

Sauvons le Climat



Diviser par quatre les rejets de CO₂ dus à l'énergie : le scénario Negatep

Claude Acket et Pierre Bacher¹

Janvier 2011

¹ Membres du Conseil Scientifique de Sauvons le Climat

Résumé

Le scénario Negatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de CO₂, ce qui implique à peu de chose près, de diviser par 4 la consommation de combustibles fossiles.

Outre les économies d'énergie, sans lesquelles le « facteur 4 » serait inaccessible, il faut remplacer, le plus possible les combustibles fossiles, par des sources d'énergie non émettrices de gaz carbonique, aussi bien en chaleur directe, que via le vecteur électricité.

La version 2007 du scénario se basait sur des données antérieures à 2006. Depuis, de nombreuses études ont été publiées et plusieurs éléments nouveaux sont intervenus, dont le Grenelle de l'environnement, la directive européenne « énergie – climat » dite « 3 x 20 » et l'engagement spécifique de la France de produire 23 % de son énergie à partir d'énergies renouvelables dès 2020. Force est de constater que les choix issus du Grenelle de l'environnement pour atteindre ces différents objectifs ne sont pas tous optimisés, faute d'avoir défini et appliqué des critères économiques permettant de rechercher les meilleurs compromis coût/bénéfice.

Une réévaluation de Négatep s'imposait : c'est l'objet de Negatep 2010 qui confirme les grandes orientations de Negatep 2007. Pour atteindre l'objectif facteur 4, l'étude montre qu'il faut :

- Pratiquement supprimer le pétrole et le gaz dans le résidentiel et le tertiaire. Les moyens existent, en combinant une meilleure isolation, les énergies renouvelables chaleur associées ou non à des pompes à chaleur, et l'électricité directe exploitée intelligemment. Le problème majeur est le financement, dont les difficultés devraient conduire à rechercher systématiquement les voies les moins coûteuses.
- Réduire très fortement le pétrole pour les transports. Il s'agit là d'une double révolution : repenser la mobilité (transports en commun, fret) et remplacer le pétrole par l'électricité, soit directement dans des véhicules hybrides rechargeables ou électriques, soit en apportant tout ou partie de l'énergie nécessaire à la synthèse des biocarburants.
- Limiter sérieusement les combustibles fossiles dans l'industrie. Ceci implique notamment des modifications de procédés (et donc des investissements lourds).
- Augmenter fortement la part de l'électricité dans le mix énergétique, maintenir la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité et, tant que des moyens économiques de stockage n'auront pas été développés, limiter la part des électricités intermittentes au niveau que le réseau électrique peut supporter sans augmenter les capacités des centrales à gaz.

L'étude montre que les voies proposées peuvent permettre d'atteindre les objectifs 2020 du Grenelle de l'environnement, mais on constate que les moyens proposés pour y parvenir sont assez sensiblement différents de ceux retenus dans la loi Grenelle 1 de 2009.

Abstract

The Negatep scenario conforms with the objective set by the French energy law of 2005, namely a four-fold reduction in CO₂ emissions, a condition which roughly implies a four-fold reduction in the use of fossil fuels.

Beyond the prerequisite of an improved energy efficiency, without which the four-fold reduction would be out of reach, it is necessary to replace fossil fuels with carbon free energies.

The 2007 edition of the scenario was based on data earlier than 2006. Since then, there have been many publications and several events, such as the “Grenelle de l’environnement”, the European climate-energy package, better known as the “3 x 20 %” package, and the French specific engagement to provide 23 % of its energy from renewable sources by 2020. One must observe, however, that the choices stemming from the “Grenelle de l’environnement” are not all optimal, short of having defined and applied the economic criteria which could have led to the best cost/benefit decisions.

A revision of Negatep 2007 appeared necessary. Negatep 2010 fulfils this objective, and confirms the main orientations of Negatep 2007. In order to reach a four-fold reduction in CO₂ emissions, the study shows that it is necessary to:

- Decrease to nearly zero oil and gas in the residential and tertiary sectors; this can be achieved through improved insulation, thermal renewable energies combined or not with heat pumps, and a “smart” use of direct electrical heating.
- Reduce significantly the use of oil in the transport sector: this implies a revolution both in the management of mobility (mass transportation, freight) and the replacement of gasoline by electricity, either directly with electric motorisations (electric cars and rechargeable hybrids) or indirectly by supplying energy to the biofuel synthesis process.
- Reduce significantly the use of fossil fuels in industry; this requires changes in industrial processes and major capital investments.
- Increase massively the share of electricity in the energy mix, maintain the share of nuclear in the electricity generation and, as long as the storage of electricity is not developed, limit the share of intermittent energies to a level compatible with that of gas turbines.

The study shows that the measures proposed can fulfil the objectives for 2020 proposed by the “Grenelle de l’environnement”, but that they differ significantly from those adopted in the “Grenelle 1” law of 2009.

TABLE

Résumé 2

Abstract 3

A) Introduction 5

B) Situation actuelle (2006) et perspectives tendancielle 7

B1 - Bilan énergétique final observé en 2006 (et avant) 7

B2 – Scénario de référence (SR) 10

C) 2020 : les objectifs du Grenelle de l'environnement 11

C1 – Economies d'énergie 11

C2 – Energies renouvelables thermiques 12

C3 – Contribution de l'électricité 13

C4 – Bilan 2020 14

C5 – Production d'électricité [1415](#)

D) Horizon 2050 et scénario "facteur 4 Negatep" 17

D1 - Besoins fixes des secteurs résidentiel et du tertiaire [1748](#)

D2 - Besoins fixes de l'industrie et de l'agroalimentaire 23

D3 - Les transports, comment réduire les besoins de pétrole ? 24

D4 - Energies renouvelables chaleur 27

D5 - Besoins d'électricité, récapitulatif 27

D6 - Production d'électricité 29

D7 – Electricité et besoins variables de puissance 31

E) Le remontage Negatep 32

E1 - Un objectif de coût minimum 32

E2 - Une approche progressive vers le facteur 4 33

E3 - Bilan ressources emplois en 2050 34

E4 - Rejets de gaz carbonique 36

E5 – Incertitudes 37

Liste des tableaux 39

Liste des figures 39

Annexe – électricité et équilibre réseau 40

A) Introduction

La loi d'orientation sur l'énergie de 2005 fixe quatre grands objectifs de politique énergétique:

- Contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement.
- Assurer un prix compétitif de l'énergie.
- Préserver l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre.
- Garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Dans le cadre de cette loi, la France soutient l'objectif international de diviser par 2 les émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici 2050, ce qui nécessite une division par 4 à 10 des émissions pour les pays développés².

La loi définit quatre grands axes pour tenter d'atteindre les objectifs fixés

- Économiser l'énergie.
- « Décarboner » l'énergie utilisée, en réduisant la part des énergies fossiles³.
- Développer les énergies renouvelables.
- Maintenir le nucléaire pour la production d'électricité.

Nous avons proposé en 2007 un scénario, conforme aux objectifs de la loi, en particulier de s'approcher du « facteur 4 », en notant que si ce scénario s'applique à la France, il pourrait être adapté à la majorité des pays développés. Nous l'appelons « Negatep » car c'est bien la consommation d'énergie, issue en grande partie des combustibles fossiles symbolisés par le pétrole qu'il faut maîtriser. Outre les économies d'énergie, sans lesquelles le « facteur 4 » serait inaccessible, il faut remplacer le plus possible les combustibles fossiles par des sources d'énergie non émettrices de gaz carbonique, aussi bien en chaleur directe que via le vecteur électricité.

Depuis 2007, plusieurs éléments nouveaux sont intervenus qui nous conduisent à actualiser le scénario Negatep :

- La publication par la DGMEP du « scénario de référence 2008 »⁴ (SR)
- La publication du « Bilan prévisionnel électricité 2009 »⁵ (BP)
- et, surtout, le Grenelle de l'environnement

Ces éléments permettent de compléter l'étude de scénario à l'horizon 2050 par une prévision relativement robuste du point de passage 2020. Ce point de passage permet lui-même d'estimer si l'on est sur une bonne trajectoire pour atteindre les objectifs du « facteur 4 » en 2050.

² L'Européen moyen rejette aujourd'hui entre 2 et 3 tC par an. Les Français comme les Suisses et les Suédois sont dans le bas de la fourchette grâce à une électricité produite avec très peu de combustibles fossiles. Ceci justifie que la baisse visée pour la France soit d'un facteur 4 et non 5. Les Danois ou les Allemands sont plus près de 3 tC et les Américains de 5 à 6 tC par habitant.

³ La séquestration du gaz carbonique pourrait être une solution, la capture et le stockage du CO₂ permettant de diviser par 3 à 4 les rejets. La technologie, en développement, pourrait s'appliquer à de grosses unités énergétiques qui à partir du charbon produiraient de l'électricité, de l'hydrogène ou des carburants de synthèse. Les progrès et promesses sont à suivre sous le triple aspect de la consommation d'énergie, des problèmes environnementaux liés au stockage du CO₂ et des coûts de ces nouvelles technologies, mais une participation significative de cette technologie dans la lutte contre l'effet de serre ne peut être attendue avant 2050.

⁴ Scénario énergétique de référence DGEMP-OE (2008)

⁵ Bilan prévisionnel de l'électricité – RTE (2009)

Mais le Grenelle de l'environnement a pratiquement écarté l'électricité comme moyen économique de réduire les consommations de combustibles fossiles et les rejets de gaz à effet de serre et a dû, pour atteindre les objectifs, tabler sur des valeurs très élevées (et très coûteuses) d'économies d'énergie. On touche là du doigt les conséquences de l'absence de tout critère économique dans les choix qui sont faits⁶. Pour « Negatep 2010 », nous avons élaboré deux variantes : la première prolonge peu ou prou les tendances du Grenelle ; la seconde, tout en réservant une large place aux économies d'énergie, écarte les solutions très coûteuses⁷ (tant dans l'habitat que pour la production d'électricité), ce qui conduit au contraire à mobiliser le plus possible les atouts de l'électricité.

Le premier chapitre (B) se contente d'actualiser la situation actuelle et les perspectives tendanciennes à l'aide du scénario de référence (bilan énergétique 2006 au lieu de 2000, scénario intégrant les normes en vigueur mais pas les mesures du Grenelle). Nous serons amenés, dans ce chapitre, à discuter le bien fondé de certaines hypothèses du SR 2008 et, surtout, à extrapoler le scénario de référence jusqu'à 2050⁸.

