins de 150 mg/km) et à fortiori que les véhicules électriques dont les émissions à l'usage, très faibles (<20 mg/km), proviennent de la production d'électricité. Les véhicules électriques présentent donc un avantage évident de ce point de vue.

Cependant les normes Euro 6 de la Communauté européenne qui s'imposent depuis début 2014 fixent aux véhicules diésel des émissions de NOx inférieures à 80 mg/km et aux véhicules à essence des émissions de NOx inférieures à 60 mg/km. Le même type de calcul que celui fait pour la pollution particulaire montre que la réduction d'un facteur deux des émissions de NOx d'un parc de 1 000 voitures peut être obtenu par le remplacement de quantités très voisines de voitures diésel du parc existant par des véhicules électriques ou par des voitures diésel aux normes Euro 6 (voir ci-dessous).

Diviser par deux les émissions NOx d'un parc de 1 000 voitures ?

Soit un parc existant de 1 000 voitures composé de 700 voitures diésel et de 300 voitures essence.

Les émissions actuelles de ce parc sont de l'ordre 300*150 mg/km +700*500 mg/km = 395 g/km.

L'objectif est de les réduire de 198 g/km. Ce résultat peut être obtenu indifféremment en remplaçant 470 véhicules diésel du parc par des diésel aux normes Euro 6 ou 396 diésels par des véhicules électriques.

9 - Jon Andersson Barouch Giechaskiel, Rafael Muñoz-Bueno, Emma Sandbach, Panagiota Dilara - Particle Measurement Programme (PMP) Light-duty Inter-laboratory Correlation Exercise (ILCE_LD) Final Report [archive] - Institute for Environment and Sustainability, Centre commun de recherche - juin 2007.

10 - Dr Martin Rexeis/S. Hausberger/J. Kühlwein/R. Luz Update of Emission Factors for EURO 5 and EURO 6 vehicles for the HBEFA Version 3.2 ». Report No. I-31/2013/Rex EM-I 2011/20/679 from 06.12.2013.

11 - Les véhicules à essence seront soumis à la même contrainte de 6 10^{11} particules/km à partir de 2017.

1.7.3 - Pollution atmosphérique associée à la fabrication des véhicules.

L'étude ACV de l'Ademe apporte des éléments d'information sur cette question. Les résultats de l'étude pour les NOx et les particules fines, effectuée pour un scénario 2020 en France apparaissent dans le tableau ci-dessous :

Emissions de NOx mg/km	Production	Batterie	Carburant ou Electricité	Total hors usage
Véhicule diésel	60	0	40	100
Véhicule essence	60	0	50	90
Véhicule électrique	50	50	20	120
Masse de particules mg/km				
Véhicule diésel	10	0	0	10
Véhicule essence	10	0	0	10
Véhicule électrique	10	10	0	20

Tableau 3 : Émissions de NOx et pollution particulaire à la fabrication des véhicules
Source : Étude ACV Ademe

Les émissions de NOx à la fabrication du véhicule électrique sont donc un peu plus élevées pour le véhicule électrique que pour les véhicules thermiques.

Les émissions totales de NOx (fabrication et usage) dans l'atmosphère sont de l'ordre de 160 mg/km pour le diésel, de 150 g/km pour l'essence et de 120 g/km pour le véhicule électrique si les normes Euro 6 sont effectivement respectées en 2020. Par contre les émissions de particules de fabrication du véhicule électrique sont deux fois plus élevées que celles des véhicules thermiques. L'absence d'émissions de particules à l'usage ne suffit donc pas à rééquilibrer le bilan global d'émissions de particules du véhicule électrique par rapport à celui des véhicules thermiques : de l'ordre de 20 mg/km contre 10 à 10,1 mg/km pour les véhicules thermiques.

1.8 - Potentiel de pollution sonore

Le bruit émis par un véhicule provient essentiellement du moteur et du roulement des pneus sur la chaussée. Le bruit du roulement (frottement roue/chaussée) intervient surtout à haut régime (au-delà de 50 km/h) car ce bruit (en décibels) est proportionnel à la racine carrée de la vitesse comme le montre la figure 5.

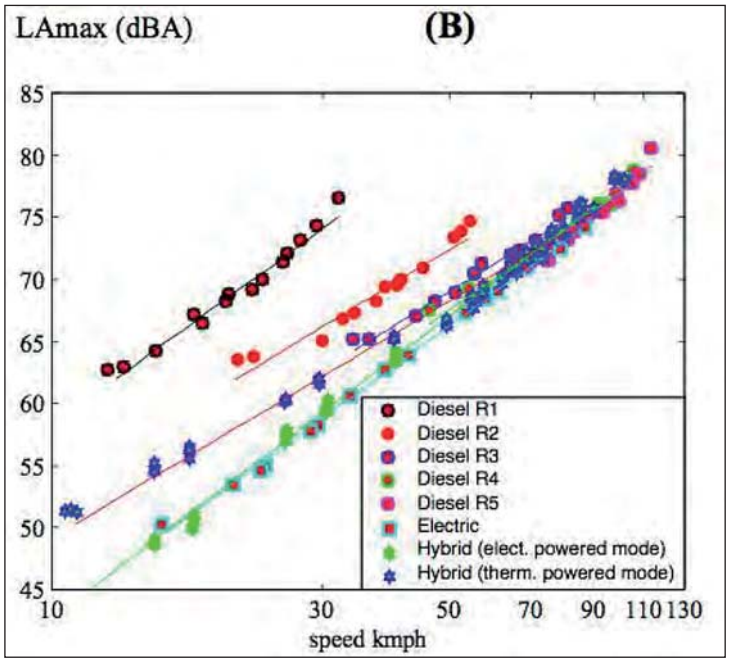


Figure 5 : Évolution du bruit en dB en fonction de la vitesse pour différents types de véhicules[12]
Source : Étude ACV Ademe

12 - Passenger cars. Power unit and tyre-road noise, driving behaviour : what are the stakes, Inrets, 20.

Dans le cadre d'une utilisation urbaine du véhicule, le bruit du moteur est la principale nuisance sonore. D'où l'intérêt du véhicule électrique, dont le moteur est beaucoup plus silencieux. Cet intérêt diminue avec l'augmentation de la vitesse : à partir de vitesses de 60 ou 70 km/heure, le véhicule électrique ne possède plus d'avantage sensible du point de vue de la pollution sonore.

Pour une utilisation en ville, le véhicule électrique présente donc un avantage très important du point de vue de la pollution sonore.

À l'issue de ce tour d'horizon sur les questions de ressources et d'environnement il apparaît que :

- *Le véhicule électrique présente incontestablement des avantages importants du point de vue de la pollution sonore en ville par rapport aux véhicules thermiques.*
- *Il présente également des avantages importants en termes de pollution atmosphérique locale (NOx et particules fines) par rapport aux véhicules diésel non équipés de filtres à particules qui constituent l'essentiel du parc diésel actuel. Mais ces avantages s'estompent vis-à-vis des véhicules thermiques, aussi bien en termes d'émissions de NOx que de particules fines si les véhicules mis sur le marché respectent les normes Euro 6.*
- *Il présente également, tout au moins en France, des avantages significatifs en termes de potentiel d'eutrophisation par rapport au véhicule diésel.*
- *Utilisé en France, il présente un avantage significatif en terme de potentiel de réchauffement climatique par rapport à un véhicule thermique s'il est utilisé plus de 25 000 km. Cet avantage peut atteindre un facteur 2,1 pour une utilisation de 150 000 km par rapport à un véhicule diésel et 2,8 par rapport à un véhicule essence, si la durée de vie des batteries rejoint celle du véhicule.*
- *Le véhicule électrique n'apporte par contre pas d'avantages déterminants en termes d'épuisement des ressources énergétiques primaires dans le contexte de production actuelle de l'électricité, aussi bien en France qu'en Allemagne. Il permet cependant des économies significatives de ressources fossiles, en particulier pétrolières (4,4 à 6,8 tonnes par véhicule pour 150 000 km d'usage).*
- *Le véhicule électrique présente enfin un bilan nettement défavorable en termes de ponction de matières minérales épuisables et de potentiel d'acidification.*

2 - Le talon d'Achille du véhicule électrique : les batteries et leur recharge

2.1 - Les batteries

Le développement des véhicules électriques s'est heurté pendant une bonne centaine d'années à la question des batteries de stockage de l'électricité.

Quel compromis en effet adopter entre l'autonomie du véhicule, le poids de batterie à embarquer (et donc le poids du véhicule), le temps de recharge de ces batteries, dans un paradigme économique contraint par la concurrence du véhicule thermique ?

Pendant plus d'un siècle, seules les batteries au plomb ont été utilisées avec un inconvénient majeur de poids. La densité d'énergie qui y est stockable est en effet de l'ordre de 30 Wh/kg. Le stockage à bord du véhicule électrique de la vingtaine de kWh nécessaires à une autonomie d'une centaine de km pour une petite berline conduisait alors à un poids de batteries de l'ordre de 700 kg.

L'arrivée de nouveaux types de batteries, Nickel métal hydrure (NiMH) ; Lithium-ion, 90 Wh/kg ; Lithium polymère (Li-Po), 120 Wh/kg, a permis de modifier considérablement la donne en divisant par 2,5 ou 3 le poids de batteries indispensable pour assurer l'autonomie du véhicule. Le poids de batteries d'un véhicule Zoe équipé de batteries Lithium-ion est de 290 kg pour une capacité de stockage de 22 kWh.

Les recherches actuelles permettent d'espérer à terme une augmentation de 50 % de la densité d'énergie stockable et donc de l'autonomie des véhicules électriques (batteries Lithium-ion de seconde génération).

La question du poids de batterie a donc connu une évolution favorable au cours des vingt dernières années, évolution qui devrait se prolonger à moyen terme et permettre des autonomies de 200 à 250 km sans augmentation significative du poids des batteries embarquées.

2.2 - La recharge des batteries

Reste la question des moyens et du temps de recharge de ces batteries qui paraissent aujourd'hui les freins principaux au développement massif du véhicule électrique en remplacement du véhicule thermique.

Différentes méthodes sont envisagées :

- Une recharge lente, dite standard, à partir d'une prise 220 V - 16 ampères (3,7 kW) telles qu'on en trouve dans les habitations pour l'électroménager. Le temps de charge complète des batteries d'un véhicule actuel est alors de 7 à 8 heures.
- Une recharge dite rapide de l'ordre de 30 minutes à une heure à partir de bornes électriques spécifiques capables de fournir des puissances de 43 ou 50 kW (60 et 125 ampères).
- Un dispositif intermédiaire de recharge de 22 kW appelé recharge accélérée, moins onéreux d'installation, qui est censé permettre une recharge à 80 % des batteries en une heure environ.

Dans tous les cas, le service rendu à l'usager est loin d'être de même qualité que celui qui est assuré par la pompe à essence d'une station service. Il faut en effet se souvenir qu'une pompe à essence est capable d'effectuer un plein de carburant de 50 litres en quelques minutes. Il faudrait disposer de puissances de plusieurs MW d'électricité de recharge pour obtenir des performances analogues avec une recharge électrique.

Par conséquent et au contraire de ce qui se pratique usuellement pour un véhicule thermique où le conducteur s'arrête pour faire le plein, la stratégie à tenter de respecter dans le cas du véhicule électrique consiste à « recharger dès qu'on s'arrête » (park and charge).

Les bornes de recharge rapide[13] doivent donc être installées dans les lieux de garage provisoire qu'utilisent les automobilistes dans leur activité quotidienne (centres commerciaux, parkings publics, restaurants, bureaux, etc.) de telle façon à permettre une recharge en temps masqué.

Reste un problème mal résolu pour les longs trajets routiers et surtout autoroutiers pour lesquels le conducteur n'est généralement pas disposé à faire une pause d'une demie heure au minimum tous les 100 km au bord de l'autoroute. Il est évidemment possible d'installer le nombre de bornes rapides nécessaire dans chaque station service, par exemple quelques dizaines par station, mais le temps perdu par l'automobiliste en recharges successives sur un long trajet comme Paris Marseille (8 arrêts d'une demie heure) risque fort d'être rédhibitoire.

2.3 - Les contraintes sur le réseau de distribution et la production d'électricité

2.3.1 - Le réseau électrique

Le développement massif d'un parc de véhicules électrique accessible au grand public impose l'installation de plusieurs millions de bornes de recharge basse puissance (4 kW) mais aussi de plusieurs dizaines de milliers de bornes de recharge rapide de puissance comprise entre 20 et 50 kW. On peut imaginer que l'installation des bornes basse puissance chez les particuliers puisse dans de nombreux cas s'effectuer sans renforcement systématique du réseau de distribution dans la mesure où les puissances déjà disponibles sont peu utilisées de nuit.

Par contre les bornes de recharge rapide peuvent engendrer des difficultés importantes sur le réseau : l'appel de puissance engendré par la recharge simultanée de plusieurs voitures dans une rue ou un quartier peut très rapidement dépasser la puissance maximale disponible localement. La mise en place de ces bornes imposera dans un grand nombre de cas un renforcement local du réseau de distribution.

Le télégramme de Best - lundi 21 juillet 2021 - 15 heures

Le festival des Vieilles Charrues provoque un black out à Carhaix.

Record d'affluence cette année aux Vieilles Charrues : plus de 325 000 fans sont venus pendant quatre jours écouter leurs idoles ; un temps idéal, les meilleurs groupes du moment, un septième adieu de Johnny à la scène, bref le bonheur.

Mais c'est quand il a fallu retourner au travail que les choses se sont brusquement gâtées. En effet, parmi les possesseurs des 80 000 voitures garées dans les champs voisins du lieu de concert, il s'en trouvait un peu plus de mille qui, dans un esprit citoyen, responsable et écologique, étaient venus au festival en voiture électrique. Au moment du retour, dégrisés et soucieux, ils ont brusquement pris conscience de la nécessité de recharger en urgence leurs batteries plus ou moins à plat pour rejoindre à temps leur travail. Il existait bien une centaine de prises de recharge rapides disséminées dans le canton grâce aux subsides du Conseil général : elles ont été aussitôt prises d'assaut par les plus débrouillards. Restait aux autres à quémander chez les particuliers un branchement de fortune pour quelques heures… Et les habitants de Carhaix, bienveillants et soucieux de retrouver le calme, de leur proposer de débrancher leurs machines une ou deux heures pour brancher à leur place le câble de recharge !

Mais personne n'avait anticipé l'appel de puissance brutal qui s'en est suivi sur le transformateur et les lignes de distribution de Carhaix. Un appel de 7 ou 8 MW supplémentaire en pleine heure du déjeuner pour un réseau qui, en pointe, en consommait moins de 10 ! Le réseau n'y a pas résisté, entraînant en cascade la mise hors circuit de la plupart des villages du canton. A l'heure où nous imprimons, ERDF s'affaire à rétablir le courant dans le centre ville de Carhaix où 2 000 foyers sont toujours privés d'électricité. Les hameaux les plus reculés attendront…

13 - Bornes de recharge rapides dont il faut noter qu'elles sont spécifiques d'une technologie de batterie.

C'est aussi le cas pour les bornes équipant les autoroutes. En effet, une grande station service d'autoroute aligne facilement 10 pompes où les automobilistes restent 5 minutes. Pour éviter les files d'attente, il faudrait 6 fois plus de postes de recharge d'une demie heure que de postes de carburant, soit 60 et donc 2 à 3 MW de puissance installée sinon c'est la queue !

L'introduction massive du véhicule électrique en France suppose donc un réaménagement important du réseau de distribution pour faire face aux pointes locales de puissance.

2.3.2 - La production d'électricité

La mise à disposition de bornes de recharge rapide aux usagers des véhicules électriques entraîne enfin un risque de création de pointe de demande électrique au niveau national. Si en effet 1 % des véhicules du parc électrique s'avise de se mettre en charge simultanément sur borne rapide à l'heure de pose du déjeuner, la puissance appelée atteindra 2,8 GW (40 kW*70 000). Cette nouvelle pointe risque d'entraîner à son tour, à certaines périodes de l'année, l'appel à des moyens de pointe à la fois onéreux et à fort contenu d'émissions de gaz à effet de serre (charbon, fioul et gaz naturel).

Le véhicule hybride échappe à la plupart des inconvénients cités pour le véhicule électrique

Le véhicule hybride, équipé d'une double motorisation thermique et électrique bénéficie des avantages de rendement qui sont liés à l'usage de l'électricité à bord de la voiture (capacité de récupération de l'énergie de freinage dans les batteries, faibles pertes de transmission) sans buter comme le véhicule électrique sur la question de l'autonomie. En particulier, il devient inutile d'installer des bornes de recharge rapides, puisque l'autonomie de la voiture est assurée par la présence d'un réservoir d'essence.

Dans sa version « hybride rechargeable » le véhicule peut se recharger sur le réseau électrique, ce qui permet de l'utiliser en mode tout électrique pour les petits trajets. Ce système permet à ses utilisateurs d'effectuer de 30 à 50 km par jour sans utiliser d'essence, en rechargeant les batteries la nuit.

Le moteur thermique est mis en route lorsque les batteries sont épuisées ou au-delà d'une certaine vitesse.

Le véhicule hybride permet donc d'échapper largement aux contraintes d'autonomie et de réseau qu'entraîne le véhicule électrique, tout en présentant des avantages en terme d'économie de pétrole et de réduction des gaz à effet de serre par rapport aux véhicules thermiques, avantages qui dépendent de son usage, même s'ils restent plus modestes que ceux du véhicule électrique.

Les derniers prototypes de véhicules hybrides présentés au mondial de l'automobile 2014 par les constructeurs, qui affichent des consommations de carburant inférieures à deux litres au cent, viennent d'ailleurs confirmer les avantages potentiels de cette solution alternative aux véhicules purement électriques.

3 - Le coût économique pour la collectivité.

3.1 - Les subventions des pouvoirs publics

En France, le développement du véhicule électrique est fortement soutenu par les pouvoirs publics qui affichent l'ambition d'atteindre un parc de plusieurs millions de véhicules à l'horizon 2030.

A ce titre et outre le soutien qu'apporte l'État à la recherche et développement des véhicules, des batteries et des infrastructures de recharge, des subventions sont consenties à l'acquisition des véhicules et à l'installation de bornes de recharge. Elles sont rappelées ci-dessous.

A -Prime à l'achat (bonus) : 6 300 € portés à 10 000 € en cas de remplacement d'un véhicule diésel.

B - Aides à l'installation de bornes de différents types.

- Infrastructures permettant uniquement la recharge normale jusqu'à 3,7 kVA : 50 % des coûts éligibles d'investissements hors taxes, avec un plafond d'aide de 1 500 euros par point de charge.
- Infrastructures permettant la recharge accélérée jusqu'à 22 kVA : 50 % des coûts éligibles d'investissements hors taxes, avec un plafond d'aide de 3 000 euros par point de charge.
- Infrastructures permettant la recharge rapide au-delà de 22 kVA : 30 % des coûts éligibles d'investissements hors taxes, avec un plafond d'aide de 12 000 euros par borne de charge.

C- Différentiel de taxation sur les carburants

Les possesseurs d'automobiles électriques bénéficient d'autre part du tarif ordinaire (domestique) de l'électricité dont les différentes taxes (TVA, CSPE, etc) ne représentent en 2012 que 27 % du coût total alors qu'elles en représentent respectivement 55 % pour l'essence et 47 % pour le gazole.

Enfin certaines collectivités locales (Conseils régionaux, communes, etc…) apportent un complément aux subventions précédentes, soit au véhicule soit à l'installation de bornes de recharge.

3.2 - Les coûts et bénéfices pour l'État

La question qui se pose est celle de la pertinence économique de ces différentes aides vis-à-vis des enjeux énergétiques et environnementaux évoqués, économies d'énergie fossile, pollution sonore, particulaire, effet de serre. Pour apprécier ce point, il est nécessaire de cumuler les diverses aides apportées par l'État au véhicule électrique et d'en rapporter la valeur à chacune des pollutions évitées ou des énergies fossiles économisées.

Les hypothèses de calcul

Véhicules effectuant 150 000 km en 10 ans au rythme de 15 000 km/an

Véhicule électrique

1 véhicule électrique nécessitant une borne de recharge standard (prime 1 500 €) et le recours ponctuel à une borne de recharge rapide (1 borne rapide pour 7 véhicules et une prime de 12 000 €/ 7 = 1 700 € par véhicule).

Les consommations et les émissions de ce véhicule au cours de sa vie sont ceux indiqués au chapitre 1 de cet article :

- Consommation initiale d'énergie primaire à la fabrication du véhicule électrique : 3 tep.
- Consommation primaire du véhicule électrique : 35 gep/km (0,43 kWh)*, dont 10 % environ d'électricité d'origine thermique fossile
- Emissions initiales de GES : 7,4 teq CO_2
- Emissions d'usage : 11geq CO_2/km

Véhicule diésel (150 000 km en 10 ans)

- Consommation initiale d'énergie à la fabrication du véhicule diésel : 1,8 tep
- Consommation du véhicule diésel : 41 gep/km
- Emissions initiales de GES : 3,5 teq CO_2
- Emissions d'usage : 123 geq CO_2/km

Véhicule essence

- Consommation initiale d'énergie à la fabrication du véhicule essence : 1,8 tep
- Consommation du véhicule essence : 53 gep/km
- Emissions initiales de GES : 3,5 teq CO_2
- Emissions d'usage : 150 geq CO_2/km

** Compte tenu du rendement de production distribution de l'électricité en France, la consommation d'énergie primaire au km d'un véhicule consommant 0,135 kWh/km est de 0,43 kWh/km, une énergie équivalente à celle de la combustion de 35 grammes d'essence.*

3.2.1 - Coût des économies d'énergie fossile pour l'État

Le cumul des aides à l'investissement du véhicule électrique varie de 9 500 € (6 300 + 1 500 + 1 700) à 13 200 € (10 000 + 1 500 + 1 700) selon que le véhicule se substitue ou non à un véhicule diésel existant.

D'autre part l'État engrange des taxes sur les différents carburants fournis aux usagers dont les taux sont très divers. En 2012 : 55 % pour l'essence (87 ct€/litre), 47 % pour le gazole (66 ct€/litre) 27 % pour l'électricité (3,5 ct€/kWh)

A partir des éléments précédents on peut construire le bilan financier global pour l'État de l'introduction de véhicules des différents types.

€	Aide à l'investissement	Aide infrastructure	Produit Taxes	Total
Véhicule électrique	-10000 ou -6300	-3200 -3200	710 710	-12490 -8790
Véhicule diésel	0	0	4025	+4025
Véhicule essence	0	0	7650	+ 7650

Tableau 4 : Bilan financier comparatif pour l'État des véhicules électriques Diesel et essence sur leur durée de vie (150 000 km) aux conditions actuelles de subventions et de taxes[14].

Le tableau se lit de la façon suivante :

Ligne véhicule diésel : aucune subvention à l'investissement initial ni aux infrastructures, produit des taxes 4 025 € (150 000 km*43 gep/km*0,66 *10 -5 €/gep).