Un deuxième chapitre (C), nouveau, tentera de prévoir le point de passage 2020 en intégrant les mesures du Grenelle.

Le troisième chapitre (D) analyse les différentes composantes (secteurs de consommation, sources d'énergie) du scénario « Negatep 2010 », actualisation de « Negatep 2007 ».

Le quatrième chapitre (E) effectue un remontage du scénario et les compare sur le plan économique.

Remarques préliminaires :

1. Les formes d'énergie sont multiples (chaleur, mécanique, électricité) et se mesurent toutes avec la même unité, le Joule et ses multiples (MJ, GJ...). En pratique, cependant, les professionnels ont adopté comme unité de référence la tonne équivalent pétrole et ses multiples (tep, Mtep, Gtep) pour toutes les énergies chaleur, le kWh et ses multiples (MWh, GWh, TWh) pour l'électricité :

➤ *1 tep = 42 GJ*

➤ *1 MWh = 3,6 MJ ou 0,086 tep*

*Bien que l'électricité et la chaleur ne rendent pas les mêmes services, les divers organismes internationaux et nationaux qui s'intéressent à l'énergie sont convenus d'exprimer les énergies mises à la disposition des utilisateurs, dites « **énergies finales** », en tep, qu'elles soient sous forme de chaleur ou d'électricité. C'est cette convention que nous adopterons très généralement*

⁶ Une étude d'impact économique des mesures du Grenelle a bien été réalisée par l'ADEME (« Etude d'impact du projet de loi programme du Grenelle de l'environnement » - 1^{er} octobre 2008), mais cette étude est très sommaire et ne reflète pas les coûts réels.

⁷ Il serait nécessaire de se fixer un critère de coût de l'énergie (incluant le prix payé pour le CO₂ émis) en dessous duquel une mesure est économiquement justifiée et au-dessus de laquelle elle ne l'est pas. En pratique, cela n'est guère possible dans une étude prospective telle que celle-ci, compte tenu des incertitudes qui entourent tant les évaluations de coûts que les perspectives d'évolution des prix des diverses énergies et du CO₂. Cependant, on peut estimer qu'une mesure est à retenir lorsqu'elle conduit à un coût de l'énergie économisée inférieur à 1000 €/tep (correspondant par exemple à 100 €/bl de pétrole et 100 €/t CO₂) et devrait être écartée lorsqu'elle conduit à un coût supérieur de 1500 €/tep (cf. P. Bacher –« Prix du pétrole équivalent, prix du gaz équivalent et coût du CO₂ évité » - *Revue de l'énergie* n° 582 – mars-avril 2008)

⁸ Celui-ci s'arrêtant à 2030

ici, puisque notre propos vise essentiellement les évolutions de la consommation et des moyens d'y répondre. L'exportation d'électricité sera systématiquement comptée à part.

En revanche, lorsqu'on s'intéresse aux rejets de CO₂, il faut évidemment remonter aux tonnes de combustibles fossiles effectivement utilisées, un peu supérieures aux quantités finales dans le cas de l'utilisation directe sous forme de chaleur (pour le pétrole, par exemple, il faut tenir compte de l'énergie consommée pour le raffinage et l'acheminement jusqu'au consommateur final – environ + 10 %), mais 1,5 à 3 fois supérieure dans le cas de l'électricité (pour tenir compte du rendement thermodynamique de la production d'électricité à partir de chaleur, compris entre 33 et 60 %). Une fois déterminées ces quantités d'énergies dites « primaires », on calcule les quantités de CO₂ rejetées (exprimées en tonnes de carbone contenu (tC et ses multiples)) en appliquant les coefficients⁹ :

Pétrole : 1 tep donne 0,89 tC

Charbon : 1 tep donne 1,17 tC

Gaz naturel : 1 tep donne 0,74 tC

Le passage des tC aux tonnes CO₂ s'effectue en multipliant ces chiffres par 44/12 = 3,65.

Le passage aux tC (ou tCO₂) par tep électrique se fait en divisant par le rendement thermodynamique de la production d'électricité.¹⁰

2. L'ambition de cette note se limite à l'évaluation d'ordres de grandeur des différents facteurs intervenant dans le « mix énergétique » et les rejets de CO₂.¹¹

B) Situation actuelle (2006) et perspectives tendancielle

B1 - Bilan énergétique final observé en 2006 (et avant)

Ce bilan est résumé dans le tableau 1.

Tableau 1 – Bilan énergétique final 2006 en Mtep (Million de tonnes équivalent pétrole)¹²

(Mtep)	Combustibles solides	Pétrole	Gaz	Electricité ¹³	Energies renouvelables thermiques	Total	
						Mtep	%
Industrie	6,5	6	12	11,7	1,3	37,4	23
Tertiaire	0,1	4	6,8	11,2	0,5	22,6	14
Résidentiel	0,3	10,7	15,9	12,8	8,4	48	30
Agriculture		2,2	0,3	0,3	0,1	2,9	2

⁹ Ces coefficients varient légèrement (\pm quelques %) selon les auteurs ; cela n'a guère d'importance pour les comparaisons relatives faites ici.

¹⁰ Ainsi, pour une centrale au charbon de rendement 40 %, les rejets par tep sont de $(1,17/0,4) = 2,92$ tC ou 10,65 tCO₂. Comme 1 tep = 11,65 MWh, les rejets par MWh sont de 0,25 tC ou 0,91 t CO₂.

¹¹ Le lecteur attentif ne manquera pas de relever des erreurs d'arrondis dans les différents tableaux. Celles-ci proviennent de la difficulté de rassembler des données totalement cohérentes, mais ne modifient pas sensiblement les ordres de grandeur.

¹² La majorité des données sont tirées de « L'énergie en France édition 2007 » de www.industrie.gouv.fr/energie

¹³ Nous rappelons que les valeurs indiquées concernent l'énergie finale, à ne pas confondre avec l'énergie primaire à la production

Révision A.2 – janvier 2012

Transports		49,1		1	0,7	50,8	31
Total	6,9	72	35	37	10,9	161,7	100
%	4,3	44,5	21,6	22,9	6,7	100	

Nota : Les 37 Mtep d'électricité, comptés dans le bilan énergétique final 2006, correspondent à 430 TWh d'électricité en fin de ligne à la distribution.

La remontée à la production nette de 549 TWh¹⁴ (sortie centrales) intègre les pertes en ligne (environ 40 TWh, l'auto consommation spécifique du secteur nucléaire (20 TWh de l'usine d'enrichissement), le bilan exportations – importations (environ 50 TWh en 2006) et aussi le bilan pompage.

Les énergies fossiles représentent plus des 2/3 de l'énergie finale (73 % en intégrant la part d'énergies fossiles consommée par le secteur énergie)¹⁵.

L'électricité consommée dans les secteurs résidentiel et tertiaire se répartit en usages spécifiques (environ 60 %) et production directe de chaleur (40 %) ; mais, en première analyse, on peut considérer qu'une part significative des usages spécifiques aboutissent à de la fourniture de chaleur.¹⁶

Pour déterminer les rejets de CO₂, il faut ajouter, aux chiffres précédents de combustibles fossiles, ceux de la branche énergie, ce qui donne le tableau 2. Avec les conventions précédentes, ces chiffres correspondent à 113,4 MtC, que nous arrondirons à 115 MtC.

Tableau 2 – Consommations « fossiles » totales, en intégrant la branche énergie en Mtep (2006)

(Mtep)	Combustibles solides	Pétrole	Gaz	Total
Consommation finale	6,9	72	35,3	114,2
Branche énergie	5,4	6,5	3,8	15,7
total	12,3	78,5	39,1	129,9

La figure 1 permet de voir comment la consommation d'énergie finale a évolué ces dernières années à partir d'un indice 100 en 1960. On notera la corrélation avec l'évolution du PIB, atténuée par une amélioration de l'efficacité énergétique. On notera aussi que la consommation énergétique et le PIB ont cru moins rapidement, lors des années des chocs pétroliers et des prix élevés du pétrole et du gaz. Depuis 1990 la reprise est flagrante, malgré un léger fléchissement

¹⁴ Cette production nette correspond à une production totale brute de 575 TWh, l'écart correspondant à la consommation des auxiliaires des unités de production. Cette production brute, est issue du nucléaire pour 450 TWh, des renouvelables électriques pour 64 TWh (essentiellement l'hydraulique) et enfin du thermique classique pour 60 TWh

¹⁵ Valeur relative ramenée à 51 % si on fait référence à la part d'énergies fossiles dans l'énergie primaire

¹⁶ Chaque fois que l'on cherchera à économiser l'électricité dans ses usages spécifiques, il faudra donc s'assurer que l'on n'augmente pas, en contrepartie, les besoins de chaleur : c'est le cas, notamment, des ampoules basse consommation qui ne permettent pas toujours de réduire la consommation d'énergie et qui peuvent même, dans certains cas, augmenter les rejets de CO₂ (cf. P. Bacher – « L'interdiction des lampes basse consommation : une fausse bonne idée » - TechnAgora (23 juillet 2009)

entre 2003 et 2006 : la croissance moyenne annuelle de la consommation finale énergétique de 1990 à 2006 a été de 0,8 %.¹⁷

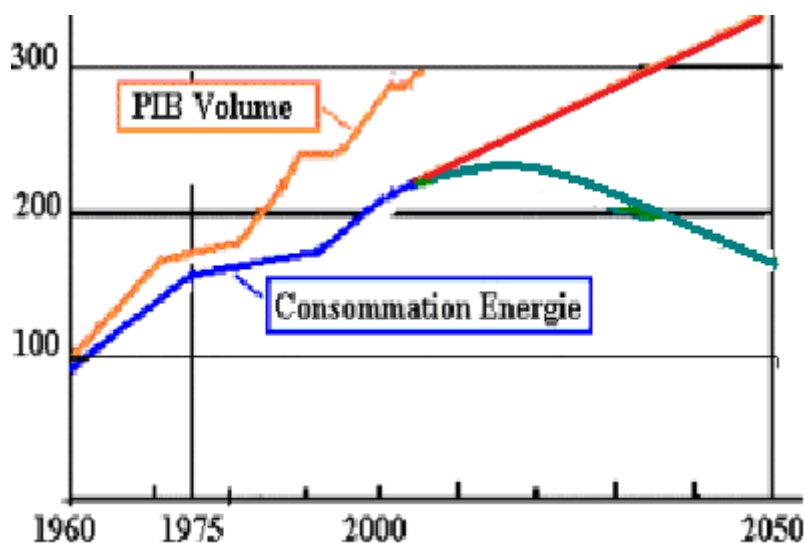


Figure 1 – Evolutions relatives de la consommation d'énergie et du PIB

— Tendance — Facteur 4 ?

La figure 2 illustre l'évolution des rejets de CO₂. Nous constatons que l'augmentation, continue jusqu'aux années 70, s'est inversée au début des années 80. Cette inversion est autant une conséquence des chocs pétroliers (à partir de 1973) et de la crise économique qui a suivi, que de la mise en service des centrales nucléaires au cours des années 80. Les rejets sont repartis à la hausse en 1990, à un rythme moindre qu'avant la crise, grâce aux progrès réalisés, notamment dans l'industrie. Il ressemble donc au schéma 1 à une grosse exception près : la mise en service des centrales nucléaires entre 1980 et 1990, conjuguée à l'accroissement de la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale, a permis de réduire d'environ 20 % les rejets de CO₂ alors que la consommation finale augmentait légèrement.

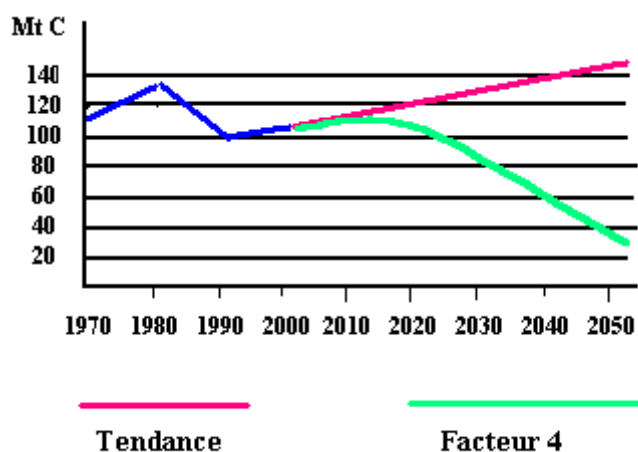


Figure 2 : Evolution des émissions de CO₂

¹⁷ Les effets de la crise de 2008 ne sont pas intégrés.

La poursuite des tendances de consommation de combustibles fossiles est de toute évidence incompatible avec la division par 4 des rejets de CO₂. On mesure le chemin à faire pour arriver au facteur 4, effort qui se traduira dans un premier temps par une stabilisation des rejets, pour ensuite les réduire massivement. Il est évident que plus l'on tarde, plus l'effort demandé sera important.

B2 – Scénario de référence (SR)

Le document « scénario de référence DGEMP » explicite en détail les hypothèses de consommation sur lesquelles il se base. (taux de croissance moyen du PIB de 2,1 %/an, croissance démographique, emplois etc.). Il se réfère notamment au contexte réglementaire antérieur au Grenelle de l'environnement, tout en tenant compte d'une constante de temps dans la mise en œuvre des réglementations (notamment RT 2005), mais, à la suite du CEREN, il limite, à 75 % de l'effet théorique, l'efficacité de ces réglementations thermiques.

Le document explicite également les hypothèses prises en matière de moyens de production d'électricité. Il table sur une quasi stabilité du nucléaire, de l'hydraulique et du thermique décentralisé non renouvelable, une forte baisse du charbon et du fioul pour la semi base, une très forte hausse du gaz (CCCG et TAC), un programme modéré d'éoliennes et symbolique de solaire photovoltaïque.

Le scénario de référence s'arrête en 2030. Mais il explicite la période 2020 – 2030, au cours de laquelle les mesures antérieures au Grenelle ont pratiquement atteint leur régime de croisière. Nous avons donc choisi d'extrapoler linéairement de 2030 à 2050, dans le prolongement de la période 2020 – 2030.

Les résultats sont résumés dans le tableau 3 et illustrés par la figure 3.

Tableau 3 – Consommation finale énergétique, hors branche énergie
(DGMEP 2020-2030 et extrapolation 2050):

Mtep	2006	2020	2030	2050
Industrie	37,4	41,7	44,8	51
Résidentiel – tertiaire	70,6	81,2	84,4	90,6
Agriculture	2,9	4,3	4,6	5,2
Transports	50,8	56,9	64,3	79,1
Total énergétique	161,7	184,1	198,1	226

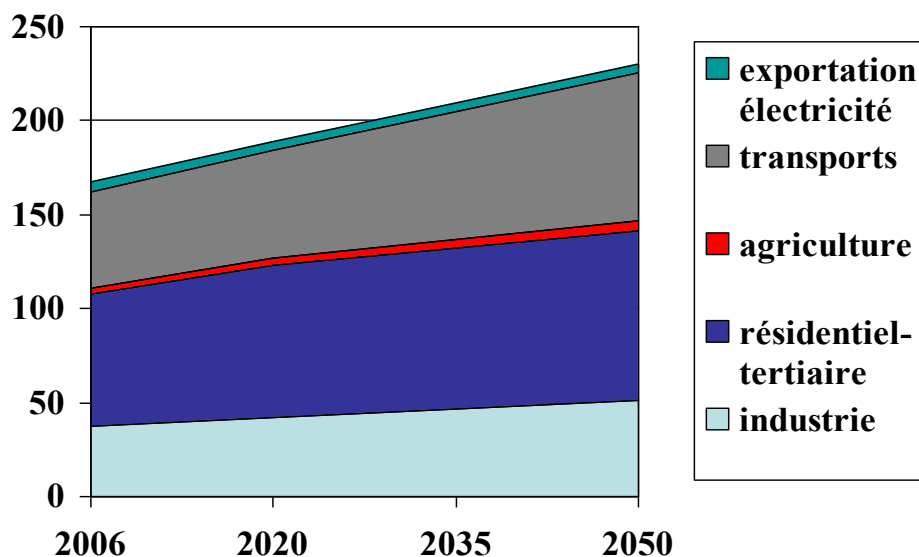


Figure 3 – Scénario de référence (DGMEP et extrapolation 2050) en Mtep

On notera en particulier le ralentissement de la croissance des secteurs résidentiel et tertiaire à partir de 2020 environ, qui traduit la mise en œuvre effective des normes thermiques.

C) 2020 : les objectifs du Grenelle de l'environnement

Le Grenelle de l'environnement, les travaux des différents comités opérationnels (COMOP) et les lois Grenelle 1 et Grenelle 2 ont défini des objectifs en matière d'économies d'énergie et de développement des énergies renouvelables, dans les deux domaines : chaleur et électricité. Ces objectifs s'inscrivent dans la perspective de la directive européenne « énergie – climat » dite « 3 x 20 »¹⁸. Dans ce chapitre, nous rappellerons ces objectifs et nous interrogerons sur leur crédibilité.

C1 – Economies d'énergie

Rappelons que la consommation finale totale a été de 161,7 Mtep en 2006 et que le scénario de référence retient 184 Mtep en 2020.

Le Grenelle de l'environnement fixe comme objectif 32 Mtep d'économies, par rapport à la tendance, se répartissant de la façon suivante :

- Résidentiel et tertiaire : 38 %, soit environ 27 Mtep (nous admettrons une répartition 2/3 résidentiel et 1/3 tertiaire)
- Transports individuels : 10 %, soit environ 3 Mtep
- Fret et transports collectifs : 10 %, soit environ 2 Mtep

¹⁸ A l'horizon 2020 : 20 % moins de CO₂, 20 % moins d'énergie, 20 % d'énergies renouvelables

Les objectifs d'économie d'énergie dans les transports individuels paraissent raisonnables avec les technologies aujourd'hui disponibles. Ceux relatifs au fret et aux transports collectifs sont tributaires de la réalisation d'infrastructures lourdes (canal du Nord, autoroutes ferroviaires, tramways, etc.) dont on peut penser qu'elles prendront quelques années de retard, compte tenu de la lourdeur des procédures administratives et de l'importance des financements nécessaires.

Pour atteindre les économies d'énergie dans le résidentiel, il est proposé de réaliser des rénovations de l'habitat et du tertiaire. Prenons l'exemple de rénovations moyennes dans l'habitat (isolation des combles, changement des fenêtres) permettant d'économiser 1,3 tep/an par logement¹⁹ : il faudrait rénover au moins 14 millions de logements d'ici 2020, soit plus de 1 million par an. Les documents du Grenelle citent le chiffre de 400 000 logements par an, ce qui correspondrait à des rénovations beaucoup plus importantes (isolation totale, ventilation double flux, remplacement de la chaudière...). Les besoins de financement de ces mesures sont très élevés (de l'ordre de 10 milliards €/an) et viennent s'ajouter aux besoins de financement des aides aux économies dans le tertiaire et des aides aux énergies renouvelables²⁰. Des prix élevés à la consommation des combustibles fossiles (résultant du prix mondial de l'énergie et d'un impôt carbone), tels que ceux observés en 2008, encourageraient les différents acteurs à aller dans cette voie ; en revanche, un prix du pétrole de 30 ou 50 €/bl et un impôt carbone de 15 ou 30 €/t CO₂ sont loin d'être suffisamment incitatifs.

Si l'objectif d'économie dans le résidentiel et le tertiaire était atteint à 70 % (ce qui nous semble déjà optimiste)²¹, la consommation finale totale serait proche de 160 Mtep, pratiquement égale à celle de 2006, les économies d'énergie n'étant alors que de 24 Mtep dont 19 pour les secteurs habitat et tertiaire.

C2 – Energies renouvelables thermiques

La contribution des ENR thermiques à l'énergie finale était de 11 Mtep en 2006.

Le Grenelle table sur environ 10 Mtep supplémentaire d'ENR thermiques :

- Biomasse, associée au développement de chaudières collectives²²
- Solaire chauffage direct
- Les pompes à chaleur²³

¹⁹ Dans l'article déjà cité de la *Revue de l'énergie* n° 582 (mars-avril 2008) on estimait que, pour un logement de 100 m², il fallait dépenser 10 000 € (huisseries, isolation des combles...) pour réduire les besoins d'énergie utile de 200 à 100 kWh/m²/an, permettant d'économiser environ 1,3 tep d'énergie finale. Ceci conduisait à un prix équivalent de l'énergie économisée (fioul ou gaz) dans une plage 400 – 600 €/tep. Même si la dépense moyenne atteignait 15 000 €, on resterait en dessous du critère proposé de 1000 à 1500 €/tep.