Ligne véhicule électrique : Aide de 6 300 à 10 000 € à l'investissement du véhicule, Aide à l'installation des bornes de recharge, 3 200 €, produit des taxes sur l'électricité 710 € (150 000*0,135 kWh/km*3,5 ct€/kWh).

Ce tableau est riche d'enseignements. Alors que la mise sur le marché d'un véhicule essence est porteuse d'une rentrée d'argent totale pour l'État de 7 650 € sur 10 ans au rythme de 765 euros par an et de 4 000 € (au rythme de 400 € par an) pour un véhicule diésel, la mise sur le marché d'un véhicule électrique est source de dépenses significatives pour l'État, dont 9 500 ou 13 200 € préalablement à sa mise en service. Ces dépenses initiales sont loin d'être compensées par les taxes perçues sur l'électricité pendant la vie du véhicule.

Il s'agit donc d'un effort financier important de la part de l'État qu'il convient de juger par rapport à l'objectif recherché, dans le cas présent l'économie de carburants fossiles.

Le tableau suivant permet cette appréciation

	Economie d'énergie fossile	Coût pour l'Etat €	Coût par tep fossile économisée €
Véh élec versus diésel	4,4	16515	3760
Véh élec versus essence	6,3	20140	3200
Véh diésel versus essence	1,9	3625	1910

Tableau 5 : Bilan financier pour l'État des économies d'énergie fossile réalisées par l'introduction du véhicule électrique

La politique proposée pour la substitution de véhicules électriques aux véhicules thermiques conduit à des coûts d'économie d'énergie fossile pour l'État de 3200 à 3760 euros par tep nettement supérieurs à ceux engagés (1 910 €) pour la substitution de véhicules à essence par des véhicules diésel[15].

Pour fixer un ordre de grandeur de l'effort proposé, il est intéressant de le comparer avec le coût d'autres opérations d'économie de pétrole. Donnons en un exemple dans le secteur de l'habitat.

Il concerne les économies de fioul domestique procurées par une opération de réhabilitation en profondeur d'un logement ancien pour un coût TTC de 400 €/m^2 permettant de passer d'une consommation de fioul de chauffage thermique de 300 kWh/m^2.an à 50 kWh/m^2.an sur une durée de 30 ans.

L'économie d'énergie au m^2 cumulée engendrée par cette opération atteint 0,65 tep. Le coût à la tep économisée est donc de 615 euros. Les subventions de l'État à ce type d'opération, de l'ordre de 20 % (réduction de TVA, prêt bonifié à taux zéro) sont de l'ordre de 130 € par tep. S'y ajoute le manque à gagner sur les taxes perçues sur le fioul domestique (TICPP et TVA) qui sont de l'ordre de 26 % du prix de celui-ci soit 250 €/tep. Le coût à la tep pour l'État est donc de l'ordre de 380 €.

L'État semble donc prêt à financer à une hauteur près de dix fois plus élevée les mesures d'économie d'énergie par cette politique que ceux d'économies de combustibles fossiles dans l'habitat. Avec la même somme, l'État pourrait donc prendre en compte totalement à sa charge des opérations de rénovation lourde dans l'habitat avec des résultats deux fois meilleurs en termes d'économie de pétrole ou de gaz.

On peut bien entendu considérer que les aides actuelles de l'État diminueront au fur et à mesure de l'avancement du programme de diffusion du véhicule électrique. Mais le tableau 4 montre qu'il faudrait diviser l'ensemble de l'aide accordée sous diverses formes d'un facteur huit environ pour atteindre des valeurs de l'ordre de 400 € par tep économisée (valeur qui correspond à un baril à 80 $).

Cette politique ne peut donc avoir pour but premier la réduction des besoins de pétrole.

14 - Dans ce tableau les subventions sont notées avec un signe négatif et les taxes perçues par l'État avec un signe positif.

15 - Coût pour l'État dont la pertinence est aujourd'hui fortement contestée au titre des pollutions particulaires et NOx.

Il en est évidemment de même pour l'indépendance énergétique comme le montre le tableau ci-dessus. Ces coûts sont sept à huit fois plus élevés que le coût actuel d'importation du pétrole (90 $/baril, 450 €/tep) qui constitue plus de 80 % des dépenses énergétiques évitées.

Il est donc indispensable de poursuivre plus avant l'analyse de la justification de cette politique ambitieuse.

3.2.2 - Le coût de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Tout au long du débat sur la transition énergétique et dans la présentation par Ségolène Royal de son projet de loi, la question des faibles émissions de gaz à effet de serre a trouvé une place de choix dans la justification de la politique véhicule électrique proposée.

On rappelle ci-dessous les chiffres d'émission des différents véhicules de l'étude Ademe déjà citée.

	Emissions cumulées (teq CO2)	Emissions (geq CO2/km)
Véhicule électrique	10	66
Véhicule diésel	23	153
Véhicule essence	27,5	183

Tableau 6 : Émissions de gaz à effet de serre des différents véhicules pour 150 000 km et par km

A partir de ces données et des données financières du paragraphe précédent on peut constituer le tableau suivant :

	Economie de GES (teq CO2)	Coût pour l'Etat €	Coût teq CO2 économisée €
Veh élec versus diésel	13	16515	1270
Véh élec versus essence	17,5	20140	1150

Tableau 7 : Coût global pour le budget de l'État de la réduction des émissions de gaz à effet de serre engendrée par la substitution d'un véhicule électrique à des véhicules thermiques.

On est là encore dans des ordres de grandeur de subventions étatiques considérables. Les subventions à la teq CO_2 économisée sont cinq à dix fois supérieures aux subventions d'opérations déjà citées pour l'habitat.

La politique suivie ne peut donc être raisonnablement justifiée par la lutte contre l'effet de serre.

Il faut donc chercher une autre justification à cette politique.

3.2.3 - La pollution atmosphérique locale

Les particules de diamètre inférieur à 2,5 µ et les émissions de NOx (précurseurs de l'ozone) sont aujourd'hui reconnues comme des source graves de danger pour la santé humaine. Dans le domaine des transports, le parc actuel de véhicules diésel en est le premier responsable. En effet, les deux tiers de ce parc n'est pas équipé des filtres qui permettraient de ramener les émissions de particules et les émissions de NOx à un niveau du même ordre que celui des véhicules à essence, eux même aussi émetteurs de particules et de NOx, mais dans une plus faible mesure, comme nous l'avons vu au chapitre II.

Nous avons vu d'autre part que les véhicules électriques permettaient de supprimer pratiquement toute émission de particules fines et de NOx au cours de leur usage. L'introduction de véhicules électriques peut donc sembler à première vue comme une excellente solution au problème de la pollution atmosphérique en ville, même si elle entraîne des émissions importantes de particules fines au moment de leur construction (voir chapitre I tableau 3).

Mais nous avons vu également que le remplacement indispensable du parc diésel antérieur à 2011 pouvait s'effectuer par des véhicules diésel munis de filtres à particules ou par des véhicules à essence avec des résultats comparables à ceux du véhicule électrique en termes de réduction des particules et des NOx. L'introduction de véhicules électriques ne se justifie alors pas pour l'État, puisque des résultats du même ordre peuvent être obtenus à coût bien moindre, voire à coût nul pour l'État, avec des véhicules diésel munis de filtres à particules ou des véhicules à essence.

Cette première approche simplifiée montre qu'en dehors des problèmes de pollution sonore où l'avantage du véhicule électrique en ville ne se discute pas, il est bien difficile de trouver des justifications économiques significatives à l'aide massive que l'État s'apprête à apporter au développement du véhicule électrique.

On pourrait évidemment raffiner l'analyse en effectuant des calculs actualisés comme le prônent les économistes pour tenir compte de la préférence des acteurs de la société pour le présent par rapport à l'avenir, soit par une méthode du type « Cumac » soit par la méthode du Coût courant économique de la Cour des Comptes. Mais ces méthodes qui donnent plus de poids au court terme qu'au long terme dès que le coefficient d'actualisation ou le loyer économique sont positifs auraient pour conséquence de minimiser encore les avantages comparatifs du véhicule électrique qui se caractérise par des dépenses énergétiques, des émissions de CO_2 et des subventions initiales très importantes.

Coût courant économique et Cumac

Coût courant économique

Dans cette approche, on cherche à mesurer les coûts annuel de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie de l'installation, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial. 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.

Ce loyer est calqué sur le remboursement d'un prêt immobilier dans lequel on rembourse des annuités constantes comportant une part de capital et une part des intérêts sur le capital non encore remboursé.

Coût cumulé actualisé « Cumac »

La Commission européenne utilise la notion de « coût cumulé actualisé d'une unité d'économie d'énergie » en rapportant la quantité d'énergie économisée cumulée d'une mesure d'économie d'énergie actualisée sur sa durée de vie à l'investissement nécessaire à cette mesure.

3.3 - Le coût pour les particuliers, l'effet rebond et l'égalité d'accès à la mobilité des usagers de la route

Du point de vue économique, le véhicule électrique se distingue par rapport aux véhicules thermiques de la même catégorie par un surcoût d'achat important et par des coûts d'usage au km trois à quatre fois moins élevés. Même si les pouvoirs publics maintiennent des subventions initiales élevées destinées à combler une partie du surcoût initial imposé à l'acheteur du véhicule, l'amortissement de ce surcoût ne sera obtenu qu'au prix de parcours annuels les plus élevés possibles, d'au moins 15 000 km par an, mais essentiellement pour des trajets journaliers n'excédant pas 80 ou 100 km. On est là devant les conditions idéales de l'effet rebond : le conducteur a tout intérêt à prendre sa voiture, même pour de très courts trajets qu'il pourrait effectuer à pied, en vélo ou en transports en commun, dans l'espoir d'amortir plus vite le surcoût d'investissement consenti.

Le particulier acheteur d'un véhicule électrique pour des raisons écologiques est ainsi conduit à adopter un comportement manifestement contraire à son intention initiale qui entraîne un accroissement de consommation d'énergie contraire à l'esprit de la transition énergétique.

Enfin la très grande différence de taxation entre l'électricité et les carburants pétroliers, de 20 à 27 % selon le carburant, crée une inégalité très forte de traitement en défaveur des automobilistes possesseurs de véhicules thermiques. La TICPE auxquels ces véhicules thermiques sont soumis est pourtant censée, au moins en partie, permettre le financement d'un certain nombre de biens communs liés au transport comme les infrastructures ou la sécurité routière. L'avantage fiscal accordé aux possesseurs de véhicules électriques pourrait donc bien faire l'objet d'un jugement défavorable de la part de la Cour constitutionnelle au titre du non respect de l'égalité de traitement des usagers de la route devant l'impôt.

Dans ce cas, la seule solution envisageable serait de construire un réseau électrique dédié aux véhicules électriques permettant une tarification spécifique de l'électricité utilisée comme carburant. Mais l'installation d'un tel réseau parallèle pour une consommation électrique de quelques pour cent de la consommation totale d'électricité en France aurait pour double conséquence des dépenses d'investissements nouvelles considérables sur le réseau et une détérioration importante du modèle économique sur lequel repose le véhicule électrique[16].

3.4 - Les aspects de politique industrielle

Parmi les autres justifications potentielles des pouvoirs publics au soutien de la filière véhicule électrique on pense évidemment aux espoirs d'exportation des constructeurs français et à la rentabilisation du parc nucléaire dont le surplus de production d'heures creuses pourrait là trouver un débouché intéressant.

Deux considérations viennent cependant réduire ces espoirs :

- Le premier point concerne l'évaluation de la production d'électricité nécessaire au fonctionnement d'un parc électrique estimé à 6 à 7 millions de voitures électriques en 2030.

Toujours sur la base d'un parcours de 15 000 km par an et une consommation de l'ordre de 0,14 kWh par km, le besoin d'électricité serait de 0,14*15 000*7*E6 = 15 TWh. Cette quantité d'électricité représente moins de 4 % de la production d'électricité nucléaire actuelle et ne constitue donc pas un enjeu réel pour le maintien d'un parc nucléaire élevé. Ce développement per-

16 - L'introduction d'une taxe du même ordre que la TICPE entraînerait une augmentation de l'électricité de plus de 20 % qui augmenterait d'autant le nombre de km à parcourir pour espérer amortir le surcoût initial d'investissement du véhicule.

mettrait néanmoins une économie d'importation de pétrole de l'ordre de 4 millions de tonnes par an (5 % des importations de pétrole)[17] et des économies de devises de l'ordre de 1,7 milliard €.

- Le second point concerne l'exportation. L'argument de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre comme argument commercial d'exportation dépend bien entendu très fortement de la nature du mix électrique du pays concerné. Dans tous les pays européens, à l'exception de l'Autriche et de la Suède, les émissions au kWh électrique sont très supérieures à celles du parc français. En Allemagne par exemple, comme nous l'avons vu dans le chapitre I, la réduction des émissions grâce au véhicule électrique par rapport au diésel est inférieure à 10 %. Il en est de même pour la plupart des pays émergents, dont la Chine[18].

Éléments de conclusion.

La politique ambitieuse d'aide à une pénétration massive du véhicule électrique proposée par les pouvoirs publics est justifiée par ceux-ci au nom de la lutte contre l'effet de serre, contre le bruit, contre les émissions de particules fines, au nom de l'économie de devises pétrolières, de l'indépendance énergétique de la France et d'une meilleure rentabilisation du parc nucléaire français à court et moyen terme. S'y ajoute à plus long terme l'espoir de pouvoir utiliser les batteries des millions de voitures du parc électrique comme élément de stockage décentralisé des énergies électriques variables.

La douce utopie de Jeremy Rifkin

L'idée d'utiliser massivement les batteries d'un parc automobile électrique comme élément majeur de régulation du système électrique développé par Jeremy Rifkin est souvent évoquée comme une solution d'avenir. L'idée, a priori séduisante, est d'utiliser les batteries des véhicules comme moyen de stockage de l'électricité pendant les périodes de surproduction d'électricité par rapport à la demande (nucléaire de nuit, éolien ou photovoltaïque…) et de restituer une partie de cette énergie sur le réseau électrique aux pointes de demande électrique.

Au delà des difficultés techniques, l'idée se heurte à deux problèmes principaux : un problème d'ordre de grandeur des quantités d'électricité stockables et un problème de rentabilité de l'opération.

Les ordres de grandeur

On rappelle que la consommation d'électricité annuelle d'un parc de 7 millions de véhicules effectuant 15 000 km/an est de l'ordre de 15 TWh, soit 50 GWh/jour. La charge journalière maximale de l'ensemble de ces véhicules représente un stock d'électricité de l'ordre de 150 GWh*. 100 GWh sont donc théoriquement disponibles globalement dans la journée pour le réseau, qu'il faut mettre en regard d'une consommation nationale d'électricité journalière de l'ordre de 15 TWh. Si on admet que 20 % des possesseurs de ces voitures sont prêts à se soumettre à une recharge journalière systématique et à une reversion de cette charge sur le réseau ce sont 20 GWh qui sont ainsi disponibles.

A l'exception des quelques cent mille véhicules disposant de bornes rapides, la très grande majorité de ces véhicules sont chargeables et déchargeables sur des périodes de 7 à 8 heures sous des puissances de l'ordre de 4 kW. La puissance maximale disponible atteint alors de l'ordre de 3GW, puissance non négligeable, mais qu'il faut comparer aux 60 à 100 GW de besoins recensés en pointe selon la période de l'année. L'appoint que représente ce stockage reste donc assez marginal.

Une rentabilité compromise

On a vu plus haut que la rentabilité d'un véhicule électrique dépendait très fortement de son degré d'utilisation. Il y a donc a priori une contradiction entre les deux usages des batteries de ce véhicule dont la durée de vie s'exprime en nombre de cycles, qui peut conduire à un remplacement prématuré de la batterie avant que le véhicule n'ait accompli le nombre de km nécessaires à l'amortissement du surcoût initial. Néanmoins, l'achat d'électricité bon marché lors des périodes de surproduction et la vente au prix fort par le particulier de l'électricité stockée pendant les périodes de pointe pourraient palier cet inconvénient au prix d'une complexification importante des outils de dialogue entre celui-ci et le gestionnaire du réseau.

** - 7 millions de véhicules x 22 kWh*

L'étude précédente montre tout d'abord que le vocabulaire en vogue, par exemple la voiture « zéro émission » est très inexact : il s'agit plutôt d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'un facteur de l'ordre de deux qu'une totale suppression des émissions.

17 - Au prix néanmoins d'un investissement énergétique supplémentaire de l'ordre de 12 millions de tonnes de combustibles fossiles lors de la mise en place du parc.

18 - Ce n'est cependant pas le cas pour le Brésil dont le mix de production électrique est dominé par l'énergie hydraulique.

De même pour la consommation d'énergie fossile qui, si elle est largement réduite en France lors du fonctionnement du véhicule électrique, est loin de l'être lors de sa construction.

Par contre les émissions locales de particules fines et le bruit à basse vitesse sont effectivement éliminés par l'usage du véhicule électrique.

Elle montre aussi les contradictions auxquelles une telle politique conduit aussi bien pour le particulier que pour les pouvoirs publics puisque la justification économique et environnementale de l'emploi du véhicule électrique repose sur l'hypothèse d'une mobilité automobile très forte de trajets de courte distance.

La confrontation des différents avantages relatifs du véhicule électrique par rapport aux véhicules thermiques aux sommes que l'État envisage de mettre en jeu sous forme de subventions diverses pour constituer un parc important à usage grand public conduit à considérer ce choix comme largement injustifiable.

Pour l'État, les coûts à la tonne de pétrole importée évitée, à la tonne de CO_2 évitée, au kg/km de particules fines évité, souvent d'un ordre de grandeur supérieurs à ceux qu'on rencontre dans d'autres secteurs socio-économiques comme l'industrie ou l'habitat tertiaire, sont en effet prohibitifs. Il existe de plus une forte incertitude sur la prise en charge financière de la partie non subventionnée (50 à 70 %) des infrastructures nécessaires à la recharge et au renforcement du réseau, dont le coût global se chiffre en milliards d'euros. Si ces coûts d'infrastructure sont répercutés comme c'est probable sur l'utilisateur final, cela se traduira par une augmentation très sensible du coût au km. Si conformément aux hypothèses retenues plus haut, le coût d'infrastructure non financé par l'État s'élève au minimum à 1 700 +1 500 = 3 200 €, son amortissement sur 150 000 km représente à lui seul 2,10 €/100 km qui viennent plus que doubler la dépense de 1,80 €/100 km d'électricité.

Des politiques alternatives visant les mêmes objectifs pourraient être mises en place à bien moindres frais et pour de meilleurs résultats aussi bien du point de vue de l'environnement que du point de vue social :

- En donnant la priorité aux transports en commun chaque fois que la densité urbaine le justifie (tram, autobus, métro).
- En exigeant des constructeurs qu'ils fassent les efforts nécessaires pour faire chuter de 30 à 50 % les consommations réelles des véhicules essence et diésel, les équipent de filtres efficaces, et les mettent effectivement sur le marché rapidement.
- En réservant l'usage des véhicules électriques à des parcs spécifiques d'entreprises dont les besoins de transport journalier sont compatibles avec des recharges lentes d'heures creuses et une utilisation partagée (La Poste, GrDF, ERDF, les administrations territoriales, etc.), et surtout à des parcs de véhicules électriques en utilisation partagée (du type autolib). Ce système permet en effet une utilisation journalière cinq à huit fois plus élevée des véhicules que dans le cas d'un véhicule personnel avec les conséquences positives que cela entraîne sur l'amortissement du coût des infrastructures et du véhicule.

En proposant à l'usager un service de mobilité plutôt que la possession d'une automobile, la voiture électrique pourrait devenir l'un des vecteurs, parmi d'autres, de l'économie de fonctionnalité dont le développement constitue un enjeu majeur de la transition énergétique.

La transition à l'étranger

Nous avons eu l'occasion dans le numéro 34 des Cahiers de Global Chance d'analyser la façon dont l'Allemagne poursuit sa politique de transition énergétique fondée sur la volonté simultanée d'une sortie rapide du nucléaire et d'une réduction de la consommation des fossiles. Nous poursuivons dans ce chapitre en analysant les cas de la Suède et du Japon.

La transition énergétique en Suède : un aperçu du modèle scandinave

1 - Introduction

Bien que relativement peu discuté dans le débat politique français, le modèle énergétique suédois n'en reste pas moins étonnant et vertueux à de nombreux égards. Alors que le pays affiche déjà une performance environnementale supérieure à la moyenne européenne pour de nombreux indicateurs – émissions de CO_2, part des énergies renouvelables, fiscalité écologique, efficacité des bâtiments ou encore gestion des déchets-, il ne compte pas se reposer sur ses lauriers. La stratégie de transition énergétique suédoise affiche ainsi des objectifs de long terme parmi les plus ambitieux du monde : éliminer les énergies fossiles dans les transports routiers d'ici 2030 et parvenir à une économie neutre en carbone d'ici 2050.

À l'heure où la France est en train de redéfinir son propre modèle de transition énergétique, il apparaît donc opportun d'engager la comparaison avec le modèle suédois, considérant à la fois son évolution historique et sa stratégie d'avenir.

Dans une perspective exploratoire, cet article vise à donner un aperçu des principaux traits du modèle énergétique suédois et des défis à venir, pour en tirer les enseignements utiles pour la réflexion française et inviter le lecteur à s'intéresser de plus près au modèle « nordique » de transition énergétique. L'article se structure autour de deux parties : la première vise à présenter un état des lieux chiffré sur l'évolution historique du modèle énergétique suédois. La seconde s'intéresse davantage à la stratégie politique ainsi qu'aux défis pour la transition énergétique suédoise dans les prochaines décennies.

Contexte général de la Suède

Avec une surface de 450 000 km², la Suède est le troisième pays le plus grand de l'Union Européenne. Malgré cette surface presqu'équivalente à celle de la France métropolitaine (550 000 km²), le pays compte une population bien plus réduite, avec seulement 9,6 millions d'habitants, essentiellement concentrée autour des aires urbaines dans le sud du pays. Sa faible densité démographique est contrebalancée par sa richesse en ressources naturelles qui sont autant d'atouts énergétiques : 65 % de la surface du pays est couverte de forêts et la biomasse représente une source d'énergie majeure pour le pays. De plus, la Suède compte près de 100 000 lacs et de nombreux cours d'eau, approvisionnant plus de 2000 centrales hydroélectriques, dont 46 dépassent 100 MW de puissance (977 MW pour la plus grande installation, Harsprånget)[1]. Avec une capacité totale installée de 16,000 MW, l'hydroélectricité représente ainsi la première source d'électricité du pays avec près de 50 % de la production nationale.

Le modèle économique suédois est souvent cité comme exemple, avec un niveau de vie parmi les plus élevés dans le monde[2], un budget équilibré et une dette publique relativement faible (41 % du PIB en 2013, contre 87 % pour la moyenne de l'UE), malgré l'importance du secteur public dans l'économie : le budget public représente 52 % du PIB.

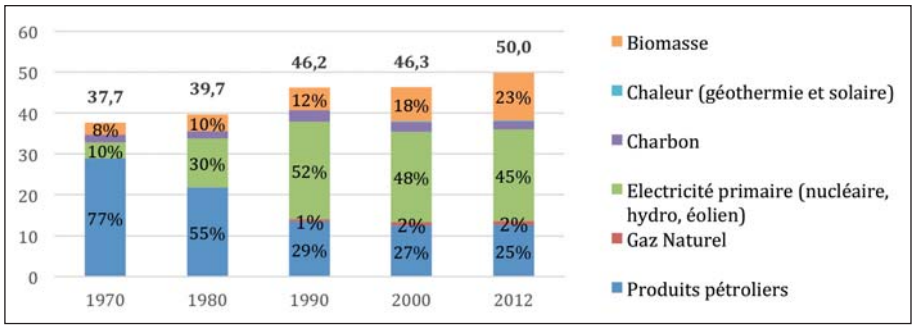
Le secteur tertiaire prédomine dans la structure économique de la Suède (73 % du PIB), mais l'industrie continue à jouer un rôle important (26 % du PIB en Suède, 20 % en France), notamment à l'export : la Suède affichait un excédent commercial de 6 milliards d'euros en 2012, contre un déficit de 76 milliards d'euros pour la France. Les principaux secteurs industriels sont l'industrie forestière et papetière, l'industrie minière (fer) et le secteur de l'automobile et de l'aéronautique.

1 - Stockholm Environment Institute 2013 : Sweden's Evolving Hydropower Sector : Renovation, Restoration and Concession Change.

2 - Le PIB par habitant en Suède atteint 43k€ en 2013, contre 31k€ en France et 26 k€ pour la moyenne de l'UE (données Enerdata 2014).

2 - Le système énergétique suédois : les principaux indicateurs[3]

2.1 - La consommation d'énergie primaire



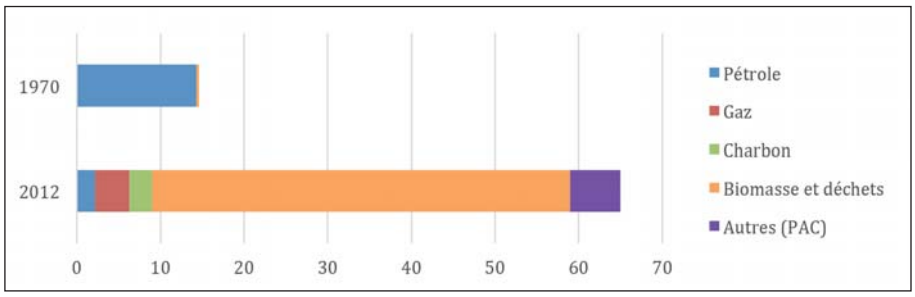
Graphique 1. Consommation d'énergie primaire en Suède en Mtep et parts relatives
Source : Enerdata

En considérant la structure de la consommation énergétique primaire de la Suède et son évolution dans le temps, plusieurs constats s'imposent. Le premier concerne la réaction au choc pétrolier de 1973, qui a enclenché la première transition énergétique en Suède. Alors que le pétrole représentait plus des ¾ de la consommation primaire en 1970, sa part a considérablement été réduite au fil des deux décennies suivantes, à la fois en part relative et en absolu : **entre 1970 et 2012, la consommation totale de produits pétroliers a été divisée par deux**. La part du pétrole dans l'énergie primaire est ainsi passée de 77 % en 1970 à 25 % en 2013. La réduction de la part relative du pétrole s'explique également par la hausse de la consommation primaire (+33 %), essentiellement due à l'augmentation des pertes de transformation dans le secteur électrique avec le développement du nucléaire (10,6 Mtep de pertes thermiques), tandis que la consommation finale est restée stable sur cette période.

Cette réduction drastique de la consommation d'énergies fossiles a été fondée sur deux piliers principaux. Le premier concerne l'électrification, autour de l'accroissement des capacités hydroélectriques et du développement du nucléaire (voir section suivante) : **la production totale d'électricité est ainsi passée de 64 TWh en 1970 à 143 TWh en 2013.**

Le deuxième facteur concerne le fort développement des réseaux de chaleur. Si celui-ci avait déjà été initié dans les années 1950 dans de nombreuses collectivités, son essor remonte aux décennies qui suivent le choc pétrolier : **entre 1970 et 2013, l'énergie des réseaux de chaleur a été multipliée par plus de 4, passant de 15 TWh à 65 TWh.** Ce fort développement s'est principalement appuyé sur l'usage de la biomasse, qui a progressivement remplacé le pétrole (qui alimentait 98 % des réseaux en 1970). Au total, les réseaux de chaleur sont décarbonés à 82 % (graphique 2)[4].

Enfin, la quasi-absence du gaz naturel en tant que source d'énergie est également un fait exceptionnel en Suède, l'usage étant essentiellement réservé à l'industrie, tandis que le gaz reste très peu utilisé dans le secteur résidentiel et dans la production d'électricité. Cette faible consommation de gaz est certainement un atout au regard de la moindre dépendance vis-à-vis des énergies fossiles importées, mais pourrait à terme créer un défi supplémentaire : en effet, les infrastructures gazières ne sont que peu développées en Suède, ce qui risque à terme de nuire au développement du biogaz issu de la méthanisation, voire de la méthanation en cas de surproduction électrique.



Graphique 2. Sources d'énergie des réseaux de chaleur en Suède (TWh)
Source : Agence de l'Énergie suédoise 2014

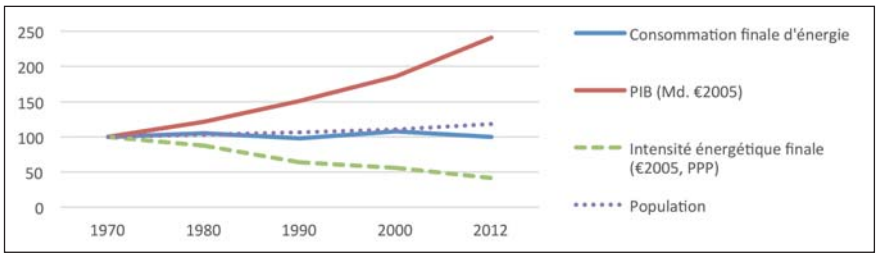
3 - Les données utilisées de cette section proviennent de la base de données Enerdata et de la publication « Facts and Figures 2014 » de l'Agence de l'Énergie suédoise disponible sur leur site : http://www.energimyndigheten.se/.

4 - Ce calcul intègre la part renouvelable de l'incinération des déchets (50 %) et l'énergie provenant des pompes à chaleur de taille importante (7,6 % de l'énergie utilisée).

2.2 - La consommation d'énergie finale

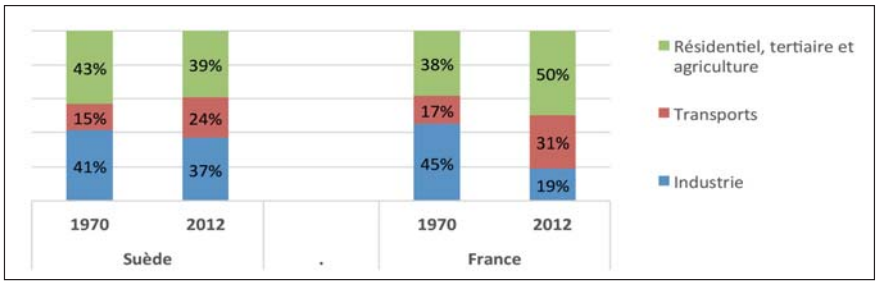
Le niveau de consommation d'énergie finale de la Suède n'a pas connu d'évolution majeure au cours de la période considérée, le niveau étant exactement identique en 1970 et 2012 (33,4 Mtep). Cela illustre l'amélioration conséquente de l'intensité énergétique finale (-60 %) sur la période, tenant compte de la croissance du PIB (multiplié par 2,4 sur la période) et de la croissance démographique (+19 %). À titre de comparaison, sur la même période, la France a connu une multiplication par 2,5 de son PIB, une hausse de la population de 27 % et une hausse de la consommation finale de 25 %, alors que l'intensité énergétique finale a été réduite de 50 %.

Dans le cas de la Suède, on peut donc bien parler d'un découplage absolu entre la croissance économique et la consommation énergétique entre 1970 et 2012.



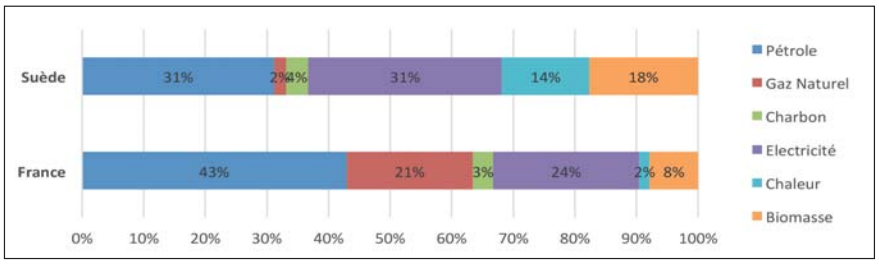
Graphique 3. Évolution économique, démographique et énergétique de la Suède (indices)
Source : Enerdata

Néanmoins, l'intensité énergétique finale de la Suède (94 tep/M$) reste de 27 % supérieure à celle de la France, en raison de l'importance de l'industrie intensive en énergie (acier et papier essentiellement). En effet, la consommation énergétique de l'industrie n'a pratiquement pas baissé depuis 1970 et représente 37 % de la consommation finale en 2012 (hors usages non énergétiques), contre 19 % en France. Autre différence majeure : l'augmentation de la consommation dans le secteur des transports a été beaucoup moins prononcée qu'en France (+130 % entre 1970 et 2012, contre 55 % en Suède), atteignant une part de 24 % de la consommation finale en 2012, contre 31 % en France.



Graphique 4. Répartition de la consommation finale d'énergie par secteur
Source : Enerdata

En regardant de plus près la consommation d'énergie finale par produit, quelques différences notables apparaissent entre la Suède et la France. **En premier lieu, la part globale des énergies fossiles dans la consommation finale est nettement moins importante en Suède : 49 % en incluant l'électricité et la chaleur produite à partir d'énergies fossiles, contre 70 % en France.**

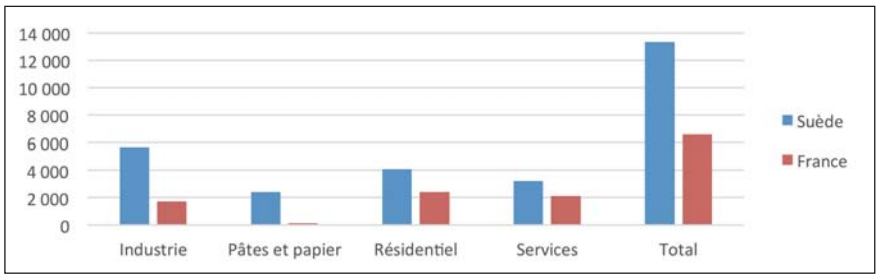


Graphique 5. Consommation d'énergie finale par produit en Suède et en France (2013)
Source : Enerdata

En second lieu, l'électricité joue un rôle exceptionnellement important en Suède et représente 31 % de la consommation finale (24 % en France), à poids égal avec le pétrole, qui reste de loin le premier produit final en France (43 %).

Au-delà du bilan global, cette différence apparaît également en considérant la consommation d'électricité par habitant comme indicateur plus détaillé : la différence est considérable pour l'industrie (et le secteur du papier en particulier), mais également très marquée dans le secteur résidentiel comme le montre le graphique ci-dessous : un suédois consomme le double d'un

français sur le seul périmètre du secteur résidentiel mais également en rapportant la consommation totale à la population : 13 360 kWh en Suède, contre 6 600 kWh en France.



Graphique 6. Consommation d'électricité par habitant en France et en Suède en kWh (2012)
Source : Enerdata

Ces différences restent surprenantes, notamment dans le secteur résidentiel, où l'électrification a été très prégnante en Suède, que ce soit pour le chauffage (des maisons individuelles), ou encore la cuisson qui se fait pour quasiment 100 % à l'électricité (cf. section 2.4. sur les bâtiments).

2.3 - Le secteur électrique

Suite au choc pétrolier, la Suède a fortement électrifié son système énergétique en s'appuyant sur deux sources décarbonées : l'hydroélectricité et le nucléaire. Entre 1970 et 1990, la capacité hydroélectrique a augmenté de 50 % pour atteindre 16,7 GW. En parallèle, le programme nucléaire suédois a abouti au développement de 4 centrales nucléaires avec un total de 12 réacteurs, mis en service entre 1972 et 1985. Après la fermeture des deux réacteurs de Barsebäck en 1999 et 2005, les 10 réacteurs restants représentent une capacité de génération de 9,3 GW et une production annuelle d'environ 60 à 65 TWh (40 % de la production totale).

En parallèle, la cogénération d'électricité et de chaleur a été fortement développée avec l'essor des réseaux à chaleur, pour un total de 17,3 TWh d'électricité en 2013, dont la majeure partie (14,6 TWh) à partir de centrales à cogénération alimentées en biomasse. Mis à part la cogénération, les centrales thermiques à combustible fossile jouent un rôle très négligeable dans la production totale (0,1 TWh en 2013), la flexibilité du système électrique étant assurée par les centrales hydroélectriques.

En dehors des sources d'électricité renouvelables « historiques » (hydro et biomasse), l'éolien a commencé à se développer dans les années 2000, sous l'effet du système de certificats verts mis en place en 2003 (voir encadré). Au total, la capacité éolienne installée a atteint 4 470 MW fin 2013, à comparer aux 8 160 MW installés en France en 2013.

Le système suédois des certificats verts

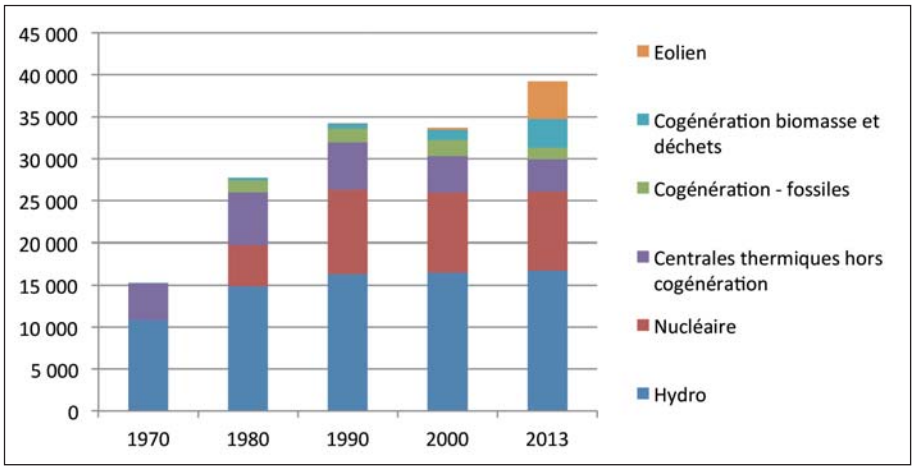
Afin de développer les sources d'électricité renouvelable nouvelles en phase avec la directive européenne sur les ENR de 2001, la Suède a mis en place un système de certificats verts (electricity certificates) dès 2003. Au sein de ce dispositif, les acteurs obligés (fournisseurs d'électricité) doivent remplir un quota d'électricité verte (pour 2014 : 14,5 %) dans leur mix et détenir le nombre de certificats (un certificat équivaut à 1 MWh d'électricité renouvelable) correspondants. Les certificats peuvent être obtenus soit en produisant directement l'électricité verte, soit en les achetant à d'autres producteurs détenant des installations éligibles*.

Souvent considéré comme vertueux sur le plan de l'efficacité-coût et de la neutralité technologique, ce mécanisme de marché n'est cependant pas exempt de critiques, notamment sur le plan de l'efficacité dynamique. En effet, en se focalisant sur les solutions les moins chères, le système ne soutient pas l'innovation et la réduction des coûts et se cantonne généralement à un ensemble restreint de technologies. En Suède, le système des certificats a ainsi essentiellement profité à deux sources : l'éolien (63 % des certificats en 2013) et l'élargissement de centrales à biomasse (32 %). De plus, de nombreuses installations existant avant la mise en place du dispositif ont pu en bénéficier (notamment dans la cogénération industrielle), générant d'importants effets d'aubaine. Etant donné que le prix des certificats est fixé par l'installation marginale (qui permet de satisfaire la demande) sans différenciation technologique, de nombreuses installations obtiennent de plus des rentes « infra-marginales » souvent importantes**.

Actuellement, la dynamique d'investissements est freinée par l'incertitude que génère l'important surplus de certificats sur le marché (13 millions). Les acteurs doivent ainsi faire face à la baisse des prix de certificats (actuellement 20 €/MWh), à laquelle s'ajoute le risque d'exposition à la volatilité des prix de marché de l'électricité. De nombreux observateurs estiment ainsi que la filière éolienne va subir un fort ralentissement, tandis que de nouvelles technologies (éolien offshore par exemple) peineront à se développer en l'absence d'autres outils de soutien.

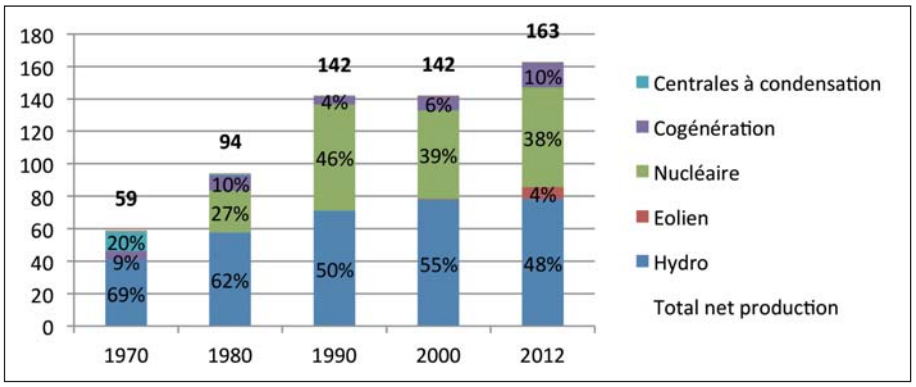
** - Eolien, solaire, géothermie, biomasse, et hydro. Pour l'hydro, uniquement les installations d'une capacité maximale inférieure à 1 500 kW, ou la capacité additionnelle (en cas de rénovation d'une centrale plus grande) sont éligibles.*

*** - Une étude de 2010 estime que jusqu'à 60 % des paiements effectués sous le dispositif entre 2003 et 2008 ont constitué des rentes indues à des installations existantes. Bergek/Johansson (2010) : Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine ? Lessons from Sweden 2003-2008. Energy Policy N° 38, 2010.*



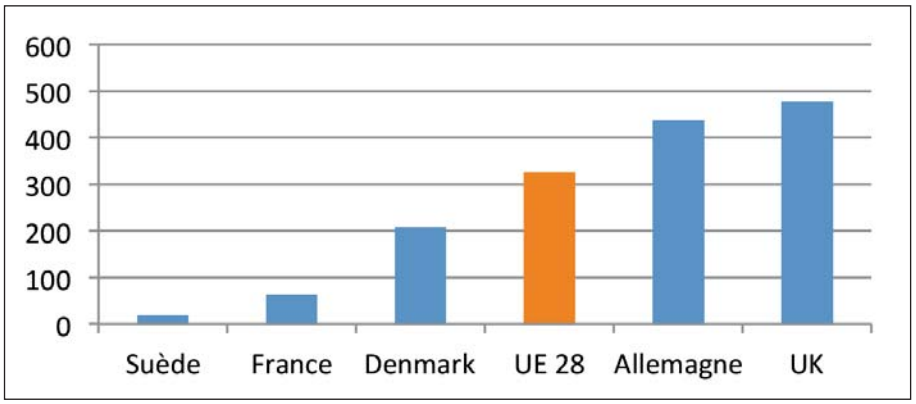
Graphique 7. Capacité de production d'électricité installée en Suède par source (MW)
Source : Enerdata

La production totale a plus que doublé dans la période 1970 à 1990, passant de 60TWh à 140 TWh. La production annuelle reste très variable en fonction du niveau de précipitations et peut varier de 10 % (+/- 15 TWh) d'une année à l'autre, comme ça a été le cas en 2012, avec un impact direct sur les échanges avec les pays voisins[5].



Graphique 8. Production d'électricité en Suède par source (TWh)
Source : Agence de l'Énergie Suédoise 2014

Pris dans son ensemble, le système électrique suédois affiche une intensité carbone parmi les plus faibles d'Europe et du monde, fondée sur l'importante production hydro (48 %), suivie par le nucléaire (38 %) et l'utilisation efficace des centrales à biomasse en cogénération.



Graphique 9. L'intensité carbone du mix électrique en 2012 (g. CO_2/kWh)
Source : Enerdata

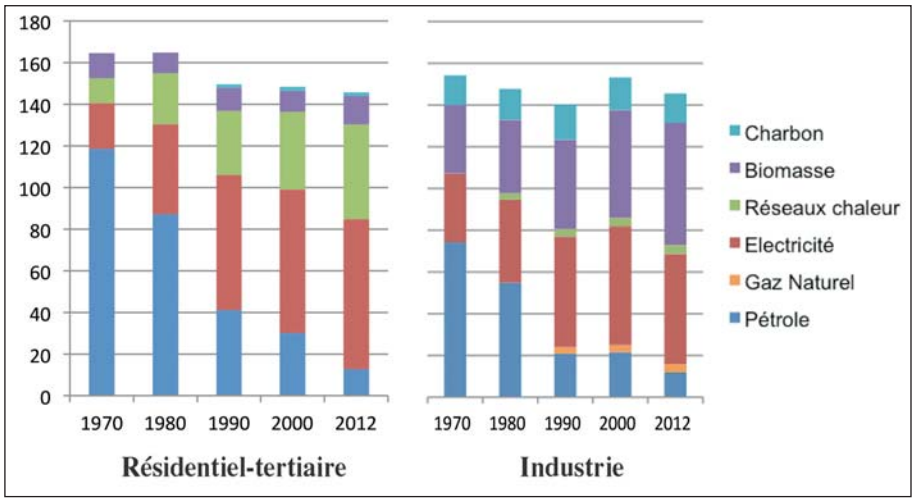
5 - Contrairement à la France, qui est structurellement exportatrice nette d'électricité, la Suède passe d'importateur à exportateur net en fonction des années et de la production hydroélectrique. Le solde net des échanges reste généralement assez bas (inférieur à +/- 6 TWh). À noter que l'année 2012 a marqué un niveau d'export record, avec un solde net de 20 TWh.