²⁰ On peut même penser qu'elles peuvent être en compétition. Les aides massives au solaire photovoltaïque, par exemple, peuvent inciter un particulier à investir dans cette installation plutôt que dans l'isolation de son logement : d'un côté, un revenu substantiel garanti pendant 20 ans, de l'autre une économie de fioul ou de gaz dont le prix futur est incertain.

²¹ Une diminution de près de 20 Mtep des besoins d'énergie dans le résidentiel et le tertiaire implique une quasi disparition du fioul domestique et un début de diminution du gaz naturel. La tendance actuelle est encore au développement des réseaux de distribution du gaz, ce qui peut paraître contradictoire.

²² On notera qu'il est également proposé de remplacer les anciennes chaudières à bois par des chaudières plus performantes ; la décision de mettre fin aux crédits d'impôt pour les chaudières au bois dès la fin 2009 ne va pas dans ce sens.

²³ Si le Coefficient de Performance (COP) de la pompe à chaleur est de 3, une consommation d'énergie de 3 sera comptée pour 2 ENR (par exemple géosolaire) et 1 électrique.

- Divers (géothermie associée au développement de réseaux de chaleur, récupération de chaleurs fatales actuellement perdues, etc.)

Le solaire chauffage direct (surtout l'eau chaude sanitaire) comme les pompes à chaleur se développent déjà rapidement, et on peut espérer que l'objectif sera atteint. Les autres objectifs semblent accessibles, mais probablement avec quelques années de décalage, compte tenu de la lenteur du développement des chaudières collectives et des réseaux de chaleur.²⁴ En conséquence, nous retiendrons un apport supplémentaire des ENR de 9 Mtep en 2020.

C3 – Contribution de l'électricité

Rappelons que la consommation finale d'électricité en 2006 de 430 TWh correspond à environ 37 Mtep²⁵, auxquels il faut ajouter 4,5 Mtep d'exportation. Pour 2020, le scénario de référence (SR 2008) retient 42 Mtep de consommation interne auxquels il faut ajouter 4,6 Mtep du bilan export - import. Le Bilan Prévisionnel 2009 intègre les mesures retenues par le Grenelle ; il retient 4 scénarios : haut, central, maîtrise renforcée de la consommation électrique, bas. Nous retiendrons les deux scénarios du milieu. Nous y ajouterons un scénario Negatep « électricité renforcée ».

Scénarios du BP 2009

Les deux scénarios, central et de maîtrise renforcée de l'électricité, diffèrent par le rythme d'augmentation de la consommation :

- Central : + 1,3 %/an de 2008 à 2015 et + 0,8%/an de 2015 à 2020, conduisant à 42 Mtep en 2020
- MDE : + 0,8%/an de 2008 à 2015, 0,7%/an de 2015 à 2020, conduisant à 40 Mtep en 2020.

Selon le rapport BP 2009²⁶, le scénario MDE traduit une meilleure maîtrise de l'énergie portant essentiellement sur l'électricité.

Scénario électricité renforcée

Les économies d'énergie, les économies d'électricité, les énergies renouvelables et les énergies fossiles ne sont pas des variables indépendantes. S'il y a moins d'économies d'énergie et que l'on veut cependant réduire autant la consommation d'énergies fossiles, il faudra plus d'énergies non carbonées (ENR thermiques et électricité non carbonée). Par exemple :

- Le remplacement d'un chauffage au fioul ou au gaz par un chauffage par pompe à chaleur, dans un logement consommant 1,5 tep permet de remplacer 1,5 tep de fioul par 1 tep d'énergie renouvelable et 0,5 tep d'électricité (en supposant un COP moyen de 3). Appliqué à 2 millions de logements (ou équivalents dans le tertiaire) supplémentaires, cela réduirait la consommation de combustibles fossiles de 3 Mtep, augmenterait de 2 Mtep la

²⁴ Il faut noter aussi que les économies d'énergie rendent plus difficile la rentabilité des réseaux de chaleur, qui doivent être amortis sur une consommation plus faible.

²⁵ Les données de départ ne sont pas rigoureusement cohérentes : SR 2008 donne 37 Mtep en 2006 ; BP2009 donne 36 Mtep en 2006 et 37,5 Mtep en 2008 (ce dernier chiffre non corrigé des variations climatiques) et une augmentation proche de 0,5 Mtep d'une année sur l'autre.

²⁶ Chapitre 2

part des énergies renouvelables (géothermie et aérothermie), au prix d'une augmentation de 1 Mtep de l'électricité

- Dans les transports individuels (30 Mtep à ce jour) le remplacement de 10 % du pétrole par de l'électricité permettrait d'économiser 3 Mtep de pétrole, au prix d'une augmentation de 1 Mtep d'électricité et donc globalement une baisse d'énergie finale de 2 Mtep²⁷

Ces exemples illustrent, de façon non exhaustive, comment il serait possible de réduire la consommation de combustibles fossiles (et donc de CO₂) et la consommation d'énergie finale grâce à une augmentation de la consommation d'électricité. Notre scénario électricité renforcée vise ainsi 6 Mtep de moins de combustibles fossiles, remplacées par 2 Mtep supplémentaires d'économies, 2 Mtep supplémentaires d'énergies renouvelables thermiques et 2 Mtep supplémentaires d'électricité.

C4 – Bilan 2020

Les bilans d'énergie finale sont résumés dans le tableau 4.

Tableau 4 – Bilan des énergies finales (2020)

Mtep	2008 ²⁸	2020		
		BP - central	BP – maîtrise él. renforcée	Negatep – demande él. renforcée
Economies	-	24	26	26
Electricité	37	42	40	44
ENR th.	11	20	20	22
Fossiles	114	98	98	92
Total	162	184		
Mt carbone	115	90 à 100		

En définitive, il nous paraît légitime de conclure que l'électricité finale pourrait être dans une fourchette 40 à 44 Mtep (auxquels il faut ajouter l'exportation, estimée à environ 6 Mtep dans le BP 2009²⁹) ; les combustibles fossiles se situeraient dans une fourchette 92 à 100 Mtep (en baisse de 15 à 20 %). Les rejets de CO₂ dépendront, entre autres, des moyens mis en œuvre pour la production d'électricité.

C5 – Production d'électricité

La production d'électricité doit être égale à la demande totale, qui est la somme de la consommation intérieure finale, de l'exportation nette, des pertes en ligne (environ 6 %), de l'électricité consommée pour le pompage (environ 0,6 Mtep) et pour le secteur énergie lui-même.

²⁷ Pour quantifier le gain réel de cette baisse d'énergie finale, sur les rejets de CO₂, qui reste l'objectif premier, il faut remonter à la source et donc à l'énergie primaire à la production. Un gain important en énergie finale, ne signifie pas systématiquement un gain important en rejets de CO₂.

²⁸ Le document SR 2008 prend 2006 comme année de départ, alors que le BP2009 adopte 2008 non corrigé des variations saisonnières. Le raccordement entre les deux est approximatif, à ± 1 Mtep près. Ceci n'a pas d'impact significatif sur la suite.

²⁹ Il semble que ce soit un terme de bouclage, qui peut varier de ± 5 %

Les ordres de grandeur retenus dans le BP 2009, ainsi que ceux de notre scénario électricité renforcée, sont résumés dans les tableaux 5 et 6.

Tableau 5 - Production nette d'électricité (2020)

	2008	2020		
		BP - central	BP – maîtrise él. renforcée	Negatep - demande él. renforcée
Consommation intérieure finale	37	42	40	44
Secteur énergie (dont pertes en ligne et pompage) ³⁰	5	4,3	4,2	4,4
Exportation nette	4 ³¹	6,4	6	6
Total	46 535 TWh	52,7 613 TWh	50,2 582 TWh	54,4 631 TWh

Tableau 6 – Production d'électricité nette par source en Mtep (2020)

Mtep	2008	2020		
		BP - central	BP – maîtrise él. renforcée	Negatep - demande él. renforcée
Total	46 ³²	52.7	50.2	54.4
Nucléaire	36	38	36	41
Hydraulique et turbinage STEP	6	6	6	6
ENR	0,8	4,2	4,1	4,1
Fossile	4,5	4.5	4,1	3,3

L'augmentation de la production nucléaire (3 Mtep soit 35 TWh) par rapport au scénario BP central correspondrait, par exemple, à la mise en service, d'ici 2020, d'au moins 2, voire 3 EPR en plus de Flamanville 3 (Penly 3 et un ou deux autres à engager avant 2015).

Emissions de CO2 dues à la production d'électricité

Les émissions dépendent essentiellement des parts respectives des centrales au charbon, au fioul et au gaz pour la demi-base, et de l'importance donnée aux turbines à combustion (TAC) pour les besoins de pointe. Elles varient relativement peu d'un scénario à l'autre. Les ordres de grandeur figurent dans le tableau 7.

³⁰ La diminution de la consommation du secteur énergie entre 2008 et 2020 est due au changement de technologie d'enrichissement de l'uranium.

³¹ L'exportation a été faible en 2008 du fait d'un hiver rigoureux. Une valeur de 6 Mtep est plus représentative de l'équilibre des échanges de la France avec ses voisins.

³² Les ventilations entre sources d'énergie du BP sont approximatives, car le document public ne donne pas tous les détails. Ceci explique qu'il puisse y avoir des écarts pouvant atteindre, voire dépasser, 1 Mtep.

Tableau 7 – Production d'électricité à partir de combustibles fossiles en énergie finale (2020)

Mtep	2008	2020		
		BP - référence	BP – maîtrise él. renforcée	Negatep demande él. renforcée
Total fossile	4.5	4,5	4,1	3,3
Charbon	1.85	0,55	0,55	0,55
CCCG	0,5	2,6	2,2	1,3
Fioul, TAC	0,2	0,15	0,15	0,15
Thermique décentralisé non ENR ³³	1,9	1,2	1,2	1,2

Nota : Les quantités d'énergies primaires consommées pour produire l'électricité s'obtiennent en multipliant les quantités du tableau par l'inverse du rendement : environ 2.7 pour le charbon, 1.85 pour les CCCG, 4 pour les TAC...