La question nucléaire en Suède

La politique nucléaire a connu de nombreux revirements en Suède depuis ses débuts dans les années 1970 et reste structurellement marquée par la méfiance de l'opinion publique. Comme en France, le programme électronucléaire a été motivé par des considérations de sécurité énergétique suite au choc pétrolier, mais dès 1976, une crise politique éclate autour de la question nucléaire. L'accident de Three Miles Island en 1979 aux Etats-Unis déclenche un important débat politique et conduit au référendum national organisé en 1980, à la suite duquel la Suède s'engageait à sortir du nucléaire jusqu'en 2010, décision qui fut renforcée par l'accident de Tchernobyl en 1986. Cependant, en l'absence d'une véritable stratégie politique, les premières fermetures ont été considérablement retardées, et seulement deux réacteurs ont été fermés en 1999 et 2005. En 2010, la nouvelle coalition au pouvoir (alliance centre-droite) a remis en cause la décision de sortie du nucléaire et ouvert la possibilité à de nouveaux projets. Ceux-ci pourraient uniquement voir le jour en remplacement d'une centrale existante et surtout, sans bénéficier d'aucune aide publique, ce qui rendait l'émergence de tels projets de renouvellement quasi-impossible.

L'alternance de septembre 2014 et la prise de pouvoir de la coalition entre socio-démocrates et écologistes a de nouveau fait émerger l'objectif de sortie du nucléaire. Si aucune décision n'a été prise jusque-là, la coalition a néanmoins déjà engagé l'élaboration d'un scénario 100 % renouvelable et a affirmé vouloir renforcer l'objectif 2020 de développement d'énergies renouvelables.

L'électrification a été particulièrement marquante dans les secteurs du bâtiment (résidentiel et tertiaire) et dans l'industrie. Alors que le pétrole occupait une part prédominante dans les deux secteurs en 1970 (respectivement 72 % et 48 %), il a progressivement été substitué par l'électricité (respectivement 49 % dans les bâtiments et 36 % dans l'industrie) d'une part et la biomasse d'autre part, à travers le développement des réseaux de chaleur pour les bâtiments, et la valorisation énergétique des co-produits de l'industrie du papier et du bois dans l'industrie.



Graphique 10. Consommation finale dans le secteur résidentiel tertiaire et dans l'industrie (TWh)
Source : Enerdata

Le système électrique suédois est entièrement intégré dans le marché régional nordique composé du Danemark, de la Norvège, de la Suède et la Finlande. Cette plateforme régionale s'est développée suite au processus européen de libéralisation des marchés électriques initié dans les années 1990. Le marché nordique est ainsi aujourd'hui l'un des plus intégrés d'Europe : 77 % de l'électricité consommée dans la région est vendue sur le marché spot (marché infrajournalier et du jour au lendemain), contre 13 % en France. Et les services d'équilibre du réseau (balancing) sont assurés non pas au niveau des pays, mais au niveau de la région dans son ensemble pour améliorer la flexibilité du système. Les marchés de détail sont pour l'instant organisés sur une base nationale, mais un projet est en préparation pour les intégrer à l'échelle régionale.

Le marché suédois de l'électricité est entièrement libéralisé, bien que les acteurs historiques y conservent une influence considérable. Trois grands producteurs dominent ainsi le marché de la production électrique en Suède : l'entreprise publique suédoise Vattenfall (44 %), l'entreprise finlandaise Fortum (18 %) et l'allemand E. ON (17 %). Ces trois entreprises détiennent notamment des participations croisées dans les centrales nucléaires suédoises, poussant l'agence de régulation à régulièrement mettre en garde contre le risque de collusion.

Le réseau de transport est géré par l'opérateur public Svenska Kraftnät, tandis que 170 entreprises locales et régionales (généralement sous contrôle public) gèrent les réseaux de distribution.

Il y a de plus 120 fournisseurs d'électricité, mais les trois acteurs dominants de la production représentent à eux seuls près de 50 % de la fourniture. De nombreuses villes disposent encore de régies publiques, mais celles-ci sont toujours mises en concurrence avec les acteurs privés en l'absence de tarifs réglementés ou de règles de monopole local.

Autre fait majeur : depuis 2011, la totalité des consommateurs suédois sont équipés de compteurs communicants et la facturation mensuelle sur consommation exacte est devenue la norme. L'apparition des compteurs communicants a également fait émerger de nouveaux modèles de contrats : ainsi, les contrats à tarif variable (en fonction du prix du marché mensuel) sont aujourd'hui les plus présents chez les ménages suédois, suivi par les contrats à tarif stable sur une période de 1 à 3 ans. Par ailleurs, dans aucun pays européen, les consommateurs ne changent plus souvent de fournisseur qu'en Suède : en moyenne 11 % de consommateurs par an, tandis que 24 % supplémentaires renégocient leurs contrats chaque année.

Le prix moyen de l'électricité pour les ménages suédois (toutes taxes comprises) se situe dans la moyenne européenne à 204 €/MWh, et reste 28 % plus cher que le tarif français. Hors inflation, le prix de l'électricité a augmenté d'environ 50 % en Suède depuis le début des années 2000, mais reste de manière générale très variable en fonction des conditions climatiques et son impact sur les marchés de gros.

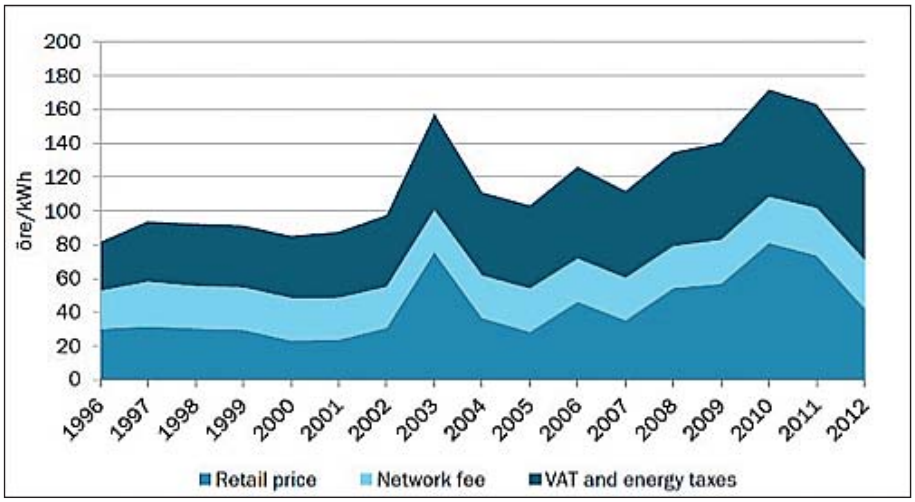
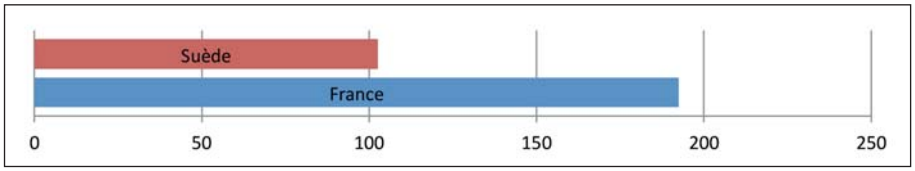


Fig 11 : Variations du coût total de l'électricité pour les consommateurs domestiques chauffés à l'électricité

2.4 - La performance énergétique des bâtiments : quelques indicateurs

En raison de son climat difficile en hiver, la performance énergétique des bâtiments suscite une forte attention en Suède. En effet, le nombre de degrés-jours de chauffage de référence est presque deux fois plus élevé en moyenne en Suède qu'en France : 3 855 contre 2 060. Ainsi, si en absolu la consommation d'énergie de chauffage par logement est sensiblement la même dans les deux pays (1,23 tep par an), la différence est considérable si l'on rapporte ces chiffres au climat européen normalisé : **à climat identique, un logement suédois consomme quasiment moitié moins d'énergie pour le chauffage par m² qu'un logement français (graphique 10)**. De même, une étude récente de l'association britannique pour l'efficacité énergétique affirme que les murs des maisons suédoises sont en moyenne 3 fois mieux isolés qu'en Angleterre[6].

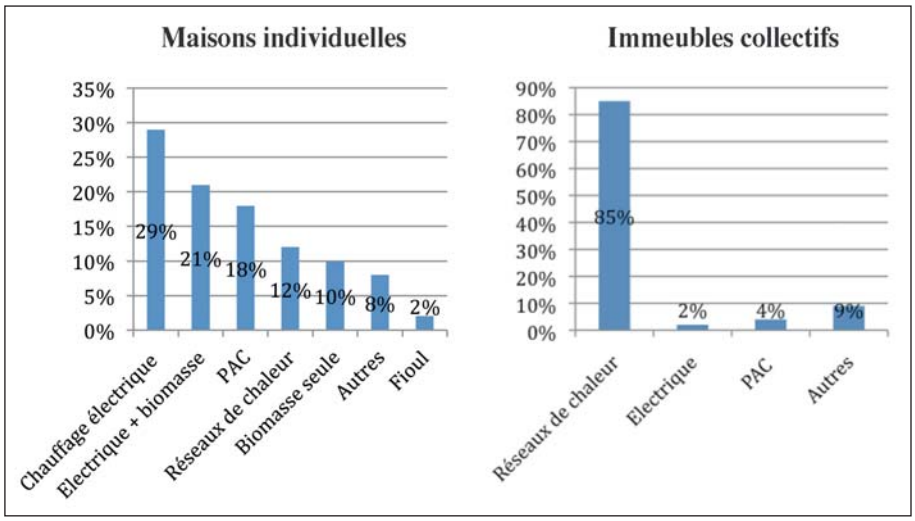


Graphique 12. Consommation d'énergie de chauffage par m² à climat européen normalisé (kwh/an)
Source : Enerdata

Contrairement à la France, les immeubles collectifs représentent la majorité du parc de logements suédois (56 % contre 43 % en France). La distinction par type de bâtiment est essentielle en Suède, puisqu'elle a des répercussions directes sur le choix des systèmes de chauffage : tandis que la grande majorité (85 %) des immeubles collectifs (généralement situés dans les aires urbaines) sont connectés aux réseaux de chaleur locaux, les maisons individuelles, le plus souvent situées hors du périmètre des réseaux de chaleur, affichent une proportion plus importante de chauffages électriques, que ce soit par effet joule ou encore par pompe à chaleur.

6 - Association for the Conservation of Energy (2013) : Energy efficiency and excess winter deaths : Comparing the UK and Sweden.

Concernant le chauffage électrique, il est intéressant de noter que la Suède a suivi une politique similaire à celle de la France. Dans un premier temps, le chauffage électrique a été soutenu financièrement dans les années 1970 et 1980 en lien avec l'électrification, avant d'être mis à l'écart à partir des années 2000. En France, c'est la réglementation thermique 2012 qui réduit l'usage des chauffages électriques par effet joule à quelques cas exceptionnels dans le neuf. En Suède, une prime au remplacement de chauffages électriques dans les logements existants a été mise en œuvre dans les années 2000. Et le chauffage électrique direct n'est plus du tout présent dans les constructions neuves, remplacé en grande partie par les pompes à chaleur[7].



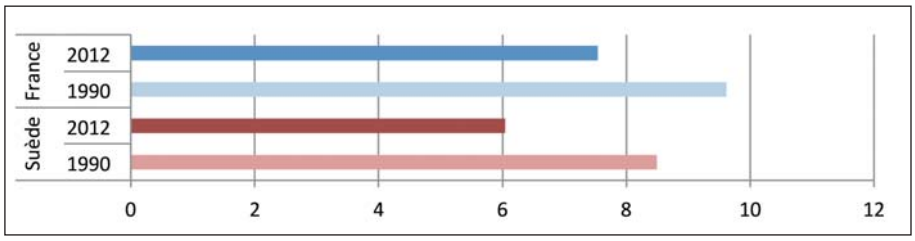
Graphique 13. Répartition des logements suédois par mode de chauffage (2012)
Source : Agence de l'énergie suédoise 2013

2.5 - Les émissions de gaz à effet de serre

Conformément à son mix énergétique comparativement peu intense en énergies fossiles, la Suède affiche un bilan d'émissions de gaz à effet de serre (GES) assez réduit par rapport à la moyenne européenne. Selon les données officielles de la CCNUCC[8], les émissions totales de GES (hors UCTF[9]) s'élevaient à 58 Mt. CO_2eq en 2012, ce qui représente une baisse de 20 % par rapport à 1990.

Etant donné la faible intensité carbone du secteur électrique et des réseaux de chaleur, le secteur des transports représente de loin le premier secteur émetteur de CO_2 à 45 %, devant l'industrie et la production de chaleur et d'électricité.

Les émissions de GES par tête se situent également à un niveau relativement peu élevé, à 6 tonnes CO_2eq par habitant, contre 7,5 en France et une moyenne de 9 tonnes pour l'UE 28.



Graphique 14. Émissions de GES par habitant en France et en Suède (T. CO_2eq)

À noter que la Suède partage avec l'Allemagne l'objectif de réduction des émissions de GES le plus ambitieux de l'Union Européenne à l'horizon 2020 : -40 % par rapport à 1990 dans les secteurs non couverts par l'EU ETS.

7 - L'agence de l'énergie suédoise indique qu'au total, plus d'un million de pompes à chaleur étaient installées dans des maisons individuelles suédoises. En faisant l'hypothèse qu'il n'y ait qu'une seule PAC par maison, cela voudrait dire que plus de la moitié des maisons individuelles seraient équipées de PAC en chauffage principal ou d'appoint.

8 - Conférence-cadre des Nations Unies sur le changement climatique.

9 - Émissions liés à l'utilisation des terres, leurs changements et la forêt. Dans le cas de la Suède, l'inclusion ou non de l'UCTF dans le périmètre des émissions a un effet déterminant : en raison de sa forte couverture forestière, la Suède constitue un puits de carbone important. Ainsi, le bilan d'émissions avec UCTF est de 61 % inférieur au bilan traditionnel (57,6 – 35,4 = 22,2 Mt. CO_2eq). Si l'UCTF n'est pas pris en compte pour les objectifs du protocole de Kyoto, ou encore les objectifs européens, la question se pose quant à l'objectif national d'atteindre une « économie neutre en carbone » d'ici 2050.

L'expérience de la taxe carbone suédoise

La réforme de la fiscalité écologique en Suède remonte à 1991. Au-delà de l'introduction d'une taxe carbone (initialement à 27 €/T. CO_2), cette réforme a également créé une taxe sur les émissions de soufre (également focalisée sur les énergies fossiles), accompagnée d'une baisse de 50 % de la taxe sur l'énergie existante. Le niveau de la taxe carbone a régulièrement été revu à la hausse et se situe actuellement à environ 120 €/T. CO_2, mais ces hausses successives ont pour la plupart été compensés par des réductions fiscales ailleurs (taxation du travail en particulier). L'impact potentiel sur l'industrie a été amorti par la réduction d'autres taxes et un niveau moins élevé de la taxe carbone (30 % au lieu de 100 % pour les ménages). L'impact le plus visible de la taxe carbone a certainement été le basculement vers la biomasse dans les réseaux de chaleur : en effet, la réforme fiscale a significativement renforcé la compétitivité de la biomasse vis-à-vis du charbon et du fioul, en doublant le prix du charbon, et la production de chaleur à partir de biomasse a plus que quadruplé entre 1990 et 2010 pour atteindre 70 % de l'énergie utilisée. La question d'un renforcement de la taxe carbone se pose actuellement en lien avec l'objectif de décarbonation des transports : si la taxe à elle seule ne pourrait certainement pas créer le signal prix nécessaire pour encourager d'autres formes de mobilité (compétitivité entre véhicule électrique/biogaz et essence par exemple), elle peut néanmoins permettre d'accroître les fonds disponibles pour encourager l'innovation et accorder des subventions à la mobilité verte.

Enfin, la coexistence parallèle de la taxe carbone et du système d'échange européen de quotas CO_2 n'a pour l'instant posé aucun problème en Suède.

3 - La stratégie suédoise de transition énergétique : objectifs, instruments et défis futurs

Comme nous l'avons vu dans la première section, la Suède a déjà structurellement engagé sa transition énergétique depuis le premier choc pétrolier : décarbonation du secteur électrique, développement des énergies renouvelables dans les secteurs de l'électricité et de la chaleur et renforcement de l'efficacité énergétique dans les bâtiments. Enfin, en mettant en œuvre dès 1990 une taxe carbone, le pays a fait le choix de fournir un signal prix clair pour favoriser la decarbonation de l'économie sur le long terme. Cependant, le pays ne compte pas se reposer sur ses lauriers et affiche des objectifs ambitieux pour les prochaines décennies qui, bien que sa situation de départ soit favorable, représentent un énorme défi.

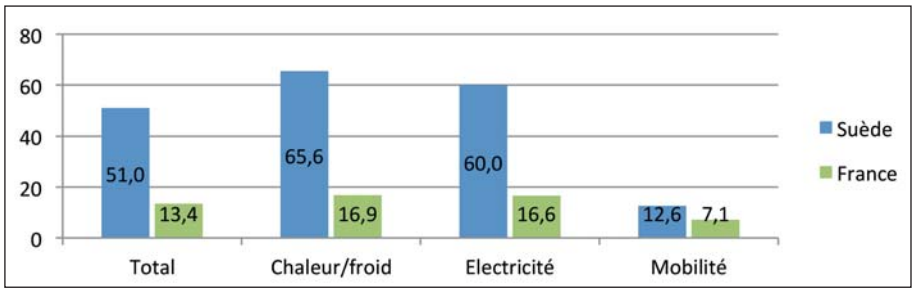
Les principaux objectifs de la transition énergétique en Suède	
2020	- Réduire des émissions de GES de -40% entre 1990 et 2020 - Augmenter la part des énergies renouvelables pour atteindre 50% de la consommation finale brute et 10% dans les transports - Eliminer l'usage des énergies fossiles dans le chauffage - Améliorer l'efficacité énergétique de 20%
2030	- Rendre le transport routier indépendant des énergies fossiles à l'horizon 2030
2050	**- Atteindre une économie neutre en carbone**

Ces objectifs méritent quelques explications afin d'évaluer leur ampleur et les défis futurs.

Tout d'abord en ce qui concerne l'objectif de réduction de GES à l'horizon 2020 : celui-ci est nettement plus élevé que la réduction exigée pour la Suède à travers le paquet énergie-climat européen pour 2020 dans le secteur non-ETS. Sous le système de partage d'effort, l'objectif assigné à la Suède est de -17 % par rapport à 2005. Si l'objectif européen pour la Suède a été quasiment réalisé dès 2012 (-14 %)[10], le chemin pour atteindre -40 % (par rapport à 1990) reste encore long. L'objectif reste atteignable, à condition que la Suède engage une véritable transition dans le secteur de la mobilité (conformément à son objectif 2030), qui représente le premier secteur émetteur hors-ETS (plus de 50 %). À noter également que la Suède se réserve la possibilité d'atteindre jusqu'à un tiers de l'objectif national 2020 par des réductions d'émissions dans des pays tiers, par exemple à travers le mécanisme de développement propre.

10 - Chiffres issus de la base de données Eurostat (t2020_35).

En ce qui concerne le développement des énergies renouvelables, la Suède a déjà réalisé dès à présent son objectif 2020 : dès 2012, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute[11] a atteint 51 % du total. Le progrès réalisé par la Suède depuis 10 ans est considérable, notamment dans les secteurs de l'électricité et de la chaleur, avec une part en augmentation de 10 % (électricité) et 20 % (chaleur) depuis 2004. Afin de conforter cette dynamique, le pays s'est doté de deux objectifs supplémentaires d'ici 2020 : l'objectif d'électricité renouvelable additionnelle couvert par le dispositif des certificats verts a été porté de 17 TWh à 25 TWh (d'ici 2020) afin de ne pas freiner le développement. Du côté de la chaleur, le gouvernement a fixé l'objectif d'éliminer les énergies fossiles pour le chauffage d'ici 2020.



Graphique 15. Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute en 2012 (%)
Source : Eurostat 2014

L'objectif d'efficacité énergétique que s'est fixé la Suède dans le cadre de l'objectif européen pour 2020 est comparativement moins ambitieux. En effet, plutôt que de viser une réduction en valeur absolue (par rapport à une valeur de référence), l'objectif suédois vise à atteindre une réduction de l'intensité énergétique du PIB de 20 % entre 2008 et 2020. Cet objectif est complété par un objectif sectoriel sur les bâtiments : réduire la consommation annuelle par m² de 20 % entre 1995 et 2020, et de 50 % entre 1995 et 2050. Bien que partant d'un niveau d'efficacité énergétique global relativement élevé (notamment pour les bâtiments), l'ambition plutôt faible du volet efficacité énergétique dans la stratégie suédoise est clairement une faiblesse stratégique. Par ailleurs, étant donné le niveau très élevé de consommation d'électricité par habitant (cf. graphique 6), l'absence d'objectif spécifique sur l'efficacité électrique est regrettable, bien que la stratégie politique vise à éliminer à terme le chauffage électrique par effet joule[12].

L'objectif de moyen terme d'un parc de véhicules « indépendant » des énergies fossiles d'ici 2030 est à la fois ambitieux et ambigu dans sa formulation. En effet, alors que cet objectif suggérait dans un premier temps d'éliminer les carburants fossiles dans les transports routiers, la définition retenue dans le rapport de la commission dédiée à cette question fin 2013 propose une autre approche : *« The Commission has defined a fossil-fuel-independent vehicle fleet as a road transport system whose vehicles are driven primarily by biofuels or electricity »*[13]. Cela suppose qu'une flotte de véhicules hybrides – bien que fonctionnant en partie à l'énergie fossile – serait à priori suffisante pour atteindre l'objectif. En parallèle, la commission a proposé un objectif de réduction des GES dans les transports routiers de 80 % d'ici 2030, qui n'a cependant pas été transposé dans la loi pour l'instant.

De plus, malgré de nombreuses réussites sur la mobilité durable[14], le sujet des véhicules individuels reste épineux en Suède : la consommation moyenne du parc de véhicules est actuellement plus élevée en Suède qu'en France (8L/100 km contre 6,8 en France), et le bilan est encore plus défavorable en ce qui concerne les véhicules neufs[15]. À ce stade, à défaut d'une hausse significative, le signal prix donné par la taxe carbone suédoise paraît donc insuffisant pour guider les investissements vers des véhicules plus propres, et l'introduction d'un système de bonus-malus à la française est actuellement en discussion, tout comme la notion d'une convergence de la fiscalité entre l'essence et le diésel d'ici 2020.

La question des biocarburants constitue un autre sujet essentiel pour la Suède. Si des progrès rapides ont été réalisés depuis 2004, avec une part des biocarburants en hausse de 4 % à 13 % en 2012, l'avenir paraît plus incertain. Les ventes de véhicules dédiés (éthanol) ont chuté récemment et malgré un programme dédié, les ventes de véhicules au gaz naturel véhicule (en lien avec des installations de biogaz) peinent à décoller. Un constat similaire peut être porté sur les véhicules électriques qui ne

11 - Selon les normes européennes, la consommation finale brute inclut la consommation finale, l'autoconsommation du secteur énergétique (pour l'électricité et la chaleur) ainsi que les pertes de distribution.

12 - Cet objectif a été introduit dès le début des années 2000, sans être associé à un calendrier spécifique. Entre 2006 et 2010, une subvention à l'investissement à hauteur de 30 % était accordée en cas de remplacement d'un chauffage électrique à effet joule par une solution plus efficace (réseau de chaleur, PAC, biomasse).

13 - Executive Summary du rapport de la commission suédoise pour la mobilité en 2030.

14 - À titre d'exemple : la part de la mobilité douce (vélo en particulier) en milieu urbain, le réseau de transports publics et la part relativement importante du transport ferroviaire et maritime de marchandises.

15 - Comparé à la moyenne européenne, les suédois achètent davantage de gros véhicules, avec un poids moyen et des émissions moyennes ($g.CO_2/km$) plus importants : 1 521 kg (135,4 g. CO_2/km), contre 1 386 kg (124 g) pour la France et 1 249 kg (117 g) pour le Denmark. EEA (2013) : Monitoring CO_2 emissions from new passenger cars in the EU : summary of data for 2012.

bénéficient pas d'une aide à l'investissement (en dehors d'un avantage fiscal réduit). Enfin, à ce stade, aucune orientation claire ne semble apparaître dans la stratégie nationale sur la limitation des besoins de mobilité et sur des mesures concrètes pour favoriser le transfert modal.

En ce qui concerne l'objectif de long terme d'atteinte d'une économie « neutre en carbone », il est à ce stade difficile d'en évaluer précisément la faisabilité, étant donné l'horizon de temps considéré. Néanmoins, si la Suède se place sur une trajectoire compatible avec ses objectifs de moyen terme, cet objectif ne semble pas hors de portée. En effet, avec un secteur électrique déjà quasiment décarboné, un secteur de la chaleur qui devrait l'être d'ici 2020 (selon les objectifs fixés), beaucoup dépendra de la mise en œuvre de la stratégie 2030 et de l'effort de réduction dans le secteur des transports. Les émissions du secteur industriel pourraient être facilement compensées par les puits carbone existants, ouvrant de fait la perspective d'une économie neutre en carbone.

4 - Conclusion

Malgré son caractère exploratoire et superficiel vis-à-vis des nombreux aspects techniques et de gouvernance à considérer dans l'étude du cas suédois, l'analyse a permis d'illustrer que la transition énergétique est bien engagée et ancrée dans le paysage suédois. Au-delà de ses nombreux avantages naturels, notamment pour la biomasse et l'hydroélectricité, la Suède témoigne ainsi d'une véritable volonté de réaliser une transition ambitieuse, afin d'aboutir à une économie neutre en carbone d'ici 2050.

Engagée après le choc pétrolier de 1973 autour d'un effort substantiel de réduction de la consommation d'énergies fossiles dans les secteurs de la chaleur et de l'électricité, la transition suédoise lui confie un rôle précurseur dans de nombreux domaines. Cet effort est particulièrement visible sur deux aspects clés : la mise en place et le renforcement progressif de la réforme fiscale écologique autour de la taxe carbone et le développement des réseaux de chaleur et de la cogénération à l'échelle locale en lien avec la valorisation de la biomasse.

Au-delà de la transformation technologique, ce processus démontre également l'importance cruciale d'un autre aspect de la transition suédoise, peu abordé dans cet article mais qui devrait faire l'objet d'analyses approfondies pour nourrir le débat français : la gouvernance du système énergétique et l'important pouvoir accordé historiquement aux acteurs locaux pour développer des systèmes intégrés. En effet, si la taxe carbone a effectivement joué un rôle clé dans le fuel switch des réseaux de chaleur vers la biomasse, le développement de ces réseaux (et l'articulation forte avec la gestion des déchets) illustre avant tout la réussite du modèle de gouvernance locale, fondé sur l'articulation entre les régies municipales et la planification territoriale intégrée[16].

À moyen et long terme, les objectifs très ambitieux de la Suède font apparaître de nouveaux défis et d'importantes incertitudes qui pourraient déstabiliser le système suédois. En premier lieu, l'objectif d'un parc de véhicules « libre de carbone » d'ici 2030, exigera une transformation structurelle dont l'ampleur doit encore être mesurée et qui exigera un ensemble de nouveaux instruments politiques pour guider cette dynamique. En effet, il est peu probable qu'une hausse de la taxe carbone suffise pour déclencher les transformations nécessaires sur le plan technologique et surtout, au niveau de l'aménagement des territoires et du transfert modal. Néanmoins, **le fait que la Suède ait décidé de placer la question de la mobilité au cœur de sa stratégie de transition d'ici 2030 reste un signe de volontarisme politique fort, dans un contexte européen où la question électrique continue souvent à monopoliser les débats.**

En second lieu, de nombreux observateurs pointent du doigt un paradoxe du modèle suédois qui pose question. En effet, alors que l'atteinte des objectifs très ambitieux de long terme exigera un effort d'innovation très important (sur le plan technologique mais aussi organisationnel), l'action politique de court terme reste en majorité gouvernée par une confiance forte envers les instruments de marché, propice à réduire les coûts des réductions d'émission à court terme, mais beaucoup moins à générer cet effort d'innovation dont le pays aura besoin à moyen et long terme.

Enfin, malgré les annonces de la nouvelle coalition au pouvoir depuis septembre 2014 (socio-démocrates et Verts) de revenir à un projet de sortie du nucléaire, la question reste soumise à d'importantes incertitudes qui doivent être clarifiées rapidement vu que la Suède connaît les mêmes risques associés à un parc nucléaire vieillissant que la France. La définition d'une stratégie de long terme sur le mix électrique serait aussi l'opportunité de mettre en œuvre un réel plan d'efficacité électrique, un aspect sur lequel la Suède démontre les mêmes symptômes que la France.

16 - Dès 1977, le cadre légal suédois mettait en avant le rôle des municipalités dans la mise en œuvre de la politique énergétique, encourageant les collectivités à intégrer les mesures d'efficacité et de production énergétique autonome dans la planification territoriale, en lien avec les plans d'urbanisation. Di Lucia/Ericsson (2014) : Low –carbon district heating in Sweden – Examining a successful energy transition. Energy Research & Social Science N° 4.

L'énergie au Japon en suite à Fukushima 2010-2013

Bernard Laponche

Cet article a pour objet l'évolution du système énergétique du Japon entre les années 2010 et 2013, afin d'analyser les conséquences sur ce système de la baisse brutale de la production d'électricité d'origine nucléaire engendrée par la catastrophe de la centrale nucléaire de Fukushima en mars 2011. Cette évolution entre l'avant et l'après Fukushima est placée en perspective sur la période 1990-2013. À la fin de chaque chapitre, une comparaison des principales grandeurs entre l'Allemagne, la France et le Japon permet de placer celui-ci dans le cadre international.

Les données utilisées dans ce document proviennent, sauf mention contraire, de la base de données ENERDATA.

Résumé

Le produit intérieur brut (PIB) du Japon se retrouve en 2013 nettement au-dessus (2,8 %) de sa valeur en 2010.

Le secteur de l'électricité, le plus directement touché par la catastrophe de Fukushima, a vu la consommation finale baisser de 9,3 % entre 2010 et 2013 et la « compensation » de la perte de la production nucléaire (-275 TWh) par l'augmentation (à une valeur plus faible : 172,6 TWh) de la production thermique classique, à partir du pétrole et surtout du gaz et, à un degré moindre, du charbon.

Entre ces deux années, la consommation finale totale d'énergie (tous secteurs confondus) diminue de 4,6 % et la consommation primaire de 9,6 %. L'augmentation de la consommation primaire de combustibles fossiles de 30 Mtep, dont 20 Mtep de gaz, est à mettre en regard de la perte, en énergie primaire, de 70 Mtep de nucléaire dans le bilan global.

Depuis 1990, les intensités énergétiques ont augmenté jusqu'en 2000 puis ont décru de façon sensible au-delà, baisse qui se maintient en énergie primaire comme en énergie finale entre 2010 et 2013 (baisse respectivement de 13 % et 8 %).

En ce qui concerne les émissions de gaz carbonique (CO_2) et la facture énergétique extérieure (le Japon important les combustibles fossiles), les conséquences de la perte de la production nucléaire sont loin d'être négligeables mais nettement moins élevées qui ce qui était attendu et est souvent prétendu. Les émissions totales de CO_2 ont fortement augmenté entre 1990 et 2007 pour baisser ensuite par le double effet de la crise économique et de la montée en puissance du nucléaire. Entre 2010 et 2013, les émissions du secteur énergétique augmentent de 22 % mais les émissions totales de seulement 7 % : les émissions de 2013 se situent au niveau de celles de 2006.

La facture énergétique du Japon est passée de 195 milliards de dollars (Md$) en 2010 à 285 Md$ en 2013. Augmentation considérable de 46 %, mais dont 40 % sont à imputer à l'augmentation des prix des énergies importées et surtout du pétrole et 6 % seulement à la chute de la production d'électricité d'origine nucléaire.

Enfin, les énergies renouvelables, photovoltaïque surtout et éolien à un degré moindre, connaissent des développements importants. En 2013, le Japon est le quatrième pays au monde pour la puissance photovoltaïque installée. Les innovations les plus intéressantes portent sur les éoliennes et les centrales solaires « flottantes », tandis que les objectifs officiels sont ambitieux sur la gamme des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité.

Préambule : Évolution de l'économie

Sur longue période

La population croît de 123,5 millions à 128 millions entre 1990 et 2004 et se stabilise ensuite à environ 128 millions d'habitants.

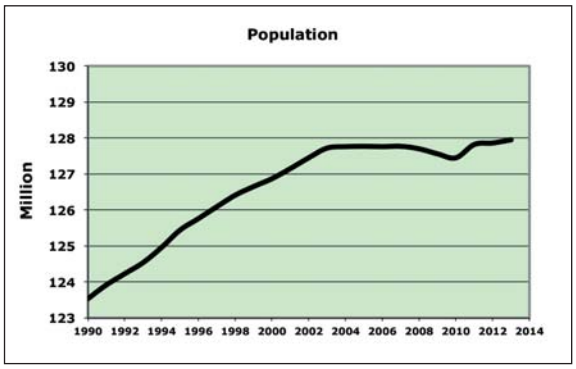
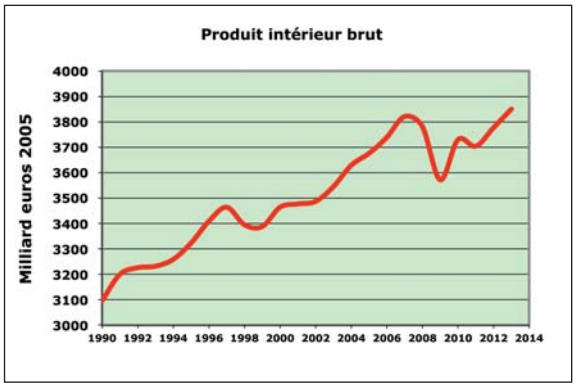
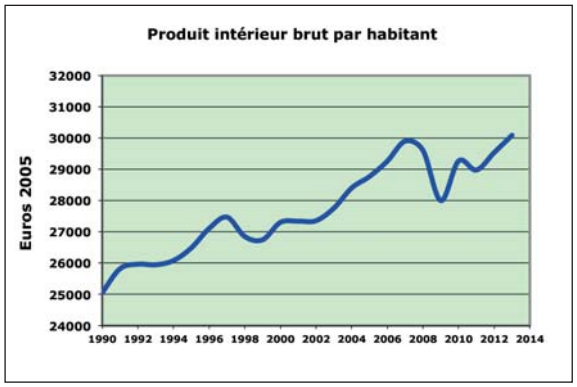


Figure 1

Le PIB croît de façon régulière et globalement linéaire de 1990 (3 097 Md €) à 2007 (3 821 Md €) de 42,5 Md € en moyenne annuelle. Puis, il connaît une baisse sensible en 2008 (3 781), puis 2 009 (3 572) du fait de la crise financière mondiale, pour remonter à 3 730 Md € en 20101. Il atteint 3 850 Md € en 2013, après une légère baisse en 2011 (3 704).





Figures 2 et 3

En ce qui concerne les valeurs ajoutées sectorielles, celle de l'industrie reste à peu près stable sur la période 1990-2013 (1 100 à 1 050 Md€), celle des services augmente nettement (1 910 à 2 729 Md€), celle de l'agriculture baisse (81 à 60 Md€). La part de l'industrie dans la somme des valeurs ajoutées diminue par conséquent de 35,6 % en 1990 à 27,3 % en 2013.

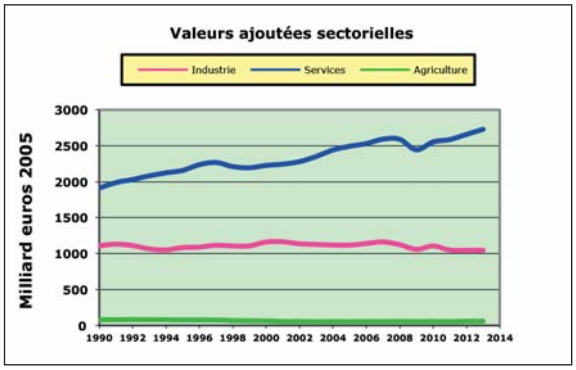


Figure 4

1 - Entre 2009 et 2010, le PIB a augmenté de 3,8 % et la consommation finale d'énergie de 4,4 %.

De 2010 à 2013

Lorsque l'on compare l'année 2011 à l'année 2010, ce qui frappe le plus est la faible diminution du PIB : 0,7 %. Si l'on admet que le premier trimestre de 2011 a été comparable à celui de 2010, cela signifie une baisse d'environ 1 % du PIB sur les trois derniers trimestres, ce qui tout à fait étonnant et remarquable, vu le tremblement de terre, le tsunami et la catastrophe nucléaire d'avril 2011. On ne saurait cependant oublier qu'une partie de ce PIB (symbole de « croissance » ?) est constituée de la réparation des dégâts, tout au moins matériels, de ces catastrophes.

En 2013 la valeur du PIB est supérieure de 3,2 % à sa valeur en 2010.

Le PIB par habitant, après avoir baissé de 1 % entre 2010 et 2011, se retrouve en 2013 à 2,8 % au-dessus de sa valeur en 2010.

Indicateurs	Unité	2010	2011	2012	2013	2013-2010	/2010 en %
Population	million	127,45	127,82	127,86	127,95	0,5	*0,4*
PIB	**milliard € 2005**	**3730**	**3704**	**3777**	**3850**	**120**	***3,2***
VA Industrie	milliard € 2005	1106	1049	1046	1046	-60	*-5,4*
VA Services	milliard € 2005	2553	2586	2657	2729	176	*6,9*
VA Agriculture	milliard € 2005	56	54	58	60	4	*7,1*
PIB par habitant	***€ 2005***	***29268***	***28979***	***29538***	***30091***	***823***	***2,8***

Tableau 1 : Évolutions macroéconomiques

Si l'on analyse les valeurs ajoutées, on voit qu'en ordres de grandeur, les services (secteur tertiaire) représentent en 2013 plus des deux tiers du PIB (70,9 %), l'industrie 27,2 % et l'agriculture 1,6 %.

Sur la période 2010-2013, la valeur ajoutée de l'industrie reste en dessous de sa valeur de 2010 (- 5,4 %), celle des services (secteur tertiaire) augmente (+6,9 %) et celle de l'agriculture augmente de 7,1 %.

Comparaison internationale

	Unité	2010			2013			2013-2010/2010 en %		
		Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon
Population	million	81,78	65,08	127,45	81,62	66,15	127,95	-0,2	1,6	0,4
PIB	Md €	2379,4	1771,6	3730,2	2485,6	1805,2	3850,3	4,5	1,9	3,2
PIB/hab	€	29095	27222	29268	30453	27289	30092	4,7	0,2	2,8
Part VA Industrie	%	*30,2*	*21,5*	*29,8*	*28,7*	*21*	*27,3*	*-5*	*-2,3*	*-8,4*

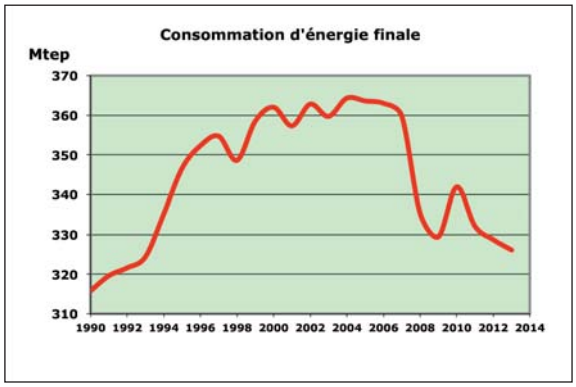
Tableau 2 : Comparaison économique

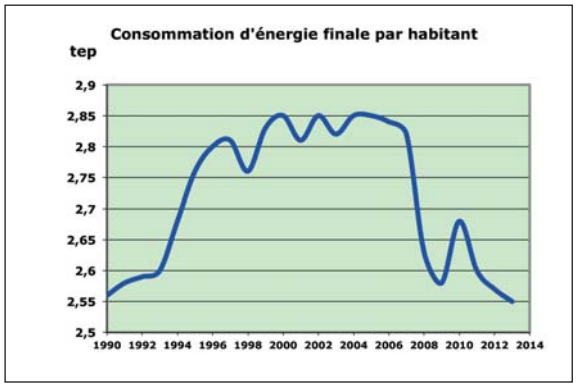
Les PIB par habitant de l'Allemagne et du Japon sont très voisins, celui de la France leur est inférieur de 6,5 %. Ils augmentent entre 2010 et 2013 pour les trois pays mais de façon inégale, celui de la France restant à peu près au même niveau en 2013 qu'en 2010. La part de l'industrie dans la somme des valeurs ajoutées sectorielles diminue dans les trois pays et plus fortement au Japon. Elle est nettement plus faible en France que dans les deux autres pays.

1. Du côté de la demande

1.1 Évolution de la consommation d'énergie finale

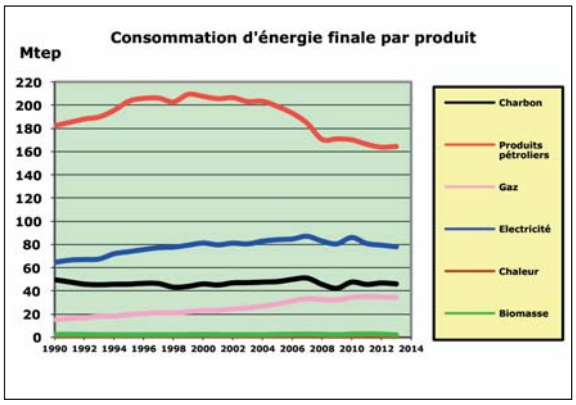
Sur longue période

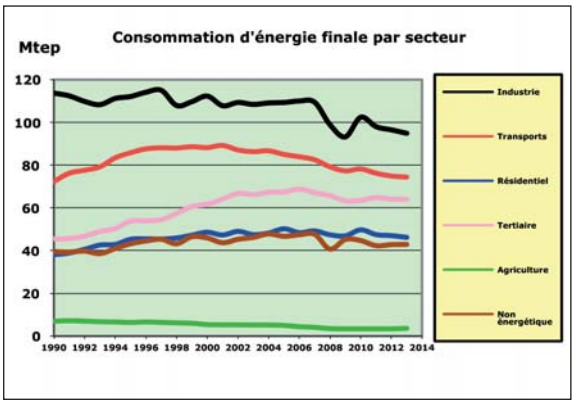




Figures 5 et 6

La consommation d'énergie finale, totale ou par habitant, augmente fortement entre 1990 (315,8 Mtep et 2,56 tep/habitant) et 1997 (354,7 Mtep et 2,81 tep/habitant), puis plus faiblement jusqu'en 2004 (364,3 Mtep et 2,85 tep/habitant) pour connaître une baisse sensible sur 2008 et 2009 (329,45 Mtep et 2,58 tep/habitant) et une forte remontée en 2010 à, respectivement, 341,9 Mtep et 2,68 tep par habitant. Elle diminue ensuite jusqu'en 2013 (respectivement 326,1 Mtep et 2,55 tep), alors que le PIB a augmenté.





Figures 7 et 8

L'évolution de la consommation d'énergie finale par produit met en évidence la part prépondérante des produits pétroliers sur l'ensemble de la période, avec cependant une baisse sensible (en valeur absolue et en pourcentage) à partir de 2005 : 182 Mtep en 1990 (58 %) et 209 Mtep (58 %) en 1999, 199 Mtep (55 %) en 2005 et 164 Mtep (50 %) en 2013.

L'électricité vient en second avec une stabilisation autour de 80 Mtep à partir de la fin des années 1990 (la part de l'électricité augmente de 20,4 % en 1990 à 23,9 % en 2013). Même stabilité du charbon autour de 40 Mtep et augmentation régulière du gaz de 15,2 Mtep en 1990 à 34,4 Mtep en 2013.

Tout au long de la période, le secteur de l'industrie reste le premier consommateur, avec une lente décroissance de 114 Mtep en 1990 à 95 Mtep en 2013. Le secteur des transports connaît une évolution comparable à celle des produits pétroliers, ce qui est logique, et sa consommation retrouve en 2013 son niveau de 1990 (74,4 Mtep en 2013 contre 72,4 Mtep en 1990), après un maximum à 89,2 Mtep en 2001. Si l'on ajoute les consommations du résidentiel et du tertiaire, on constate que le secteur des bâtiments (plus l'éclairage public) constitue le premier consommateur à partir de 2001 : 83,4 Mtep en 1990, 111,4 Mtep en 2001, 117,4 Mtep en 2005, 110,2 Mtep en 2013.

Remarque :

La consommation d'énergie finale de charbon, essentiellement d'ailleurs celle de l'industrie, comprend, outre la consommation directe de charbon (charbon bitumineux et charbon à coke), la consommation des produits dérivés de l'industrie du charbon et de la sidérurgie (coke, gaz de cokeries, gaz de hauts-fourneaux, gaz d'aciérie, goudron de houille). La consommation finale de charbon inclut donc une certaine quantité de produits dérivés de l'industrie du charbon, le reste des gaz dérivés étant consacré à la production d'électricité (voir paragraphe 2.1).

De 2010 à 2013

Le tableau 3 présente le bilan des consommations d'énergie finale par produit et par secteur pour les années 2010, 2011, 2012 et 2013.