Entre 2008 et 2020, dans le scénario BP de référence, les centrales au fioul sont arrêtées (5 GW), ainsi qu'une partie des centrales au charbon. En revanche, près de 10 GW de centrales à cycle combiné à gaz (CCCG) pour la demi-base, et autant de turbines à combustion au gaz (pour la pointe) sont prévues.

Les émissions de CO₂, selon le BP, baisseraient un peu, tombant de 9 MtC à 6 à 7 MtC, grâce à la baisse du charbon et du thermique décentralisé non ENR.

Remarque

La très forte augmentation de la puissance installée en moyens de semi-base et de pointe est souvent attribuée (y compris dans le BP) au développement du chauffage électrique. On peut en douter³⁴. En effet la capacité installée en semi-base n'augmente que très peu entre 2008 et 2020 (les CCCG remplaçant les centrales au fioul et au charbon) et la production d'électricité d'origine fossile ne varie que très peu entre 2008 et 2020, ce qui semble montrer qu'elle joue peu dans l'équilibre offre – demande. En outre, il serait relativement aisé de mettre en place des systèmes tarifaires incitant à limiter les consommations en période de pointe. En revanche, on constate une corrélation entre la très forte augmentation des TAC et celle de l'électricité intermittente éolienne.

On reviendra plus en détail sur cette question au chapitre D7 et dans l'annexe 1.

³³ Les installations dites décentralisées regroupent des installations en général de petites tailles exploitées indépendamment des besoins du réseau (cogénération, combustible sous produit ...)

³⁴ Voir à ce sujet : Jean Fluchère « Puissance électrique appelée sur le réseau entre creux et pointes » (novembre 2009) et Jean-Pierre Pervès « Contribution de Sauvons le Climat à la réflexion sur la gestion des pointes de consommation d'électricité » (ateliers DGEC) – 11 février 2010

Résumé

1. Les dispositions décidées par le Grenelle de l'environnement devraient permettre, pour la première fois, d'amorcer une diminution en valeur absolue de la consommation finale d'énergie, ou tout au moins de stabiliser cette consommation autour de 160 Mtep en 2020. Ceci représente environ 15 % d'économies par rapport au scénario de référence 2008.

2. Ce résultat probable, bien que remarquable s'il est atteint, reste inférieur à l'objectif affiché par les lois Grenelle (20 % d'économies) ; ceci serait la conséquence de l'importance des sommes à investir et de l'ambiguïté du Grenelle sur le rôle de l'électricité dans la lutte pour réduire les émissions de CO₂.

3. Ceci est particulièrement vrai dans les secteurs résidentiel et tertiaire où l'association isolation thermique - électricité – énergies renouvelables devrait permettre d'obtenir de meilleurs résultats que chacune prise seule. Mais on note aussi le silence du Grenelle sur le remplacement du pétrole par l'électricité dans les transports.

4. Face à l'augmentation de la demande d'électricité, il est important de s'assurer que les rejets de CO₂ dus à ce secteur resteront à un niveau faible :

- Le remplacement programmé de la plupart des centrales au fioul et de quelques centrales au charbon par des centrales à gaz à cycle combiné va dans le bon sens*

- Pour faire face à l'augmentation de la demande d'électricité sans augmenter les rejets de CO₂, il faudrait cependant augmenter d'environ 3 Mtep la production nucléaire (soit l'équivalent de 2 ou 3 EPR en plus de Flamanville 3)*

5. La très forte augmentation des turbines à combustion (environ 10 GW) semble être due beaucoup plus au développement massif de l'éolien qu'à celui du chauffage électrique.

D) Horizon 2050 et scénario “facteur 4 Negatep”

La problématique aussi bien pour les mesures d'économie, que pour les choix des technologies à utiliser pour limiter les rejets de gaz carbonique, étant la même pour les besoins fixes d'énergie des secteurs résidentiel et tertiaire, nous les traiterons ensemble. Il en va de même pour les secteurs industriel et agroalimentaire. Puis nous aborderons globalement les besoins d'énergie dans les transports.³⁵

D1 - Besoins fixes des secteurs résidentiel et du tertiaire

Situation et tendance

Nous avons vu que les usages fixes de l'énergie des secteurs résidentiel et tertiaire représentent à eux deux 46 % des besoins énergétiques totaux, se décomposant de la façon suivante :

- besoins de chaleur directe (56 Mtep en 2006)

³⁵ Nous repartirons dans ce chapitre des bilans 2006, afin de rester cohérent avec le scénario de référence 2008.

- combustibles fossiles : 37 Mtep
- renouvelables (essentiellement le bois) : 9 Mtep.
- électricité pour le chauffage des locaux et l'eau chaude sanitaire : 10 Mtep
- besoins d'électricité pour les utilisations spécifiques de ce secteur, comme l'éclairage, le froid, les lavages, les motorisations diverses, les produits bruns (télévisions, ordinateurs...) : 14 Mtep.

Le scénario de référence conduirait, nous l'avons vu, à près de 91 Mtep, sans modification fondamentale de la répartition entre énergies (environ 55 % d'énergies fossiles, 15 % d'énergies renouvelables et 30 % d'électricité). Ce scénario prend en compte l'évolution de la population, son vieillissement, la multiplication des cellules monoparentales ; il intègre également les normes RT 2000 et RT 2005, et donc une partie des économies potentielles liées à une meilleure isolation thermique ; il intègre enfin les évolutions des besoins spécifiques d'électricité.

L'objectif de Negatep 2010 est de réduire à 4 ou 5 Mtep la consommation totale de combustibles fossiles (une suppression totale n'étant pas réaliste compte tenu des multiples cas particuliers). Les moyens d'action sont multiples, mais nous ne retiendrons que les trois moyens essentiels : la diminution des déperditions thermiques, les énergies renouvelables, associées ou non aux pompes à chaleur, et l'électricité comme moyen de chauffage direct (mais effaçable aux heures de pointe).

Les situations sont elles-mêmes multiples, tant dans le tertiaire que dans l'habitat ; nous nous sommes efforcés de simplifier l'approche en nous inspirant d'un rapport de J. Orselli³⁶, tout en respectant les grands équilibres.

Secteur tertiaire

Les besoins d'énergie du secteur tertiaire (22,6 Mtep en 2006) sont couverts pratiquement à moitié par l'électricité (en grande partie pour des utilisations spécifiques de l'électricité) et à moitié par des combustibles fossiles. En 2050, le scénario de référence SR 2008 prévoit environ 32 Mtep. Le rapport Orselli note la grande diversité des situations dans le secteur tertiaire, mais cite plusieurs voies de maîtrise de l'énergie dans ce secteur, notamment :

- l'utilisation des meilleures technologies disponibles, à l'occasion de rénovations et de constructions neuves.
- La gestion de l'intermittence dans l'occupation de nombreux locaux (bureaux, écoles et ensembles sportifs, commerces...

Compte tenu de ces éléments qualitatifs, nous admettons, contrairement au SR 2008, que les besoins du secteur tertiaire pourraient se stabiliser à leur niveau actuel, soit environ 23 Mtep. L'objectif de Negatep 2010 est de ramener de 11 à 1 Mtep la consommation d'énergie fossile. Les 10 Mtep seraient remplacés, par exemple, pour moitié par des énergies renouvelables, pour moitié par l'électricité, en direct ou en utilisant des pompes à chaleur associées aux énergies renouvelables.

Le bilan du secteur tertiaire est résumé dans le tableau 8.

Tableau 8 – Bilan secteur tertiaire

³⁶ J. Orselli – Rapport n° 004834-01 au Conseil Général des Ponts et Chaussées « Les économies et substitutions d'énergie dans les bâtiments » (février 2008)

Secteur tertiaire (Mtep)	2006	2050 « référence SR »	2050 Negatep
Total SR2008	22,5		32
Economies	-	-	9
Fossiles	11	13	1
Electricité			
○ Spécifique	8	12	11
○ Chaleur	3	5	5
Renouvelables	0,5	2	6
Thermiques			
Total énergie	22,5	32	23

Secteur résidentiel³⁷

Les besoins de chauffage représentaient en 2006 les $\frac{3}{4}$ des besoins d'énergie du secteur résidentiel, l'eau chaude sanitaire un peu moins de 10 %, les utilisations spécifiques de l'électricité 11 %, les 5 % restants se répartissant en usages divers (cuisson...). On notera que les besoins de chauffage sont appelés à diminuer fortement, diminution imposée par des normes de plus en plus sévères ; il en résultera une importance relative croissante des autres besoins, ce qui justifie que l'on s'y intéresse également.

Chauffage (habitat existant)

Une approche analytique est certes difficile, tant il y a de situations différentes, les normes de construction ayant profondément évolué, notamment en 1995 et 2005. Le rapport Orselli distingue l'habitat ancien (antérieur à 1975), celui construit entre 1975 et 1995, et celui construit depuis. Il tient compte des logements anciens détruits (quelques %) et distingue deux groupes³⁸

- Environ 1/3 des logements (près de 6,7 millions) chauffés à l'électricité, généralement bien isolés (7 MWh/an par logement d'énergie finale, soit 45 TWh/an)
- Les deux autres tiers chauffés avec d'autres énergies (environ 20 MWh/an d'énergie finale par logement, soit 335 TWh/an) ; ces 335 TWh se répartissent en 95 TWh d'énergies renouvelables (essentiellement le chauffage bois) et 240 TWh/an de combustibles fossiles.

Il faut tenir compte également des logements qui seront construits d'ici 2050, sensés respecter la norme votée par le Parlement de 50 kWh/m²/an d'énergie primaire (loi Grenelle 2),

Ce sont donc les 240 TWh (20,5 Mtep) d'énergies fossiles qu'il faut s'efforcer de ramener à environ 35 TWh (3 Mtep). J. Orselli examine deux scénarios et en suggère un troisième :

- un qui engagerait en une seule fois des travaux lourds permettant d'atteindre une isolation très poussée (parois opaques, ventilation double flux, vitres très isolantes ...), s'inspirant des technologies développées pour les nouveaux logements

³⁷ Nous utiliseront systématiquement dans ce chapitre les MWh et non les tep, car toutes les données publiées le sont avec cette unité. Nous ne reviendrons aux tep que dans le récapitulatif (tableau 11).