PAR PRODUIT - Mtep	2010	2011	2012	2013	2013-2010	/2010 en %
Charbons	47,6	45,6	46,8	46	-1,54	-3,23
Produits pétroliers	170,1	166,3	163,8	164,4	-5,61	-3,3
Gaz	34,4	35,2	34,8	34,4	0,04	0,12
Electricité	86	80,8	79,4	78	-7,97	-9,27
Chaleur	1,2	1,1	1,1	1	-0,14	-12,36
Biomasse	2,8	3	2,8	2,2	-0,58	-21,04
TOTAL	**341,9**	**332,1**	**328,7**	**326,1**	**-15,8**	**-4,62**
PAR SECTEUR - Mtep	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2013-2010**	**/2010 en %**
Industrie	102,4	98	96,5	94,9	-7,54	-7,36
Transports	78,2	76,2	74,9	74,4	-3,8	-4,86
Résidentiel	49,7	47,5	47	46,2	-3,44	-6,92
Tertiaire	63,5	64,8	64,1	64	0,56	0,88
Agriculture	3,4	3,4	3,4	3,6	0,18	5,14
Usages non énergétiques	44,7	42,3	42,8	42,9	-1,76	-3,93
TOTAL	**341,9**	**332,1**	**328,7**	**326,1**	**-15,8**	**-4,62**
Par habitant	*2,68*	*2,6*	*2,57*	*2,55*		

Tableau 3 : Consommation d'énergie finale par produit et par secteur

La consommation finale d'énergie a baissé de 15,8 Mtep entre 2010 et 2013. Les consommations finales de charbon et de produits pétroliers ont baissé de 3,4 %, la consommation de gaz est restée constante et la consommation d'électricité a baissé de 9,3 %. Les baisses importantes de la part de la chaleur et de la biomasse ne sont pas vraiment significatives au vu des faibles valeurs absolues

Le seul secteur consommateur important dont la consommation augmente très légèrement entre 2010 et 2013 est le secteur tertiaire. Par contre les réductions de consommation sont notables dans l'industrie (- 7,3 %), les transports (- 4,9 %) et le résidentiel (- 7,0 %). L'ensemble des bâtiments des secteurs résidentiel et tertiaire (y compris pour celui-ci l'éclairage public) consomme 110,2 Mtep en 2013, soit 33,8 % de la consommation finale d'énergie (et 38,9 % de la consommation énergétique finale qui exclut les consommations des usages non énergétiques).

Comparaison internationale sur la consommation finale d'énergie

	Unité	2010			2013			2013-2010/2010 en %		
		Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon
CEF*	Mtep	235,1	165,6	341,9	233,4	159,7	326,1	-0,7	-3,6	-4,6
CEF/hab.	tep	2,88	2,54	2,56	2,86	2,41	2,55	-0,7	-5,1	-0,4
Part Pétrole	%	40,3	43,1	49,7	40,6	42,9	50,4	0,7	-0,5	1,4
Part électricité	%	19,3	23,1	25,1	18,7	23,7	23,9	-3,1	2,6	-4,8

Tableau 4 : Comparaison en énergie finale

** CEF : consommation d'énergie finale.*

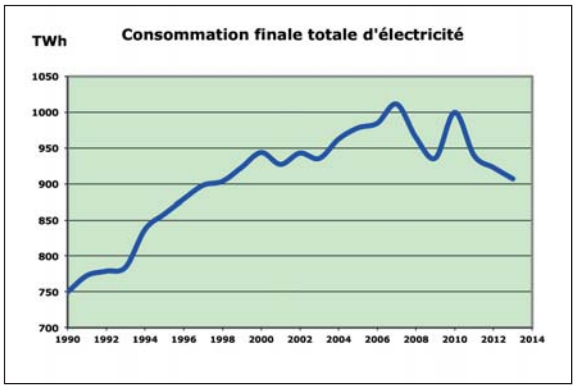
La consommation finale totale par habitant est plus élevée en Allemagne. La part du pétrole est plus importante au Japon tandis que celle d'électricité est plus importante en France.

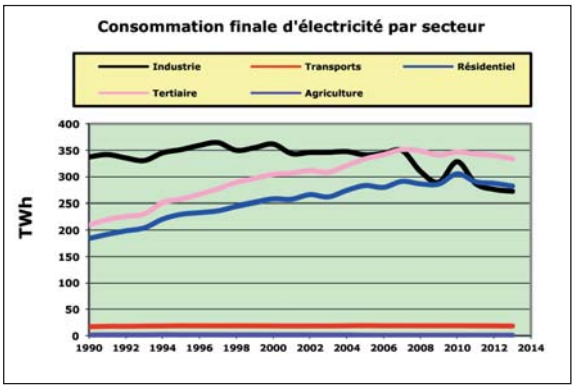
1.2 Évolution de la consommation finale d'électricité

Sur longue période

La consommation totale d'électricité a augmenté régulièrement et de façon quasi linéaire de 1990 (750 TWh) à 2007 (1011 TWh), soit autour de 15 TWh par an. On retrouve, comme pour l'énergie totale, la baisse de consommation en 2008 et 2009 due à la crise financière et économique (936 TWh en 2009) et la remontée à 1000 TWh en 2010, puis la baisse les trois années suivantes (907 TWh en 2013).

La répartition par secteur montre, à partir d'une situation de nette domination de l'industrie en 1990 (45 %), la convergence des trois grands secteurs consommateurs. Le tertiaire dépasse l'industrie à partir de 2007. Le transport et l'agriculture restent à de faibles niveaux de consommation.





Figures 9 et 10

De 2010 à 2013

TWh	2010	2011	2012	2013	2013 - 2010	/2010 en %
TOTAL	999,7	939,4	922,7	907	-92,7	-9,3%
Industrie	328,2	286,7	275,9	272,2	-56	-17,1%
Transports	18,9	18,7	18,6	18,3	-0,6	-3,2%
Résidentiel	305,3	290,2	287,3	282	-23,3	-7,6%
Tertiaire	346,5	342,9	339,9	333,6	-12,9	-3,7%
Agriculture	0,9	0,9	0,9	0,9	0	0%

Tableau 5 : Les consommations finales d'électricité par secteur

La consommation finale totale d'électricité a baissé de 9,3 % entre 2010 et 2013. Celle de l'industrie a baissé à un taux nettement plus élevé que la baisse de sa valeur ajoutée (-5,4 %). Baisse également dans les transports, le résidentiel et le tertiaire. On peut raisonnablement attribuer la baisse des consommations d'électricité à des actions d'efficacité et de sobriété énergétiques. En 2013, la somme des consommations du résidentiel et du tertiaire, soit la consommation dans tous les bâtiments (sauf bâtiments industriels) plus l'éclairage public, s'élève à 615,6 TWh, soit 68 % de la consommation finale totale d'électricité. C'est un secteur dont le potentiel d'économies d'électricité est considérable.

Comparaison internationale sur la consommation finale d'électricité

	Unité	2010			2013			2013-2010/2010 en %		
		Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon
Cons. totale	**TWh**	529	444,1	999,7	507,3	440,8	907	-4,1	-0,7	-9,3
Par hab.	**kWh**	6468	6824	7844	6215	6663	7089	-3,9	-2,4	-9,6
Industrie	**%**	*42,6*	*26,6*	*32,8*	*42,6*	*25,6*	*30*	*0*	*-3,8*	*-8,5*
Bâtiments	**%**	*52,5*	*69*	*65,2*	*52,5*	*69,6*	*67,9*	*0*	*0,9*	*4,1*

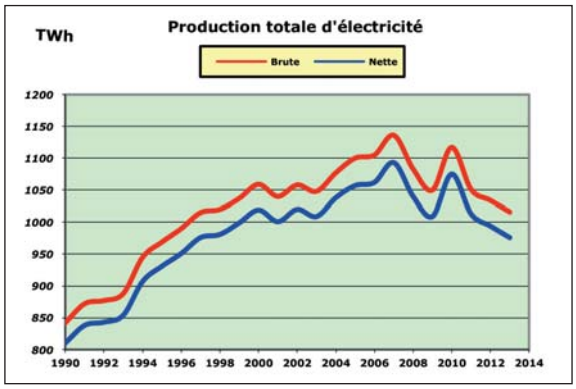
Tableau 6 : Comparaison en électricité finale

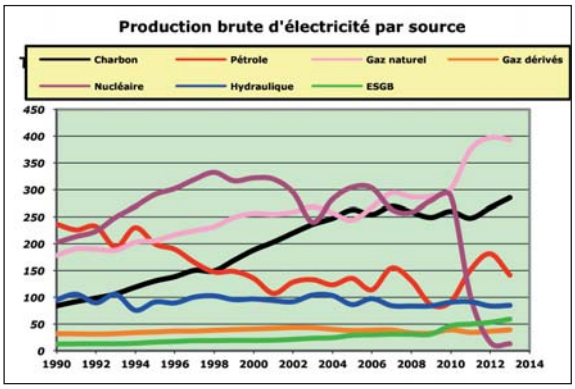
La consommation finale d'électricité par habitant est nettement plus élevée au Japon qu'en France et en Allemagne. La part de l'industrie dans cette consommation est la plus faible en France et très nettement plus élevée en Allemagne. Par contre, la part de la consommation dans les bâtiments (secteur résidentiel et tertiaire incluant l'éclairage public) est 17 à 15 % plus élevée en France et au Japon.

2. Du côté de l'offre

2.1 La production d'électricité

Sur longue période





Figures 11 et 12

- ESGB : éolien, solaire, géothermie, biomasse.

La production totale brute d'électricité a augmenté de façon régulière et quasi linéaire de 1990 (842 TWh) à 2007 (1 136 TWh) par pas annuel de 17 TWh. Elle a ensuite décru en 2008 et 2009 (1 950 TWh) pour décroître ensuite à 1 016 TWh en 2013.

On a fait figurer dans la production par source celle qui provient des gaz dérivés de l'industrie charbonnière et de la sidérurgie (gaz de cokeries, gaz de haut fourneaux, gaz d'aciéries).

La contribution du pétrole, en tête en 1990, se réduit sur la période et l'augmentation de la production se fait grâce au nucléaire, au charbon et au gaz naturel, ce dernier prenant la première place après l'effondrement du nucléaire en 2011. La production d'origine hydraulique reste à peu près constante sur la période autour de 100 TWh et la contribution des autres énergies renouvelables n'augmente que très lentement dans la période pré-Fukushima, de 1,7 TWh en 1990 à 10 TWh en 2010 mais décolle ensuite pour atteindre 23 TWh en 2013.

La production à partir des gaz dérivés reste à peu près constante sur la période, entre 30 et 40 TWh.

De 2010 à 2013

Avant l'accident nucléaire de Fukushima du 11 avril 2011, le Japon comptait 54 réacteurs nucléaires électrogènes en service, répartis dans 18 centrales. 34 appartiennent à la filière des réacteurs à eau bouillante (REB) et 20 à celle des réacteurs à eau pressurisée (REP).

Le système de production d'électricité a été le premier touché par la catastrophe de Fukushima puisque tous les réacteurs nucléaires ont été progressivement arrêtés après le 11 mars 2011 et le sont restés jusqu'à la fin de l'année 20112. Cela a représenté une perte immédiate de la production d'origine nucléaire, situation qui s'est prolongée en 2012 et en 2013 : la production d'électricité comptait seulement 2 réacteurs en février 2012, puis plus aucun en septembre 2013.

Le tableau 7 analyse les bilans électriques du Japon pour les années 2010, 2011, 2012 et 2013, jusqu'à la consommation finale présentée dans le tableau 5. Par rapport à un bilan électrique classique (celui de la France par exemple), les bilans électriques du Japon diffèrent en ce qu'ils ne comprennent pas les rubriques « importation » et « exportation » du fait du caractère insulaire de ce pays.

Du fait de la très faible variation des consommations intermédiaires (autoconsommations, pompage, secteur de l'énergie), on retrouve au niveau de la production brute une baisse de 9,1 %, soit 101,1 TWh, la baisse de 9 % de la consommation finale (-92,7 TWh).

2 - Après l'accident nucléaire de Fukushima, au moins quatre des six réacteurs de Fukushima Daiichi sont définitivement hors service.

3 - C'est toujours le cas en octobre 2014. Au 15 septembre 2014, une année entière venait de s'écouler sans aucune production d'électricité d'origine nucléaire.

Unité : TWh	2010	2011	2012	2013	2013-2010	/2010 en %
PRODUCTION BRUTE, dont	**1117,1**	**1051,3**	**1034,3**	**1016**	**-101,1**	*-9,1*
Thermique, dont	727,8	845,3	920,3	900,4	**172,6**	*23,7*
ex-charbon	260	247,6	266,8	285,3	**25,4**	*9,8*
ex-pétrole	91,7	151	181,3	141,4	**49,7**	*54,2*
ex-gaz naturel	300,8	375	397,2	393,4	**92,6**	*30,8*
ex-gaz dérivés	39,2	34,4	36,5	39	**-0,2**	*-0,5*
ex-biomasse*	36,2	37,3	38,6	41,3	**5,1**	*14,1*
Nucléaire	***288,2***	***101,8***	***15,9***	***12,9***	***-275,3***	*-95,5*
Hydraulique, dont	90,7	91,7	83,6	84,8	**-5,9**	*-6,5*
Pompage	8,5	8,5	8,2	6,8	**-1,7**	*-20*
Eolien	4	4,7	4,8	5,1	**1,1**	*27,5*
Solaire	3,8	5,2	7	10,1	**6,3**	*165,8*
Géothermique	2,6	2,7	2,6	2,6	**0**	*0*
DISPONIBILITE BRUTE	**1117,1**	**1051,3**	**1034,3**	**1016**	**-101,1**	*-9,1*
Autoconsommations	-42,4	-37,9	-40,7	-40	**2,4**	*-5,7*
PRODUCTION NETTE	**1074,8**	**1013,4**	**993,6**	**976**	**-98,8**	*-9,2*
Consommation du pompage	-9,8	-9,7	-10,2	-8,5	**1,3**	*-13,3*
Disponibilité intérieure	1064,9	1003,7	983,4	967,5	**-97,4**	*-9,1*
Pertes de transport/distribution	-49,4	-49	-45,4	-45,4	**4**	*-8,1*
CONSOMMATION TOTALE	**1015,5**	**954,7**	**938**	**922,1**	**-93,4**	*-9,2*
Consommation secteur énergie	-15,8	-15,3	-15,3	-15,1	**0,7**	*-4,4*
CONSOMMATION FINALE	**999,7**	**939,4**	**922,7**	**907**	**-92,7**	*-9,3*

Tableau 7 : Bilans électriques des années 2010, 2011, 2012 et 2013

** La production d'électricité à partir de biomasse renouvelable est respectivement, pour chaque année : 33,4, ; 34,3 ; 35,6 ; 38,1 TWh.*

L'évolution la plus marquante de la structure de la production brute d'électricité est évidemment la chute de la production d'origine nucléaire de 288,2 TWh en 2010 à 12,9 TWh en 2013. La part de la production d'origine nucléaire dans la production totale passe de 26 % en 2010 à 1 % en 2013.

Entre 2010 et 2013, la baisse de 275,3 TWh de la production nucléaire à laquelle s'ajoute la baisse conjoncturelle de 5,9 TWh de l'hydraulique, est d'abord compensée par la baisse de 101,1 TWh du besoin total de production, due à la baisse de la demande finale. On note également une baisse de 4 TWh (10 %) des pertes de transport et distribution.

Du côté de l'offre, la compensation se fait donc par une production supplémentaire d'électricité d'origine thermique fossile de 172,6 TWh (25,4 TWh ex-charbon, +8 % ; 49,7 TWh ex-pétrole, +54 %) ; 92,6 TWh ex-gaz naturel, +31 %) et de 7,4 TWh d'origine renouvelable : éolien (1,1 TWh) et surtout solaire (6,3 TWh).

En 2010, la part de la consommation d'électricité dans la consommation finale d'énergie était de 25 %. La part du nucléaire dans la production brute d'électricité était de 26 %. Par conséquent, la contribution du nucléaire à la consommation finale d'énergie était de 6,5 %.

Comparaison internationale de la production d'électricité

		2010			2013			(2013-2010)/2010 en %		
	Unité	Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon
Total*	**TWh**	629	569	1117	621	575	1016	*-1,2*	*1*	*-9,1*
Par hab.	**kWh**	7690	8746	8765	7612	8694	7940	*-1*	*-0,6*	*-9,4*
Fossile	**%**	58,6	9,8	61,9	58,7	7,9	84,6	*0,2*	*-19,4*	*36,7*
Nucléaire	**%**	22,3	75,3	25,8	15,7	73,7	1,3	*-29,6*	*-2,1*	*-95*
Renouvelables	**%**	17,8	14,5	12	24,4	17,8	13,9	*37,1*	*22,8*	*15,8*

Tableau 8 : Comparaison en production d'électricité

Entre 2010 et 2013 la part du nucléaire se réduit presque à zéro au Japon, se réduit en Allemagne et reste constante en France au niveau très élevé de 75-74 % du total. La production d'origine fossile domine en Allemagne et au Japon où elle augmente nettement sur la période. La part des renouvelables augmente nettement en Allemagne, un peu moins en France et au Japon.

2.2 La consommation d'énergie primaire

Sur longue période

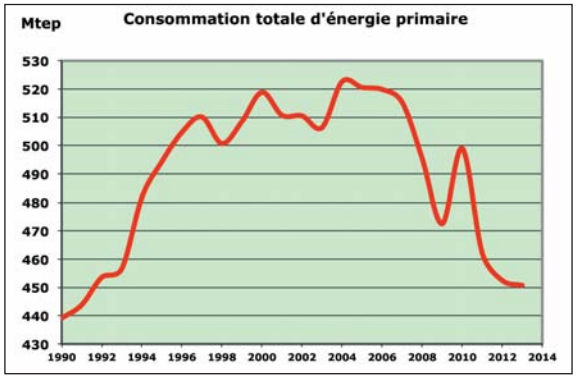
Pour la consommation primaire totale, on retrouve l'évolution en cloche de la consommation finale, avec un maximum à 523 Mtep atteint sur la période 2004-2005, puis une décroissance accentuée jusqu'en 2009 (472 Mtep) et la remontée en 2010, fluctuations qui suivent le profil du PIB.

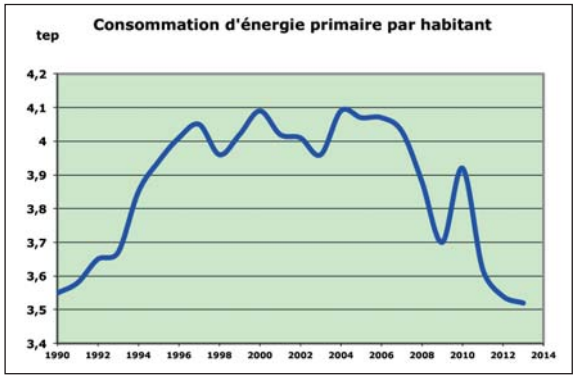
Les consommations décroissent ensuite entre 2010 et 2013, année où elles se situent à peu près au niveau de 1990 (et même un peu moins pour la consommation par habitant), essentiellement du fait de la baisse de la consommation finale analysée précédemment.

La répartition par source montre la domination du pétrole qui représente près de la moitié de la consommation primaire. Cependant sa contribution baisse à partir de 2000 et, en part relative, de 57 % en 1990 à 48 % en 2000 et 45 % en 2013.

Les consommations de charbon et de gaz naturel augmentent sur l'ensemble de la période, tandis que la contribution des énergies renouvelables reste faible.

La contribution de l'uranium en énergie primaire (chaleur produite dans les réacteurs nucléaires), augmente de 1990 (50 Mtep, 12 % de la consommation primaire totale) à 1998 (87 Mtep, 17 %) et fluctue ensuite autour de 70 Mtep jusqu'en 2010 (75 Mtep, 15 %) pour chuter à 0,7 % en 2013.





Figures 13 et 14

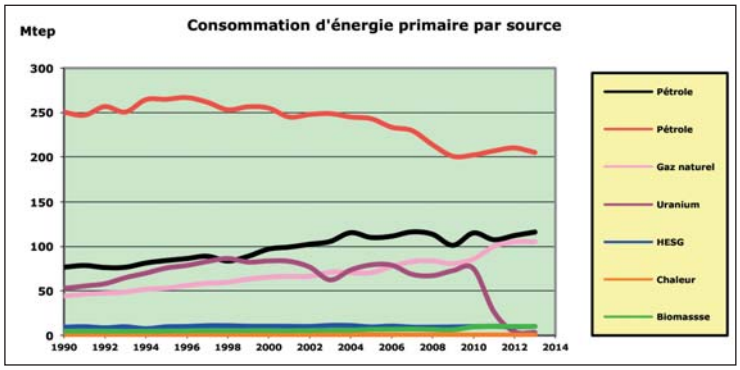


Figure 15

HESG : hydraulique, éolien, solaire PV, géothermie (électricité).
Chaleur primaire : chauffe-eau solaire et géothermie (chaleur).

La baisse importante de la consommation totale d'énergie primaire (48 Mtep, soit 9,6 %) est due à plusieurs facteurs :

- La baisse de 4,6 % de la consommation d'énergie finale.
- Le remplacement des centrales thermiques nucléaires (combustible uranium) de faible rendement (33 %) par des centrales thermiques fossiles de rendement plus élevé, en particulier pour les centrales à gaz, ce qui fait que la production d'une même quantité d'électricité nécessite une consommation moindre de combustible primaire.

Cet effet devrait s'accroître avec la montée de la production d'électricité d'origine renouvelable non thermique (éolien et solaire photovoltaïque4) pour laquelle c'est l'électricité produite qui est comptabilisée directement en énergie primaire. Cela joue également un peu dès 2013.

4 - C'est également le cas pour l'hydraulique et, dans le futur, l'utilisation de l'énergie de la houle ou des courants.

De 2010 à 2013

Mtep	2010	2011	2012	2013	2013-2010	/2010 en %
Charbon	115,3	107,7	112,4	116,3	1	0,9
Pétrole	202,3	206,9	210,2	205,1	2,8	1,4
Gaz naturel	86	100,1	105,3	105,3	19,3	22,4
Uranium	75,1	26,5	4,2	3,4	-71,7	-95,5
HESG	10	10,3	9,7	10,2	0,2	2
Chaleur	0,6	0,6	0,5	0,5	-0,1	-16,7
Biomassse	9,6	10,1	10,2	10,1	0,5	5,2
TOTAL	**498,9**	**462,2**	**452,5**	**450,9**	**-48**	**-9,6**
dont fossiles	*403,6*	*414,7*	*427,9*	*426,7*	*23,1*	*5,7*
Par habitant	**4,03**	**4,01**	**3,92**	**3,96**	**3,84**	**3,52**

Tableau 9 : Les consommations d'énergie primaire par source

On constate donc que, sur le bilan primaire, la perte de 71,7 Mtep d'énergie primaire « uranium » doit être mise en regard d'une augmentation de consommation de 23,1 Mtep de sources d'énergies fossiles et de 0,6 Mtep de sources d'énergies renouvelables.