³⁸ J. Orselli définit ce qu'il appelle des logements « pondérés », en affectant les petits logements d'un coefficient 0,5 et ceux utilisant le chauffage urbain supposé utilisé 40 % d'énergies renouvelables d'un coefficient 0,6

- un dit « de rénovation diffuse », qui consisterait à profiter au fur et à mesure des travaux normaux d'entretien, en utilisant systématiquement de bons matériaux et matériels et de bonnes techniques (fenêtres et huisseries, chaudières modernes, ...)
- le troisième faisant largement appel, en complément à la rénovation diffuse, aux énergies renouvelables et au chauffage électrique (mais l'étude ne précise pas dans quelles conditions).

Le premier scénario risque d'entraîner des coûts très élevés, supérieurs à 20000 € par logement,³⁹ et cela pour une diminution des 3/4 de la consommation de combustibles fossiles, ramenée à 5 MWh/an par logement (60 TWh en tout). Pour ramener la consommation totale de combustibles fossiles à 35 TWh, il faudrait donc compléter avec des énergies renouvelables ou de l'électricité ; nous admettons 2/3 ENR et 1/3 électricité (tableau 9, cas A).

Le second scénario permettrait de réduire d'environ 50 %⁴⁰ les besoins de chauffage « fossile » pour les logements existants, ramenés en moyenne à 10 MWh/an (environ 120 TWh au total) ; le surcoût par rapport aux travaux d'entretien normaux serait faible (quelques milliers d'euros) et largement compensé par la réduction de la facture de combustibles (et de CO₂). En revanche, il nécessite une forte augmentation des énergies non carbonées.

La comparaison des coûts de ces deux scénarios illustre parfaitement la loi de rendement décroissant : il faut compter moins de 5000 € pour réduire la demande de 20 à 10 MWh/an par logement, mais 20000 € pour la réduire de 20 à 5 MWh/an ; le prix du MWh économisé est près de 3 fois plus élevé dans le scénario 2, et le prix marginal, pour passer de 10 à 5 MWh/an près de 6 fois plus élevé⁴¹.

La troisième voie est très ouverte. Une possibilité consisterait à compléter les rénovations diffuses en ajoutant un chauffage électrique direct, mais effaçable aux heures de pointe pendant lesquelles la chaudière existante prendrait le relais (une sorte de chauffage hybride)⁴². Cela permettrait de réduire très fortement (proche de 90 %) la consommation de combustibles fossiles (tableau 9, cas B).

Mais il serait également possible de combiner la rénovation diffuse avec une utilisation d'ENR combinées à des pompes à chaleur (tableau 9, cas C), solution probablement un peu plus onéreuse, mais qui aurait le mérite d'une plus grande souplesse pour s'adapter aux multiples situations rencontrées. C'est le scénario retenu par Negatep. A titre d'exemple, nous avons admis dans le tableau 9 que ces nouveaux besoins seraient assurés pour 2/3 par des ENR et 1/3 par l'électricité.

³⁹ Il faut y ajouter une perte éventuelle de surface habitable si l'isolation des parois opaques se fait par l'intérieur et en retrancher les coûts de rénovation diffuse. Admettons que ces termes se compensent.

⁴⁰ Un peu plus pour les logements antérieurs à 1975, un peu moins pour les logements postérieurs à 1995.

⁴¹ Avec un taux d'actualisation de 4 % sur 20 ans, le coût par MWh économisé pour réduire la consommation de 10 à 5 MWh/an dépasse 200 € (soit près de 2500 €/tep).

⁴² Suggestion de H. Prévot, reprise par SLC,

Tableau 9 – Bilan chauffage de l’habitat existant

Chauffage de l’existant (TWh)	2006	2050		
		Isolation extrême (A)	Isolation diffuse et chauffage hybride (B)	(C) (id. B + ENR)
Total SR2008		400		
Economies	-			
○ Sur le fossile		180	120	
○ Sur le bois existant*		38	38	
fossiles	240	35	35	35
Bois existant	98	60	60	60
Electricité	45	59	147	79
+ ENR chaleur	-	28	-	68
Total Energie	383	182	242	242

Nota : le remplacement de poêles à bois peu efficaces par des chaudières modernes, combiné avec une meilleure isolation de l’habitat, permet de réduire fortement la consommation de bois pour un même service rendu.

Eau chaude sanitaire

L’eau chaude sanitaire représentait, en 2004, environ 46 TWh (électricité 18,5 TWh et fossiles 27,7 TWh), soit une moyenne de 1,8 MWh/an et par logement. Le SR2008 prévoit une augmentation de la demande par personne (+ 1% par an) qui n’est peut-être pas justifiée dans une perspective de sobriété énergétique. En revanche, les nouveaux logements devraient induire une demande nouvelle d’environ 18 TWh. Nous admettons que cette demande nouvelle, ainsi que le remplacement des chauffe-eau « fossiles » existants sera satisfaite avec des énergies renouvelables (30 TWh) associées à des pompes à chaleur (15 TWh). Au total, les 64 TWh d’ECS seraient fournis par 33 TWh d’électricité et 31 TWh d’ENR.

Cuisson

La cuisson, dans l’habitat existant, consomme environ 30 TWh (11 d’électricité et 19 de gaz), soit à peu près 1,2 MWh par logement. On peut admettre que cela changera peu, ce qui conduira à 40 TWh en 2050, essentiellement électriques.

Electricité spécifique

Les besoins spécifiques d’électricité représentaient, en 2006, 55 TWh, soit une moyenne de 2 MWh par logement ; certains besoins étant en baisse (produits blancs, éclairage ...) et d’autres en hausse (produits bruns...), ils pourraient eux aussi rester sensiblement constants par logement. L’augmentation suivrait alors celle du nombre de logements, soit environ + 20 TWh, pour atteindre 75 TWh d’électricité.

Chauffage, habitat neuf

En ce qui concerne les nouveaux logements (environ 10 millions d’ici 2050 selon SR2008), la norme de 50 kWh/m² d’énergie primaire, est probablement inaccessible, mais quel que soit le résultat obtenu, il ne pourra probablement pas l’être avec des combustibles fossiles.⁴³ Pour fixer un ordre de grandeur en progrès par rapport aux logements existants chauffés à l’électricité, nous

⁴³ Surtout si la proposition de l’OPECST de limiter les rejets de CO₂ à 50 g/m² est retenue

retiendrons une consommation d'énergie finale de 50 kWh/m² (soit 50 TWh). Mais nous admettons que la moitié de cette énergie sera fournie par les sources « fatales » que sont la cuisson et, pour partie, les usages spécifiques (produits gris, éclairage...). Les 25 TWh restant pourraient provenir pour moitié d'ENR, pour moitié d'électricité.

Récapitulatif habitat

Hors chauffage des logements, l'ensemble des besoins, se traduit par une demande d'électricité de 148 TWh (80 TWh en 2006), d'ENR nouveaux de 40 TWh (0 en 2006), et 0 de combustibles fossiles (25 TWh en 2006), ce qui donne des totaux, pour le secteur habitat, résumés dans le tableau suivant :

Tableau 10 – Récapitulatif habitat (2050)

Secteur habitat TWh (Mtep)	2004 ⁴⁴	2050		
		Isolation extrême (A)	Isolation diffuse chauffage hybride (B)	(C) (id. B + ENR)
Fossiles	284 (24,4)	35 (3)		
Electricité				
○ Chauffage	45 (3,9)	71 (6,1)	159 (13,6)	91 (7,8)
○ Autres	85 (7,3)	148 (12,7)	148 (12,7)	148 (12,7)
ENR th nouveaux	-	60 (5,15)	42 (3,6)	110 (9,5)
Bois (existant)	98 (8,4)	60 (5,15)		
Total	512 (44)	374 (32,1)	444 (38,1)	444 (38,1)

Bilan résidentiel et tertiaire

Avec ces différentes hypothèses, on arrive au bilan du tableau 11

Tableau 11– bilan des énergies des secteurs résidentiel et tertiaire (2050)

Secteur tertiaire et habitat (Mtep)	2004	2050		
		Isolation extrême (A)	Isolation diffuse chauffage hybride (B)	(C) (id. B + ENR)
Electricité				
○ Chauffage	6,9	11,1	18,6	12,8
○ Autres	15,3	23,7	23,7	23,7
Energies renouvelables	8,9	16,3	14,7	20,6
Fossiles	35,4	4		
Total	65,6	55,1	61	

⁴⁴ Chiffres donnés dans le rapport Orselli, déjà cité, pour 2004. Le total est inférieur de près de 10 % à ceux donnés dans le BP 2009 pour 2006). Nous ne tiendrons pas compte de cet écart, qui ne devrait pas jouer beaucoup sur les comparaisons relatives.

Résumé

Ramener la consommation de combustibles fossiles à presque rien dans les secteurs tertiaire et résidentiel nécessite des efforts considérables, d'abord pour maîtriser l'augmentation tendancielle (illustrée par le scénario de référence), puis pour la réduire. L'exemple du chauffage dans l'habitat existant, qui représente environ la moitié des besoins, montre que tout miser sur les économies d'énergies serait une voie extrêmement onéreuse.

Les énergies renouvelables ont sans aucun doute un rôle important à jouer, soit en utilisation directe (chauffage au bois individuel et dans des réseaux de chaleur), soit avec des pompes à chaleur (solaire thermique, géothermie de surface...). Un doublement des énergies renouvelables semble accessible, sous réserve du niveau des coûts. L'utilisation de la biomasse doit cependant être regardée dans son ensemble (usages fixes et mobiles de l'énergie) de façon à l'utiliser le plus rationnellement possible.

Il faut noter que les besoins en énergie pour les usages autres que le chauffage (eau chaude, cuisson, usages spécifiques de l'électricité) jouent un rôle croissant au fur et à mesure que les besoins de chauffage diminuent : c'est particulièrement le cas dans l'habitat neuf.

L'électricité apparaît être le moyen le plus efficace et le plus économique de remplacer les combustibles fossiles, soit en chaleur directe, soit avec des pompes à chaleur, dans la mesure où ce mode de chauffage est réservé à des locaux bien isolés. L'électricité est en pratique un terme de bouclage facile à mettre en œuvre ; dans le scénario retenu par Negatep, l'augmentation moyenne de consommation d'électricité serait de 0,5 Mtep (6 TWh) par an, mais elle pourrait être minorée si des énergies renouvelables étaient accessibles à un coût modéré (moins de 100 €/MWh par exemple) ou si les mesures d'économies sur les usages spécifiques de l'électricité permettait de réduire effectivement les besoins.