Les consommations des combustibles fossiles primaires pour la production d'électricité

Mtep	2010	2011	2012	2013	2013-2010	(2013-2010) /2010 en %
Charbon	53,27	51	54,51	58,29	5,02	9,4
Pétrole	18,14	30,49	36,8	28,68	10,54	58,1
Gaz naturel	56,4	70,42	74,4	73,68	17,28	30,6
TOTAL	**127,81**	**151,91**	**165,71**	**160,65**	**32,84**	**25,7**
Part* en %						
Charbon	*46,2*	*47,4*	*48,5*	*50,1*		
Pétrole	*9*	*14,7*	*17,5*	*14*		
Gaz naturel	*65,6*	*70,3*	*70,7*	*70*		
Total	*25,6*	*32,9*	*36,6*	*35,6*		

Tableau 10 : Consommation de combustibles fossiles primaires pour la production d'électricité

** Part de la consommation consacrée à a production d'électricité dans la consommation totale.*

*** Même rapport pour l'ensemble des combustibles fossiles primaires.*

On constate d'abord l'augmentation de la quantité de combustibles fossiles primaires pour la production d'électricité (32,8 Mtep). Cette augmentation est relativement faible pour le charbon (9,4 %), nettement plus élevée pour le gaz naturel (30,6 %) et très élevée pour le pétrole (58,1 %), probablement du fait de la mise en fonctionnement de capacités existantes, mises à l'arrêt dans la période précédente (nous avons vu précédemment la baisse de la production d'électricité à partir du pétrole sur la période 1990-2010), mais conservées en état de marche.

Mais, comme nous l'avons vu ci-dessus, l'augmentation totale de ces combustibles dans la consommation primaire n'atteint que 23,1 Mtep. Cela provient d'une baisse de leur contribution pour les utilisations finales (voir 1.1, tableau 3).

De façon cohérente, la part de cette consommation pour la production d'électricité dans la consommation totale des combustibles fossiles primaires augmente de 35,6 %.

En pour cent, l'augmentation est la plus forte pour le pétrole, mais sa contribution en 2013 reste relativement faible au regard de sa consommation totale (14 %). Vient ensuite le gaz dont 70 % de la consommation est consacrée en 2013 à la production d'électricité ; c'est d'ailleurs dans ce secteur qu'elle augmente le plus puisque sa consommation totale n'augments que de 19,3 Mtep (tableau 9). Quant au charbon, sa consommation pour la production d'électricité augmente de 9 %, la part de cette consommation dans la consommation totale de charbon augmente de 4,1 % et comme nous l'avons vu dans la tableau 9, sa consommation totale n'augmente que de 0,9 %.

Comparaison internationale sur la consommation primaire d'énergie

		2010			2013			(2013-2010)/2010 en %		
	Unité	**Allemagne**	**France**	**Japon**	**Allemagne**	**France**	**Japon**	**Allemagne**	**France**	**Japon**
Total*	**Mtep**	330	261	499	323	254	451	*-2,1*	*-2,7*	*-9,6*
Par hab.	**tep**	4,03	4,01	3,92	3,96	3,84	3,52	*-1,7*	*-4,2*	*-10,2*
Charbon	**%**	*23,4*	*4,6*	*23,1*	*25,3*	*4,7*	*25,8*	*8,1*	*2,2*	*11,7*
Pétrole	**%**	*31,8*	*29*	*40,5*	*32*	*28,4*	*45,5*	*0,6*	*-2,1*	*12,3*
Gaz naturel	**%**	*23*	*16,3*	*17,2*	*23,3*	*15,3*	*21,1*	*1,3*	*-6,1*	*22,7*
Nucléaire	**%**	*11,1*	*42,8*	*15,1*	*7,7*	*42,3*	*0,7*	*-30,6*	*-1,2*	*-95,4*
Renouvelables	**%**	*11*	*8,4*	*3,6*	*12,3*	*9,6*	*4,2*	*11,8*	*14,3*	*16,7*

Tableau 11 : Comparaison en énergie primaire

** Consommation totale d'énergie primaire.*

Les consommations d'énergie primaire par habitant des trois pays sont très voisines.

Par contre la structure de cette consommation diffère nettement : le pétrole représente un peu moins d'un tiers en Allemagne et en France mais 40 % en 2010 et 45 % en 2013 au Japon. L'uranium domine en France, très loin devant l'Allemagne (où il baisse nettement entre 2010 et 2013) et au Japon (15 % en 2010 et 0,7 % en 2013). Le charbon représente à peu près le quart en Allemagne et au Japon (et augmente d'environ 10 % pour les deux pays entre 2010 et 2013) et reste très faible en France. Le gaz naturel se situe entre 15 % (France 2013) et 23 % (Allemagne). La part des énergies renouvelables augmente dans les trois pays entre 2010 et 2013, plus nettement au Japon et en France qu'en Allemagne.

Il faut cependant tenir compte dans cette comparaison du fait que, à même production d'électricité, la production des sources renouvelables non thermiques hydraulique, éolien, solaire, est défavorisée en énergie primaire du fait des faibles rendements de la production d'origine thermique fossile et nucléaire.

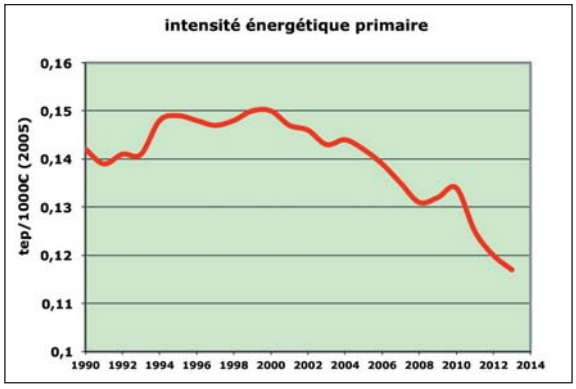
3. Indicateurs et impacts

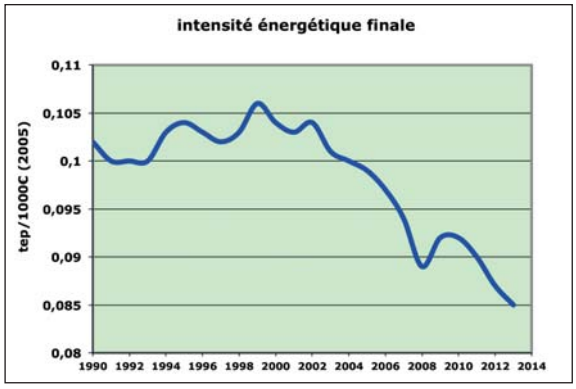
Nous mettons ici en perspective sur la période 1990-2013 les valeurs de plusieurs indicateurs et impacts significatifs de l'évolution des consommations d'énergie et de leur lien avec l'économie du pays : intensités énergétiques, émissions de gaz carbonique du système énergétique et facture énergétique extérieure. Enfin nous examinons l'essor de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque, conséquence de la chute de la production d'origine nucléaire.

3.1 Les intensités énergétiques

L'intensité énergétique est le rapport de la consommation d'énergie, primaire ou finale, au produit intérieur brut (PIB). Cet indicateur s'exprime en tep par unité de PIB. Son évolution dépend de changements de structure dans les activités de production et traduit également la variation de l'efficacité de la consommation d'énergie.

Sur longue période





Figures 16 et 17

L'intensité énergétique primaire augmente entre 1990 (0,142) et 1999-2000 (0,15), puis diminue nettement entre 2000 et 2008 (0,131) pour remonter en 2012 (0,134) pour redescendre ensuite jusqu'en 2013 (0,117). L'intensité énergétique finale se comporte de façon assez similaire et atteint 0,085 en 2013

Il est frappant de constater la dérive qui s'est produite avant 2000 et qui a marqué une augmentation de l'intensité énergétique, ce qui est assez rare parmi les pays dits « développés ». On a bien l'impression d'assister à un « rattrapage » depuis 2000, tendance qui se poursuit entre 2010 et 2013 après la remontée de 2012.

De 2010 à 2013

	Unité	2010	2011	2012	2013	2013-2010	/2010 en %
Produit intérieur brut	Md € 2005	3730	3704	3777	3850	120	*3,22*
Consommation énergie primaire	Mtep	499	462	452	451	-48	*-9,62*
Intensité énergétique primaire	***tep/1000 €***	***0,134***	***0,125***	***0,12***	***0,117***	**-0,017**	***-12,69***
Consommation énergie finale	Mtep	342	332	329	326	-16	*-4,68*
Intensité énergétique finale	***tep/1000 €***	***0,092***	***0,09***	***0,087***	***0,085***	**-0,007**	***-7,61***
Consommation finale électricité	TWh	1000	939	923	907	-92,7	-9,3
Intensité électrique finale	***kWh/€***	***0,268***	***0,254***	***0,244***	***0,236***	**-0,032**	**-12,6**

Tableau 12 : Les intensités énergétiques et électrique

Entre 2010 et 2013, malgré une augmentation du PIB de 3,2 %, les intensités énergétiques primaire et finale ont baissé respectivement de 12,6 % et 7,6 %. L'intensité électrique, rapport de la consommation finale d'électricité au PIB, a décru de 12,6 % sur cette période.

Comparaison internationale des intensités énergétiques

	Unité	2010			2013			(2013-2010)/2010 en %		
		Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon
IEP	tep/1000€	0,139	0,147	0,134	0,13	0,141	0,117	*-6,5*	*-4,1*	*-12,7*
IEF	tep/1000€	0,099	0,093	0,092	0,094	0,088	0,085	*-5,1*	*-5,4*	*-7,6*
Iélec fin	kWh/€	0,222	0,251	0,268	0,204	0,244	0,236	*-8,1*	*-2,8*	*-11,9*

Tableau 13 : Comparaison des intensités énergétiques

Les intensités énergétiques primaires des trois pays décroissent, plus fortement au Japon, et celle de la France est nettement supérieure aux deux autres (notamment du fait de la forte proportion de nucléaire).

Les intensités énergétiques finales diminuent également, ici encore de façon plus importante pour le Japon, et celles de la France et du Japon sont inférieures à celle de l'Allemagne.

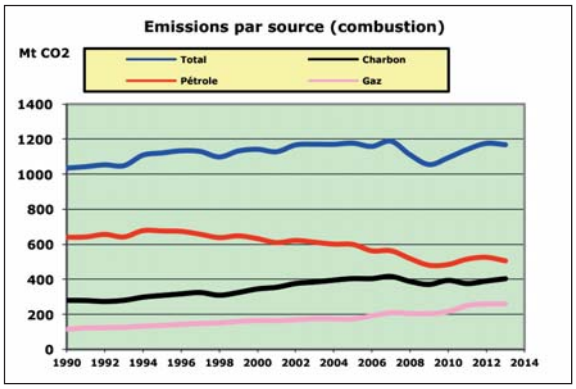
L'intensité électrique finale de l'Allemagne est très nettement inférieure à celle des deux autres pays. Les intensités électriques diminuent dans les trois pays, plus nettement au Japon.

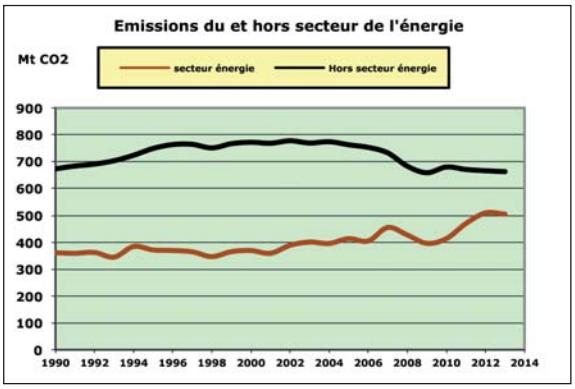
3.2 Les émissions de gaz carbonique (CO_2)

Sur longue période

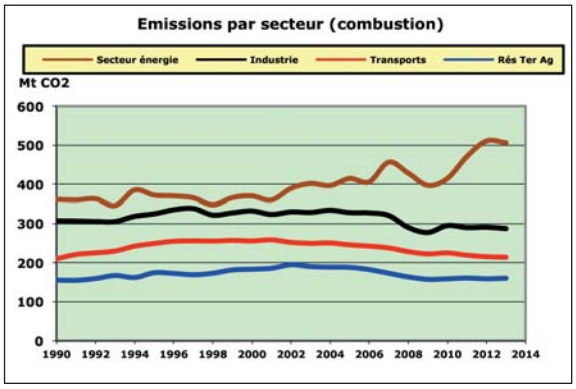
Les émissions totales de CO_2 n'ont cessé d'augmenter de façon quasi linéaire de 1990 (1 034 Mt) à 2002 (1 167 Mt) par pas annuel de 11,1 millions de tonnes. Les émissions ont ensuite augmenté à un rythme beaucoup plus faible jusqu'en 2007 (1 189 Mt), puis elles ont chuté en 2008 (1 111 Mt) et 2009 (1 055 Mt) du fait de la crise économique, pour remonter ensuite en 2010 (1 094 Mt), jusqu'à 2013 (1 168 Mt), année où le niveau des émissions se situe à peu près au niveau de 2006 (1 158 Mt).

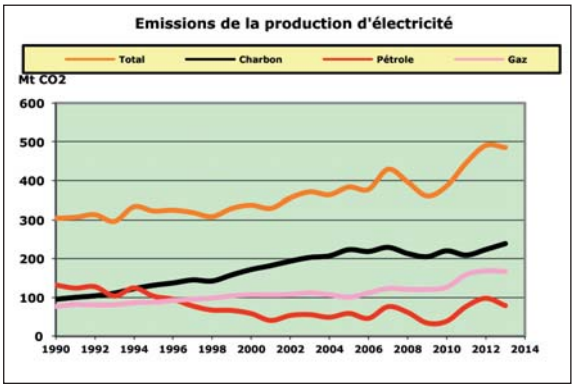
Sur toute la période 1990-2013, les émissions les plus importantes proviennent du secteur de l'énergie, avec une forte augmentation entre 2010 et 2013 (22 %). La part des émissions du secteur de l'énergie dans les émissions totales augmente de 35 % en 1990 à 38 % en 2010 et 43 % en 2013.





Figures 18 et 19





Figures 20 et 21

Du point de vue sectoriel, l'industrie domine, suivie des transports et de l'ensemble résidentiel, tertiaire, agriculture pour lesquels les valeurs sont relatives aux émissions directes (combustion). Les émissions de ces secteurs ont tendance à baisser à partir du début des années 2000 : chacune retrouve en 2013 à peu près son niveau de 1990.

Entre 2010 et 2013

Mt CO_2	2010	2011	2012	2013	2013-2010	%*	%**
Totales	1094,2	1141,4	1176,1	1168,4	74,2	*6,8*	*100*
Charbon	394,1	375,7	390,5	403,4	9,3	*2,4*	*34,5*
Pétrole	484,6	515,4	525,8	505,4	20,8	*4,3*	*43,3*
Gaz	215,5	250,3	259,8	259,6	44,1	*20,5*	*22,2*
Secteur énergie	414,6	471	510,5	506,1	91,5	*22,1*	*43,3*
Autres secteurs	679,6	670,4	665,6	662,2	-17,3	*-2,6*	*56,7*

Tableau 14 : Émissions de CO_2 entre 2010 et 2013 (combustion)

** (2013-2010)/2010*

*** Part de chaque valeur en ligne dans les émissions totales.*

Du fait de la quasi-disparition de la production d'électricité d'origine nucléaire, les émissions du secteur de l'énergie (essentiellement la production d'électricité) augmentent de 22 % (91,5 Mt) entre 2010 et 2013. Les émissions « hors secteur de l'énergie » restent en 2013 nettement supérieures à celles du secteur de l'énergie et diminuent de 17,3 Mt (17 %).

On constate que, en 2013, près de la moitié des émissions (43,3 %) proviennent de la combustion du pétrole.

Au total, les émissions de CO_2 du Japon n'ont augmenté que de 6,8 % entre 2010 et 2013, en dépit de la chute quasi totale de la production d'électricité d'origine nucléaire en 2011.

Comparaison internationale des émissions de CO_2

Emissions	Unité	2010			2013			(2013-2010)/2010 en %		
		Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon	Allemagne	France	Japon
TOTALES	Mt	754,2	349,7	1094,2	762,9	330,6	1168,4	1,15	-5,46	6,78
Sect. énergie	Mt	313,4	59,3	414,6	325,8	51,7	506,1	3,96	-12,82	22,07
Sect. énergie	%	41,6	17	37,9	42,7	15,6	43,3	2,64	-8,24	14,25
Autres	Mt	440,8	290,4	679,6	437,1	278,9	662,3	-0,84	-3,96	-2,55
Autres	%	58,4	83	62,1	57,3	84,4	56,7	-1,88	1,69	-8,7
PAR HABITANT										
Total	t	9,22	5,37	8,59	9,35	5	9,13	1,41	-6,89	6,29
Sect. énergie	t	3,83	0,91	3,25	3,99	0,78	3,96	4,18	-14,29	21,85
Autres	t	5,39	4,46	5,34	5,36	4,22	5,17	-0,56	-5,38	-3,18

Tableau 15 : Comparaison des émissions de CO_2 (combustion)

Les émissions par habitant sont très supérieures en Allemagne et au Japon à celles de la France, essentiellement du fait de la production d'électricité d'origine nucléaire. Cette différence se voit bien lorsque l'on compare les émissions du secteur de l'énergie. Par contre, les émissions « autres », c'est-à-dire hors secteur de l'énergie, sont beaucoup plus proches dans les trois pays, tout en étant plus faibles en France, essentiellement du fait d'une plus faible activité industrielle, notamment dans les industries grosses consommatrices.

Entre 2010 et 2012, les émissions totales diminuent de 5,5 % en France, augmentent au Japon (6,8 %) et plus légèrement en Allemagne.

Il ne faut pas oublier que si la très forte proportion du nucléaire en France réduit nettement les émissions de CO_2, la baisse de cette production au Japon et en Allemagne réduit proportionnellement la production de déchets nucléaires hautement radioactifs sur de très longues périodes.

3.3 La facture énergétique extérieure

Les importations nettes des trois combustibles fossiles sont également fournies par ENERDA et sont pratiquement égales aux consommations primaires. La même base de données nous fournit les valeurs des prix des énergies importées, en dollars US courants, jusqu'en 2013 pour le pétrole et le gaz naturel et 2011 pour les charbons (bitumineux et à coke).

La combinaison des deux permet de calculer la facture énergétique extérieure pour ces trois combustibles[5].

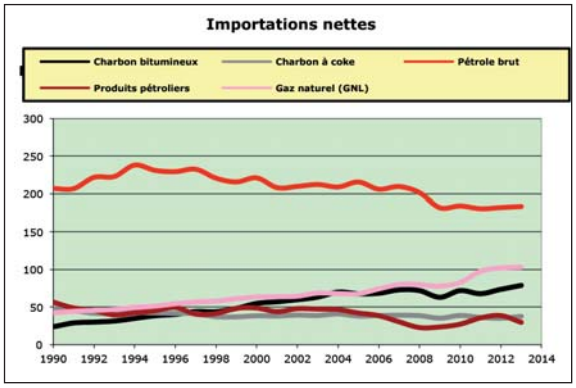
Précisons que pour les années 2012 et 2013, les prix des charbons ne sont pas indiqués : nous avons pris ceux de 2011. Pour l'année 2013, seul le chiffre total d'importation du charbon est connu et nous avons fait le partage entre charbon bitumineux et à charbon à coke en utilisant les proportions de 2012, ainsi que les prix de 2011 pour ces deux qualités de charbon[6]. D'autre part, faute de donnée particulière, nous avons attribué le prix du pétrole brut aux produits pétroliers, ce qui minore la facture totale mais la quantité concernée est très nettement inférieure à celle du pétrole brut.

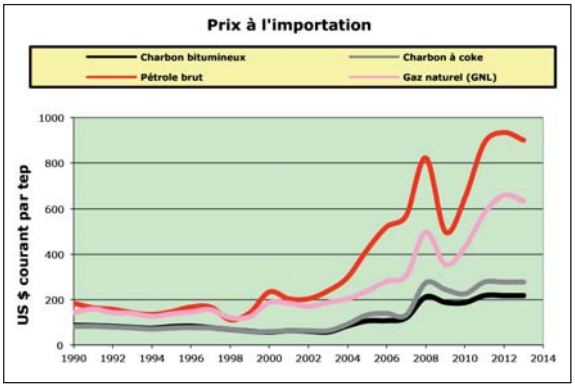
5 - Nous n'avons pas d'indications sur le coût d'importation du combustible nucléaire.

6 - Ce qui constitue probablement une surestimation des coûts du charbon importé ces années-là.

Moyennant ces hypothèses, on obtient la facture énergétique extérieure totale et sa décomposition par combustible sur l'ensemble de la période 1990-2013.

Sur longue période





Figures 22 et 23

Les importations nettes sont très proches des consommations primaires car le Japon n'a pratiquement pas de ressources fossiles sur son territoire[7].

Les prix des combustibles fossiles sont à peu près stables entre 1990 et 2000 et augmentent ensuite jusqu'en 2008, pour chuter en 2009 du fait de la crise économique et remonter ensuite jusqu'en 2013.

- Charbon bitumineux : respectivement 87, 57, 212 et 188 US$ par tep en 1990, 2000, 2008 et 2009.
- Charbon à coke : respectivement 82,62, 274 et 225 US$ par tep en 1990, 2000, 2008 et 2009.
- Pétrole brut : respectivement 184, 234, 821 et 498 US$ par tep en 1990, 2000, 2008 et 2009.
- Gaz naturel (GNL) : respectivement 144, 187, 497 et 355 US$ par tep en 1990, 2000, 2008 et 2009.

Les augmentations les plus fortes sont celles du pétrole et du gaz naturel.

On constate par exemple que le prix du pétrole brut importé a été 3,5 fois plus élevé en 2008 qu'en 2000, en dollars courants.

Les valeurs pour les années 2010 à 2013 sont présentées ci-dessous.

On voit sur la figure 24 que la facture énergétique totale est dominée sur l'ensemble de la période par le pétrole, à la fois parce qu'il représente la plus forte consommation et parce qu'il est le plus cher à la tep. La facture énergétique des combustibles fossiles a ainsi varié, en milliards de dollars, de 61 en 1990 à 80 en 2000, 166 en 2008, 151 en 2009, 195 en 2010 et 285 en 2013.

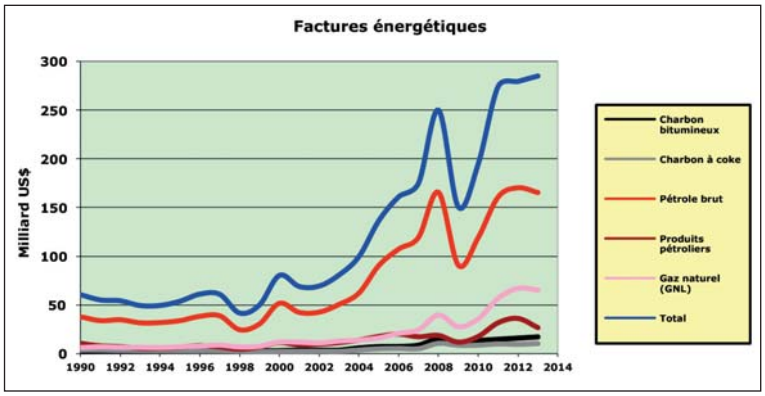


Figure 24

De 2010 à 2013

Le tableau 15 détaille le calcul des factures énergétiques pour les années 2010 à 2013, avec les hypothèses présentées ci-dessus pour les données manquantes.