D2 - Besoins fixes de l'industrie et de l'agroalimentaire

Les secteurs industrie et agroalimentaire ont consommé, en 2006, 40,3 Mtep, dont 12 Mtep d'électricité et 1,4 Mtep d'énergies renouvelables chaleur. Le scénario de référence (SR 2008) prévoit une augmentation en 2020 à 46 Mtep dont 14 Mtep d'électricité et 2,8 Mtep d'ENR chaleur. L'extrapolation du SR 2020 aboutirait à 56 Mtep en 2050, dont on peut estimer que 20 Mtep seraient fournis par l'électricité et 4 par des énergies renouvelables chaleur.

L'industrie a fait un gros effort, après les chocs pétroliers des années 70, pour améliorer son efficacité énergétique comme le montre le schéma 3 de l'évolution de l'intensité énergétique⁴⁵.

⁴⁵ Avant les chocs pétroliers entre 1973 et 1979, la consommation d'énergie par l'industrie augmentait pratiquement de 1 % pour 1 % d'augmentation de la valeur des produits. L'accroissement du prix de l'énergie de 73 à 80 a conduit à valoriser les économies d'énergies. Dès 90, l'effort s'est estompé avec le retour d'un pétrole bon marché.

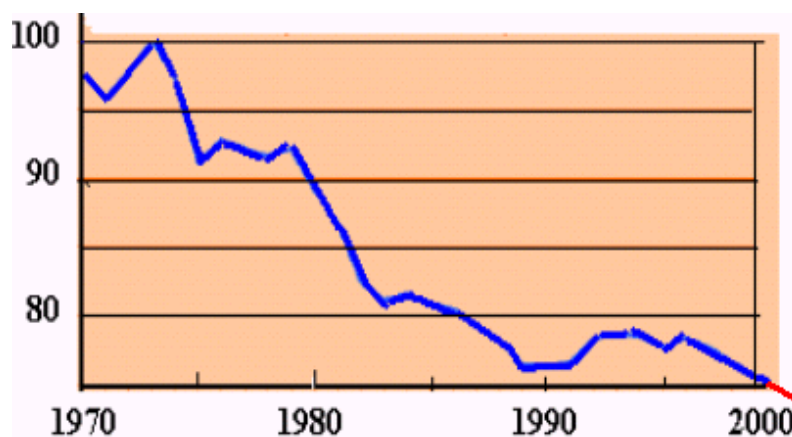


Figure 4 : Evolution de l'intensité énergétique dans l'industrie

Peut-on encore espérer des gains ? La réponse est probablement oui, mais de moindre importance, car le plus important semble avoir été fait entre 1975 et 1990 avec un gain de 25% sur 15 ans. Nous admettrons arbitrairement une amélioration de l'efficacité énergétique de 25 % d'ici 2050, les deux secteurs confondus. La consommation totale en 2050 serait alors pratiquement au niveau de 2006, à 40 Mtep. Les gros consommateurs industriels d'énergie feront probablement de plus en plus appel à l'électricité, au fur et à mesure que le prix du CO2 augmentera. Les énergies renouvelables devraient également voir leur part augmenter (notamment dans l'agriculture où le biodiesel pourrait remplacer en partie le gasoil) et pourraient atteindre 10 %.

A ces besoins, il faut ajouter ceux qui pourraient provenir de l'industrie des biocarburants, abordée en D3 : l'énergie finale nécessaire à la production de 15 Mtep de biocarburants pourrait provenir, par exemple, de 7,5 Mtep d'électricité et 7,5 Mtep de biomasse.

Ces évolutions sont résumées dans le tableau 12.

Tableau 12 : consommation d'énergie des secteurs industrie et agroalimentaire (2050)

Mtep	2006	2050 « référence SR »	2050 « Negatep »
Electricité	12	20	27,5
Energies renouvelables chaleur	1,4	4	11,5
Energies fossiles	26,9	32	16
Total	40,3	56	55

Nota : l'augmentation 2006-2050 Negatep est due à l'importance des besoins nouveaux industriels pour la fabrication des biocarburants

D3 - Les transports, comment réduire les besoins de pétrole ?

Situation, économies possibles

Le transport des biens et des personnes utilise aujourd'hui presque exclusivement le pétrole et il n'existe pas à court terme de véritables énergies de substitution disponibles pour une substitution massive. Certes, des progrès technologiques importants ont permis d'améliorer fortement l'efficacité des moteurs automobiles. Une voiture neuve de 2003 émet 20 g de moins de CO₂ que la neuve de 1995 (gain 12%)⁴⁶. Mais cette amélioration a été jusqu'au choc pétrolier de 2008 plus que compensée par l'imposition de normes plus sévères de sécurité et anti-pollution hors CO₂, par l'orientation du public vers des véhicules plus puissants et par l'augmentation du trafic automobile. Le choc pétrolier de 2008 a provoqué un choc psychologique (encore plus sensible aux Etats-Unis qu'en Europe) et les mesures gouvernementales en faveur des voitures à bas rejets de CO₂ (bonus-malus) ont fortement contribué à inverser la tendance.

Le scénario de référence (SR 2008), construit avec une tendance de + 1,2 % an, conduirait à 79 Mtep en 2050. Par rapport à cette tendance, on peut espérer la poursuite et la généralisation des progrès technologiques⁴⁷. Mais il faut surtout compter sur la mise en valeur des transports en commun et une modification du comportement de chacun pour permettre de stabiliser les besoins à la moitié de niveau tendanciel, soit 40 Mtep. En variante, nous regarderons ce que donnerait une baisse de la demande au niveau actuel, soit 50 Mtep.

Remplacer le pétrole

On pourrait remplacer le pétrole par des combustibles synthétiques produits à partir du charbon (CTL) ou du gaz (GTL). Hormis la mise en place généralisée de la séquestration de CO₂, ces voies ne modifient pas fondamentalement la situation vis à vis de l'effet de serre et de l'obtention du facteur 4 (elle devrait même l'empirer avec le CTL).

Deux autres voies de substitution au pétrole peuvent être explorées : les biocarburants et l'électricité.

Les biocarburants

Une directive européenne fixe un objectif de 5,75 % de biocarburants en 2010, soit, pour la France, 2,8 Mtep. Les filières actuelles dites de 1^{ère} génération, basées sur l'agriculture classique européenne, à partir de la betterave, du blé, du colza... sont peu développées à ce jour, mais peuvent l'être davantage et devraient permettre d'atteindre cet objectif. Mais cette production nécessite un apport extérieur d'énergie, et, en prenant en compte l'énergie (fossile à ce jour) consommée pour les produire, le chiffre réel net est nettement moindre et peut être estimé à 1.5 Mtep. Aller fortement au-delà semble problématique. Il faudrait importer la matière première⁴⁸, car les ressources agricoles sont limitées et très vite la mobilité va entrer en compétition avec l'alimentaire. La limite en net serait, hors importations, comprise entre 3 et 5 Mtep.

Heureusement, des capacités potentielles nouvelles s'offrent avec les espoirs basés sur la valorisation de la biomasse lignocellulosique (biocarburants de 2^{ème} génération) et en faisant

⁴⁶ Les progrès réalisés vis à vis de l'environnement sont beaucoup plus importants pour les autres polluants (NOx, HC, particules..) avec pour certains des gains d'un facteur 10. Mais souvent les gains sur ces autres polluants se font au détriment des rejets de CO₂

⁴⁷ Dans la continuité : notamment l'injection directe et haute pression, la distribution variable, l'accroissement de la puissance spécifique (Downsizing)

⁴⁸ C'est la voie choisie par la Suède, qui importe du Brésil 95 % de l'éthanol nécessaire pour remplacer le carburant automobile.

appel dans les procédés de fabrication à des sources externes d'énergie⁴⁹. Leur bilan technico-économique devra être cependant très sensiblement amélioré. Le rendement énergétique étant proche de 50 %, il faut dépenser 1 GJ d'énergie pour produire 1 GJ de biocarburant à partir de 1 GJ de biomasse ; cette énergie doit être non carbonée, en pratique soit de la biomasse, soit de l'électricité, soit un mélange des deux fonctions des prix respectifs de la biomasse et de l'électricité et de la rareté de la biomasse. Selon un rapport de l'Académie des technologies⁵⁰ le coût (en €/GJ), d'un biocarburant produit serait d'environ : $C_{\text{biocarburant}} = (P_{\text{biomasse}} + P_{\text{énergie consommée}}) + 12,5$. Si on table sur un prix de l'énergie consommée (biomasse ou électricité) compris entre 10 et 15 €/GJ, on arrive à une fourchette de coût du biocarburant 35 à 45 €/GJ, soit, en arrondissant, **1500 à 1900 €/tep**⁵¹. On est à la limite supérieure du critère retenu. Au total, compte tenu de ces divers éléments, nous retiendrons une production de 15 Mtep de biocarburants, à partir de 22,5 Mtep de biomasse et 7,5 Mtep d'électricité (les 15 Mtep d'énergie nécessaire étant fournie pour moitié par la biomasse, pour moitié par l'électricité).

L'électricité

Au-delà des biocarburants, qui ne suffiront pas pour approcher le facteur 4, reste la possibilité de faire appel à l'électricité, sous réserve que celle-ci ne soit pas produite à partir de combustibles fossiles. Cette utilisation peut être directe, dans les transports en commun (train, tramways, métros...) mais aussi s'étendre aux transports individuels grâce au développement des batteries via les véhicules 100 % électrique ou hybrides rechargeables. Les véhicules 100 % électrique peuvent répondre aux besoins de ville ou para urbain (typiquement le deuxième véhicule). Les véhicules hybrides rechargeables peuvent se contenter de batteries de plus faible capacité : avec une autonomie de 100 km, on devrait pouvoir assurer la plupart des déplacements journaliers qui, en moyenne, ne dépassent pas 40 km, en ne consommant pratiquement que de l'électricité. Au total, avec les véhicules électriques et hybrides, ce sont l'équivalent de 15 Mtep de pétrole qui devraient pouvoir être remplacés par 5 Mtep d'électricité.