La dernière ligne du tableau, intitulée « 2013 bis » indique pour chaque combustible et pour l'année 2013 quelle eut été la facture énergétique si les prix des combustibles avaient été les mêmes en 2013 qu'en 2010. Les prix des énergies étant les mêmes, la variation de la facture énergétique totale traduit l'évolution des importations de combustibles fossiles, à la fois en quantité et en structure.

7 - Sauf 3 Mtep de production de gaz naturel.

	Unité	Année	Charbon bitumineux	Charbon à coke	Pétrole brut	Produits pétroliers	GNL	Total	Par rapport à 2010	
									Mtep	%
Importations nettes	Mtep	2010	72	38,9	184,5	27,3	82,8	405,5	0	0%
	Mtep	2011	67,9	36,3	180,8	35,7	97,7	418,4	12,9	3,2%
	Mtep	2012	73,7	35,2	182,4	38,7	102,1	432,1	26,6	6,6%
	Mtep	2013	78,9	37,7	183,8	29,7	103,1	433,2	27,7	**6,8%**
Prix à l'importation	$/tep	2010	186,4	225,4	646	646	430,5			
	$/tep	2011	217,6	277	888,9	888,9	581,6			
	$/tep	2012	217,6	277	933,2	933,2	656,9			
	$/tep	2013	217,6	277	899,6	899,6	633,2			
									Md $	%
Facture énergétique	Md $	2010	13,4	8,8	119,2	17,6	35,6	**194,6**	0	0%
	Md $	2011	14,8	10,1	160,7	31,7	56,8	**274,1**	79,5	40,9%
	Md $	2012	16	9,7	170,2	36,1	67,1	**299,1**	104,5	53,7%
	Md $	2013	17,2	10,4	165,3	26,7	65,3	**284,9**	90,3	**46,4%**
2013 bis	*Md $*	*2013*	*14,7*	*8,5*	*118,7*	*19,2*	*44,4*	***205,5***		***5,60%***

Tableau 16 : Factures énergétiques de 2010 à 2013

On constate que l'augmentation des importations de combustibles fossiles entre 2010 et 2013 n'a été que de 6,8 % (26,6 Mtep) à peu près stable par rapport à l'augmentation en 2012 (6,6 %). L'augmentation la plus forte est celle de gaz naturel (GNL) de 23,3 Mtep.

Les prix du pétrole ont considérablement augmenté sur la période 2010-2013 avec un léger recul en 2013 par rapport à 2012 et c'est cette augmentation qui est la cause essentielle de l'augmentation de 46,4 % de la facture énergétique entre 2010 et 2013.

La facture énergétique (importation nette des combustibles fossiles) a bien augmenté de 46 % entre 2010 et 2013. Cette augmentation se partage entre environ 6 % dus à l'évolution du système énergétique dont l'élément le plus important est la chute de la production d'électricité d'origine nucléaire et 40 % dus à l'augmentation des prix des combustibles importés et tout particulièrement du prix du pétrole, prix international dont l'augmentation (comme la baisse éventuelle) n'a pas de rapport avec la chute de la production d'origine nucléaire au Japon.

Comparaison internationale des factures énergétiques

Commerce extérieur

Le tableau 16 analyse sur la période 2000-2011 l'évolution des échanges extérieurs totaux et énergétiques des trois pays[8].

MdUS$	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Balance totale*												
Allemagne	54,6	85,5	125,5	146,9	194,1	193,8	201,4	266,2	261,1	193,7	204,1	218,3
France	-11,3	-5,2	2,5	-6,8	-18,8	-40,7	-46,1	-71,2	-100,6	-76,1	-86,2	-117,8
Japon	99,7	54,4	79,5	88,9	111,1	79,1	67,7	92,1	18,9	28,7	75,8	-32,4
Balance énergie*												
Allemagne	-34,7	-34	-32,1	-40,5	-48,3	-68	-81,2	-80,6	-124	-80,8	-96,7	-132,6
France	-24,7	-23,3	-22,4	-28,5	-38,5	-49,3	-59,2	-64,1	-91,3	-58,4	-66,1	-90,4
Japon	-75,5	-68,6	-63,9	-79,1	-96,4	-127,7	-154,8	-163	-249	-141,8	-185,6	-257,7
Import énergie												
Allemagne	42,7	42,5	41,2	52,1	65,5	89	109,1	110,9	161,2	104,3	121	166,7
France	33,9	31,6	30,6	38,9	51,5	68,3	80,5	85,5	122,4	75,7	85,3	117,8
Japon	77,3	70,3	65,5	80,9	98,9	132,3	160,7	172,2	267,6	152,5	199	274,2
Importations énergie/importations totales												
Allemagne	8,6	8,8	8,4	8,6	9,2	11,5	12	10,5	13,6	11,3	11,5	13,3
France	10	9,6	9,3	9,8	10,9	13,6	14,9	13,6	17,1	13,5	14	16,5
Japon	20,4	20,1	19,4	21,1	21,8	25,6	27,8	27,7	35,1	27,6	28,7	32,1

Tableau 17 : Importations et exportations d'énergie sur la période 2000-2011

** Exportations moins importations.*

8 - Ces valeurs sont fournies par la base de données ENERDATA jusqu'en 2011.

La balance commerciale « Exportations – Importations » est toujours positive en Allemagne et croît régulièrement sur la période, avec un fléchissement en 2009 suivi d'une reprise en 2010 et 2011. À part l'année 2002, la balance de la France est toujours négative avec une hausse en 2009 et la reprise de la baisse en 2010 et 2011 (en 2011, le déficit est dix fois supérieur à celui de 2000). La balance japonaise est toujours positive, avec des variations entre 50 et 100 milliards de dollars jusqu'en 2007, descend à 20 et 30 milliards en 2008 et 2009, remonte à 76 en 2010 mais redescend à -32 milliards en 2011

La balance des échanges d'énergie est toujours négative pour les trois pays et augmente fortement à partir de 2005 (à part le décrochage de 2009 lié à la crise économique). Les importations énergétiques suivent à peu près le même profil : en 2011, elles sont quatre fois supérieures qu'en 2000.

En 2011, le rapport des importations d'énergie aux importations totales est un peu supérieur en France (16,5 %) qu'en Allemagne (13,3 %) et près du double au Japon par rapport à la France : à 32 % on comprend le fardeau que représente les importations énergétiques pour le Japon et, au premier chef, comme nous l'avons vu précédemment, les importations pétrolières.

Facture pétrolière

Nous avons analysé l'évolution de la facture d'importation du pétrole brut qui constitue la première importation énergétique en valeur pour les trois pays.

Les importations de pétrole brut ont peu augmenté en Allemagne et au Japon et ont nettement diminué en France.

Les prix du pétrole brut ont augmenté d'environ 40 % pour les trois pays.

Du fait de cette augmentation, la facture d'importation nette du pétrole brut a augmenté dans les trois pays, dans des proportions analogues en Allemagne et au Japon et à un moindre degré en France du fait de la baisse du niveau d'importation (par ailleurs l'importation nette de produits pétroliers a augmenté en France).

	Unité	2010	2011	2012	2013	2013-2010	/2010
Prix du pétrole brut à l'importation							
Allemagne	**US$/tep**	638,4	899,8	912,6	891,5	253,1	*39,7*
France	**US$/tep**	648,9	909,1	911	891,1	242,2	*37,3*
Japon	**US$/tep**	646	888,9	933,3	899,6	253,6	*39,3*
Importations nettes de pétrole brut							
Allemagne	**Mtep**	94,4	91,9	95,2	92,2	-2,2	*-2,3*
France	**Mtep**	64,2	64	56,7	55,9	-8,3	*-12,9*
Japon	**Mtep**	184,5	180,8	182,4	183,8	-0,7	*-0,4*
Facture d'importation du pétrole brut							
Allemagne	**Md US$**	60,3	82,7	86,9	82,2	21,9	*36,3*
France	**Md US$**	41,7	58,2	51,7	49,8	8,1	*19,4*
Japon	**Md US$**	119,2	160,7	170,2	165,3	46,1	*38,7*

Tableau 18

3.4 L'essor de l'éolien et du photovoltaïque[9]

Eolien

Figures 25 et 26

9 - Avec la contribution de Yves Lenoir (http://enfants-tchernobyl belarus.org/doku.php ?id=actualite).

La production d'électricité d'origine éolienne reste peu développée au Japon : 5,1 TWh en 2013, à comparer à 49 TWh en Allemagne et 16 TWh en France.

Cependant, la volonté d'un développement de l'éolien « off-shore » flottante est illustrée par la mise en service le 11 novembre 2013, au large de la côte de Fukushima, d'une éolienne de 2 MW (figure 25) qui devrait être suivie en 2014 de deux autres éoliennes de 7 MW chacune[10] [11]. La capacité totale du projet devrait atteindre 1 GW.

Photovoltaïque

La production d'électricité d'origine photovoltaïque occupe déjà une place assez importante et a augmenté de 3,8 TWh en 2010 à 10,1 TWh en 2013, plaçant le Japon en quatrième position au niveau mondial[12].

Les projets photovoltaïques (PV) importants nécessitent une décision officielle. On mesure la détermination du gouvernement au nombre et à l'importance des programmes autorisés. D'énormes installations sont en chantier, souvent avec le concours d'entreprises allemandes. À titre d'exemple :

- 400 MW par KEPCO à Nagasaki et un autre de 300 MW est en cours de développement par la même compagnie ;
- 400 MW par HEPCO dans le Hokkaïdo ;
- un autre projet de 800 MW a été approuvé par KEPCO fin janvier 2013 ;
- fin mai 2013, un plan gouvernemental additionnel comprenant 689 MW (centrales solaires) et 200 MW dans le résidentiel a été approuvé.

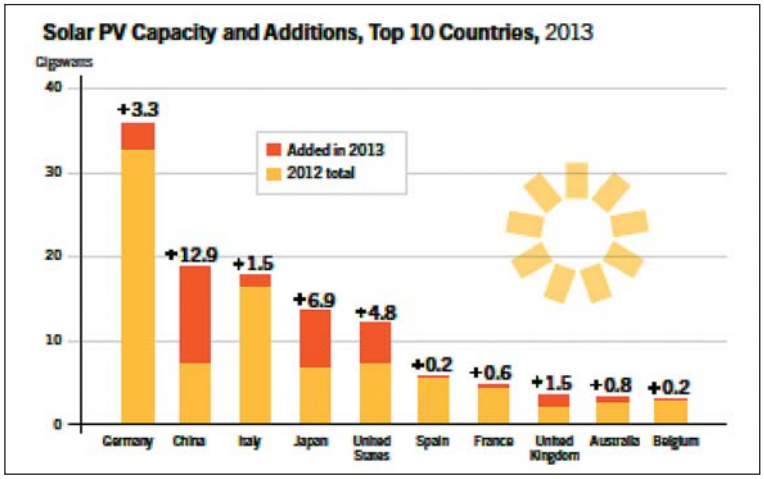


Figure 27

L'innovation la plus intéressante du développement du photovoltaïque au Japon est le projet de construction de centrales solaires flottantes telles que celle de 1,7 MW sur le lac Nishihira annoncé par Kyocera et Ciel et Terre International en septembre 2014 (figure 28)[13].

Figure 28

10 - Projet « Fukushim Forward » de « Fukushima Offshore Wind Consortium » (Université de Tokyo et dix grandes entreprises, dont Mitsubishi).

11 - https ://www.marubeni.com/business/project_story/wind/#category_head

12 - Renewables 2014 – Global Status Reortt REN 21 (Renewable Energy POlicy Networks for the 21st Century. http://www.ren21.net/ren21activities/globalstatusreport.aspx

13 - http://www.japantoday.com/category/technology/view/kyocera-to-build-worlds-largest-floating-solar-plant. Notons que certaines critiques se manifestent sur une telle implantation sur un lac, espace fermé.

Plus globalement

Les autorités ont donné leur feu vert pour 21,1 GW de puissance électrique installée supplémentaire à partir des énergies renouvelables pour l'année fiscale qui se termine le 31 mars 2014, un total qui inclut la petite hydraulique, la géothermie, l'éolien (0,8 GW) et la biomasse. Le solaire PV s'y taille la place du lion, avec 20 GW. Durant les seuls mois d'avril et mai 2013, on a installé 1,24 GW de PV (pour 2,1 GW d'énergies renouvelables au total), dont 77,5 % dans le non résidentiel. Le taux de croissance du PV ne laisse que peu de doutes sur la capacité du pays à atteindre ses objectifs. La puissance installée de 7,4 GW fin 2012 va doubler d'ici fin 2013. Le directeur de Japan Renewable Energy, Takahisa Nakagawa, prévoit que le montant total des investissements atteindra 390 Md$ durant les cinq prochaines années.

Source	Puissance installée (GW)	
	2020	2030
Biomasse	3,3	6
Géothermie	0,53	3,88
Hydraulique	49	
Houle et marée		1,5
Solaire photovoltaïque	28	
Eolien	5	8,03 offshore

Tableau 19 : Objectifs du Japon en énergies renouvelables (REN 21) pour la production d'électricité

Conclusion

Alors que la catastrophe nucléaire de Fukushima, qui est loin d'être terminée, inflige pour longtemps des blessures humaines, sociales et environnementales considérables, la perte en quelques mois de 26 % de la production d'électricité du pays du fait de l'arrêt de la quasi-totalité des centrales nucléaires n'a pratiquement pas affecté l'activité économique, tout au moins dans sa mesure globale et habituelle (et critiquable), le produit intérieur brut (PIB). Celui-ci se retrouve même en 2013 nettement au-dessus (2,8 %) de sa valeur en 2010.

Mais comment le système énergétique lui-même a-t-il évolué ?

Après avoir constaté l'évolution du PIB et de sa structure (moins d'industrie et plus de tertiaire), nous avons vu que la demande finale d'énergie avait évolué sur « longue période » (1990-2013) selon une espèce de « courbe en cloche » assez inhabituelle, atteignant son sommet autour de l'année 2000 et retrouvant en 2013 une valeur un peu inférieure à celle de 1990, après la dépression due à la crise économique suivie d'une remontée jusqu'à 2010 pour redescendre ensuite entre 2010 et 2013. La baisse entre 2010 et 2013 est ainsi de 4,6 % et se vérifie pour tous les produits et presque tous les secteurs.

Composante de la consommation finale d'énergie, la consommation finale d'électricité mérite une attention particulière puisque c'est le système de production d'électricité qui a été fortement perturbé par la perte presque totale de la production d'origine nucléaire qui représentait 26 % de la production totale d'électricité en 2010. Sur longue période, la consommation finale d'électricité a cru de 1990 à 2007, s'est ensuite à peu près stabilisée puis a baissé en 2009 et a remonté en 2010 au niveau de 2007. Ensuite, on constate une baisse de la demande finale d'électricité de 9,3 % entre 2010 et 2013 : l'économie d'électricité est la première réponse à la perturbation du système d'offre.

Celui-ci est, depuis 1990, dominé par la production d'origine thermique, fossile et nucléaire : charbon, pétrole et gaz naturel en début de période ; charbon, gaz naturel et nucléaire en 2010. Entre 2010 et 2013, la chute de la production d'origine nucléaire (combustible uranium) est « compensée » pour une partie importante (près de 40 %) par la baisse de la demande finale et, pour le reste, par l'augmentation de la production d'origine fossile (surtout gaz naturel) et un peu de production d'origine renouvelable (solaire photovoltaïque). Au total, la consommation de combustibles fossiles pour la production d'électricité augmente de 33 Mtep entre 2010 et 2013, à comparer à la perte de 72 Mtep d'énergie primaire « nucléaire ».

On constate que la consommation totale d'énergie primaire n'augmente que de 23,1 Mtep, soit 5,7 % de sa valeur en 2010, du fait de la baisse de la consommation « hors secteur de l'énergie ». Les consommations de charbon et de pétrole augmentent peu (respectivement de 0,9 % et 1,4 %), tandis que celle du gaz naturel augmente de 22 %.

Au total, en prenant en compte la baisse de 72 Mtep de la consommation primaire nucléaire, la consommation primaire totale d'énergie baisse de 48 Mtep entre 2010 et 2013, soit 9,6 % de sa valeur en 2010.

Cette baisse des consommations d'énergie primaire et finale permet à la période « post-Fukushima » de s'inscrire dans la baisse tendancielle des intensités énergétiques primaire et finale amorcée autour de l'an 2000. Ces intensités baissent respectivement de 13 % et 8 % entre 2010 et 2013.

L'évaluation de deux impacts importants de l'évolution du système énergétique ont ensuite retenu notre attention : les émissions de gaz carbonique (CO_2) et la facture énergétique extérieure, dans la mesure où les trois combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) sont totalement importés[14]. Ces impacts ont été souvent commentés, parfois avec une certaine exagération.

Effectivement, les émissions de CO_2 dues à la production d'électricité ont augmenté de l'ordre de 20 % entre 2010 et 2013. Mais les émissions totales de CO_2 dues à la combustion des fossiles n'ont augmenté que de 6,8 %. C'est la combustion du pétrole qui est le premier émetteur, tandis que les émissions dues au charbon ne sont que de 2 % supérieures en 2013 à celles de 2010.

De fait, le plus surprenant a été de constater que les émissions totales de CO_2 du Japon ont augmenté fortement entre 1990 et 2002 (malgré le Protocole de Kyoto), pour se stabiliser ensuite et, après la chute de 2009 liée à la crise économique, remonter pour aboutir en 2013 à une valeur très proche de celle de 2006.

L'étude de l'évolution de la facture énergétique extérieure due à l'importation des combustibles fossiles aboutit elle aussi à un résultat qui contredit pas mal d'idées reçues. Cette facture énergétique a bien augmenté de 46 % entre 2010 et 2013 mais cette augmentation se partage entre 6 % dus à l'évolution du système énergétique dont l'élément le plus important est la chute de la production d'électricité d'origine nucléaire et 40 % dus à l'augmentation des prix des combustibles importés et surtout du prix du pétrole[15].

Ces résultats ne sont pas totalement surprenants lorsque l'on prend conscience que la contribution du nucléaire à la consommation finale d'énergie n'était que de 6,5 % en 2010.

Nous retiendrons également comme un impact important l'accent mis sur la sobriété et l'efficacité énergétique qui a permis de réduire la consommation finale d'électricité de 9 % et la consommation finale totale de 6,5 % en trois ans. Mais aussi la relance du développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité, notamment éolien (centrales flottantes) et surtout photovoltaïque.

La dépendance énergétique extérieure du Japon est colossale. Sa balance commerciale et son économie sont plombées par les importations pétrolières. Son système énergétique basé presque entièrement sur les énergies de stock, toutes importées (charbon, pétrole, gaz naturel, uranium), n'est pas soutenable. La nécessité d'une nouvelle politique énergétique s'impose, bien au-delà de la question nucléaire.

La question nucléaire, quand à elle, dépasse ces considérations économiques. Il est admis par de nombreux experts du nucléaire que le risque sismique dans l'archipel du Japon est tel que ce pays n'aurait pas dû implanter des centrales nucléaires (en plus, forcément en bord de mer pour les besoins de refroidissement). Aujourd'hui toutes les centrales nucléaires sont arrêtées. Il faut espérer qu'aucune ne redémarrera et que le Japon s'engagera résolument dans la voie de la transition énergétique plutôt que d'infliger à sa population l'angoisse permanente d'un nouveau Fukushima : il en a les moyens.

14 - Pour être précis, il y a une production locale de 3 Mtep de gaz naturel (pour une consommation de 105 Mtep en 2013).

15 - Rappelons que la facture énergétique de la France est passée, en milliards d'euros courants, de 14 en 1990 à 47 en 2010, 69 en 2012 et 66 en 2013.

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 :**

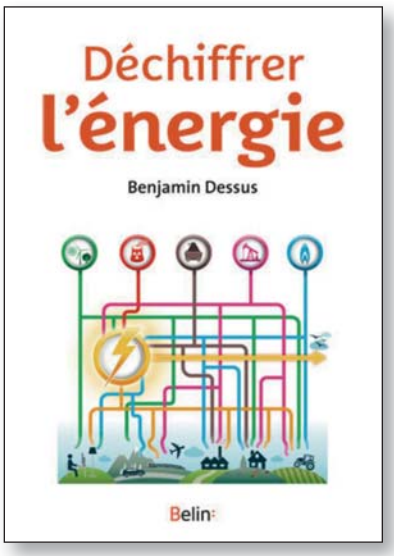
n°36	Autour de la transition énergétique : questions et débats d'actualité, suite, (Novembre 2014)	15 €	x	ex.	=	€
n°35	Autour de la transition énergétique : questions et débats d'actualité (juin 2014)	15 €	x	ex.	=	€
n°34	Le casse-tête des matières et déchets nucléaires (novembre 2013)	15 €	x	ex.	=	€
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 200	15 €	x	ex.	=	€
n°19	Climat, énergie : éviter la surchauffe (juillet 2004)	10 €	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)***



Belin Éditeur
384 pages, 29,90 € - Hors collection

Déchiffrer l'énergie

Benjamin Dessus

L'ouvrage explore le débat sur l'énergie avec une approche originale qui consiste à accorder autant d'importance à la question de la maîtrise de la demande qu'à celle de l'offre d'énergie. Cette approche en quatre étapes :

- Donner au lecteur les clefs de compréhension du « système énergétique », depuis les besoins élémentaires d'une société (se chauffer, se déplacer, s'éclairer) jusqu'aux produits livrés aux consommateurs (électricité, gaz, fioul, etc.) à partir des ressources naturelles (ressources fossiles, fissiles et renouvelables).
- Analyser la dimension « offre d'énergie » en décrivant, l'état des réserves fossiles et fissiles, les potentiels d'énergies renouvelables, les grandes filières d'énergie fossile (pétrole, gaz, charbon), fissile (nucléaire) et renouvelable (solaire, éolien, etc.), les rendements comparés de leur transformation, l'impact de leur exploitation sur l'environnement.
- Aborder les questions économiques, au cœur de la gestion et de l'optimisation du système énergétique, en proposant d'harmoniser les méthodes de comparaison des coûts d'un produit énergétique et en prenant en compte les coûts et bénéfices environnementaux des différentes filières de production ou d'économie d'énergie.
- Éclairer l'avenir énergétique en retraçant l'histoire des scénarios de prospective des trente dernières années et les enseignements à en tirer pour comprendre les conditions d'une bonne transition énergétique.

Ce livre offre une synthèse unique, richement illustrée de graphes et schémas explicatifs. De plus, la comparaison entre pays apporte un éclairage essentiel sur les choix de la France en matière énergétique.

Un livre indispensable pour tous ceux qui veulent comprendre le fonctionnement du système énergétique français et mondial, s'y retrouver dans la multitude de chiffres et de données et prendre part en citoyen averti aux débats actuels sur la transition énergétique.

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.