Récapitulatif transports

« A partir du scénario de référence arrondi à 80 Mtep d'énergie finale et en tablant sur des économies de 40 Mtep et sur le remplacement de 15 Mtep de pétrole par 5 Mtep d'électricité, les 30 Mtep d'énergie finale nécessaires se ventileront ainsi :

Transports en commun électrifiés	3 Mtep
Voitures électriques ou hybrides	5 Mtep (remplaçant 15 Mtep de pétrole)
Biocarburants	15 Mtep (produits à partir de 22,5 Mtep de biomasse
et de 7,5 Mtep d'électricité)	
Pétrole	7 Mtep »

⁴⁹ Dans le cas de la 2^e génération par exemple, le rendement massique (rapport masse équivalent pétrole produit sur masse sèche initiale) est à ce jour compris entre 15 % et 20 %. En faisant appel à d'autres sources d'énergies externes (allothermie) des rendements atteignant 40 % peuvent être espérés. Cet apport d'énergie externe se traduirait de la façon suivante : au lieu de produire 1 tep en consommant une partie de la biomasse pour fournir la chaleur nécessaire, on pourrait produire, à partir de la même quantité de biomasse, 2 tep de biocarburant en apportant 1 tep d'énergie extérieure.

⁵⁰ B. Jarry «*Rapport du groupe de travail sur les biocarburants* » (2008)

⁵¹ Il existe en théorie un moyen de mieux valoriser la biomasse en apportant une source extérieure d'hydrogène. Le rendement énergétique global est évidemment mauvais, et les investissements plus lourds (il faut ajouter, aux investissements BTL, ceux nécessaires à la production d'hydrogène. Cette approche pourrait devenir intéressante en cas de prix très élevé de la biomasse.

Ce scénario nous paraît être à la fois accessible et mesuré, à condition que les efforts de maîtrise de la consommation des transports (progrès technologiques, développement des transports en commun, aménagement de la cité...) soient couronnés de succès. Si les économies n'atteignaient que 30 Mtep au lieu de 40 (en conservant la consommation finale actuelle), il serait nécessaire d'augmenter le rôle de l'électricité entre 3 et 4 Mtep.

D4 - Energies renouvelables chaleur

Les énergies renouvelables trouvent leur domaine de prédilection dans le domaine de la chaleur. Elles peuvent apporter une contribution très importante :

- Le bois et les divers déchets agricoles et ménagers, qui fournissent déjà près de 10 Mtep, pourraient facilement en fournir le double grâce à une meilleure exploitation des forêts, voire plus si on veut développer la production de biocarburants.⁵² Au total 30 à 35 Mtep.
- Le solaire thermique pourrait facilement fournir les $\frac{3}{4}$ de l'eau chaude sanitaire dans une grande partie des logements individuels ainsi qu'une part significative mais plus limitée du chauffage des locaux. Au total, il pourrait apporter une contribution de 3 à 5 Mtep.
- Une forte extension est à prévoir pour la géothermie de surface⁵³ et l'aérothermie, basées sur l'utilisation de pompes à chaleur. Ceci pourrait se généraliser dans le tertiaire et s'étendre aussi pour partie aux maisons individuelles. La contribution peut être estimée à 9,8 Mtep : 7 tirés du sol ou de l'air et 2,8 apportés indirectement par les pompes à chaleur électriques (COP : 3,5).
- La géothermie semi profonde ou profonde, encore peu développée (0.2 Mtep) devrait s'étendre.

Au total, ce sont environ 45 Mtep de chaleur qui pourraient être produits par les renouvelables, à partager entre les différents demandeurs : l'habitat et le tertiaire (15), l'industrie et l'agroalimentaire (11,5⁵⁴), les biocarburants (15) et la production d'électricité⁵⁵.

D5 - Besoins d'électricité, récapitulatif

Situation actuelle et tendance court terme (2020)

La consommation finale a été d'environ 37 Mtep en 2006 – 2008. Pour 2020, le scénario SR 2008 affiche 47,5 Mtep et le scénario Negatep, qui nous paraît raisonnable : 44 Mtep. Rappelons que pour obtenir la demande globale, il faut ajouter à ces chiffres les consommations propres du secteur énergie (environ 5 Mtep actuellement baissant à 4 Mtep avec la mise en service de l'usine d'enrichissement Georges Besse II, à la place de l'actuelle, les pertes en ligne (environ 6 %) et l'exportation : au total, environ 57 Mtep si on maintient un niveau d'exportation de l'ordre de 6 Mtep.

Tendance à long terme 2050 et scénario Negatep

⁵² Le cahier CLIP de septembre 2009 évoque la possibilité de produire 90 Mt de matière sèche, soit 36 Mtep thermiques. Mathis, dans l'étude mise sur le site de SLC, conclut que la quantité de biomasse utilisée à des fins énergétiques ne devrait guère dépasser 30 Mtep.

⁵³ La chaleur dite de « géothermie de surface » provient soit de la nappe phréatique, soit du soleil qui chauffe le sol où on enfouit des réseaux de récupération. Les systèmes puisant la chaleur dans l'air (aérothermie), bien que moins efficaces, méritent aussi d'être mentionnés, car plus faciles à installer surtout en rénovation.

⁵⁴ Dont 7,5 comme apport d'énergie pour la synthèse des biocarburants

⁵⁵ Sur les 20 Mtep fournis par le bois, nous évaluons à 5 Mtep la partie pouvant alimenter des réseaux de chaleur avec cogénération, fournissant 4 Mtep de chaleur et 1 Mtep d'électricité

Nous avons vu au fil des différents chapitres qu'au sein de chacun des secteurs d'activité, plusieurs facteurs poussaient à un accroissement des besoins d'électricité. Ceci a été observé dans le passé, très fortement entre 1960 et 1990, plus faiblement depuis, et se prolonge dans le scénario de référence SR 2008, pour aboutir à environ 60 Mtep en 2050 (hors exportation). La figure 5 illustre cette évolution.

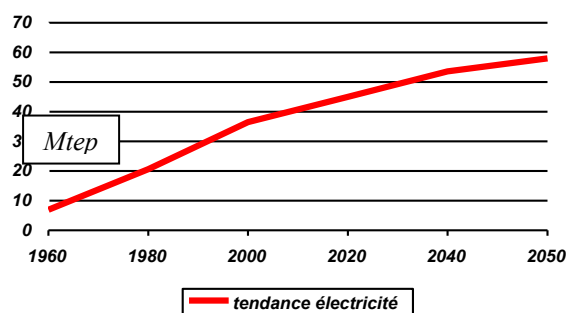


Figure 5 – Tendence d'évolution de la consommation d'électricité depuis 1960

Les besoins finaux d'électricité dans le scénario Negatep découlent des analyses précédentes, résumées dans le tableau 13.

Tableau 13 : Demande d'électricité finale hors exportation (Negatep)

Mtep	2006 - 2008	2020 Negatep	2050 - SR 2008	2050 Negatep
Résidentiel et tertiaire	24	27	44	36,5
Industrie agroalimentaire	12	14	18	27,5
Transports		3	2,3	
➤ ferroviaires	1			3
➤ hybrides	-			
➤ électriques	-			5
Total	37 (430 TWh)	44	64	72 (835 TWh)

Les besoins d'électricité maximum en 2050 dans le scénario Negatep dépassent ce que donnerait la poursuite des tendances actuelles, ce qui peut paraître paradoxal, puisque l'on insiste sur les économies d'énergies. Ceci s'explique par plusieurs facteurs:

- la référence SR 2008 a déjà intégré une diminution par rapport aux scénarios de référence antérieurs
- un développement important de l'électricité dans les usages fixes (chaleur et usages spécifiques), associée aux énergies renouvelables dans les secteurs résidentiel et tertiaire, et au niveau des procédés dans les industries fortement émettrices de CO₂.
- un développement très important de l'électricité dans les transports pour se substituer au pétrole.

Cette évolution est une conséquence directe de l'objectif « facteur 4 », l'électricité étant, aux côtés des économies d'énergie et des énergies renouvelables, le troisième moyen de limiter les besoins de combustibles fossiles.

D6 - Production d'électricité

Pour ne pas contribuer fortement aux rejets de CO₂, l'électricité doit être produite avec des énergies non carbonées ou décarbonées : énergie nucléaire, combustibles fossiles avec séquestration du CO₂, énergies renouvelables :

- Le nucléaire produit aujourd'hui près de 80 % de notre électricité⁵⁶, proportion qui pourrait être conservée sous réserve de l'acceptation par la société.⁵⁷
- Le charbon avec séquestration du CO₂ est une des voies envisagées dans le rapport de la MIES sur le facteur 4⁵⁸. Mais il faut avoir conscience que la capture et le stockage du CO₂ ne couvrent qu'environ les 3/4 du CO₂ émis⁵⁹. Autrement dit, même si cette solution débouche sur le plan industriel et est acceptée par la société, la production de 45 à 50 Mtep d'électricité avec du charbon et séquestration du CO₂ aurait pour conséquence d'augmenter les rejets de CO₂ de 30 à 35 MtC (110 à 128 Mt CO₂).
- Les énergies renouvelables : rappelons que la France s'est engagée à produire 23 % de son énergie à partir d'énergies renouvelables en 2020, et que, pour tenir cet engagement, le Grenelle de l'environnement a prévu notamment un fort développement des électricités renouvelables⁶⁰.
 - Aujourd'hui, l'énergie renouvelable de loin la plus importante en France est l'hydraulique (6 Mtep), mais elle devrait peu évoluer, pratiquement tous les équipements ayant été faits. L'hydraulique joue un rôle dans la stabilité du réseau, face aux variations rapides de l'équilibre entre les besoins et la production, mais les limites semblent atteintes et l'hydraulique ne peut pratiquement plus rien apporter en cas de fort développement des sources intermittentes.
 - Le bois et les déchets carbonés peuvent contribuer un peu à la production d'électricité, notamment dans des installations de cogénération (chaleur et électricité) Ceci pourrait fournir environ 1 Mtep (11 TWh)
 - L'éolien ne connaît un fort développement en France que depuis peu, mais le Grenelle de l'environnement prévoit l'installation de 19 GW en éolien terrestre et 6 GW en éolien « offshore » d'ici 2020, le tout devant produire environ 58 TWh soit 5 Mtep. Trois facteurs vont limiter le développement de l'éolien :
 - La stabilité du réseau en cas de perte totale de la production (vent trop fort ou trop faible) ; en ordre de grandeur, il semble qu'il faille limiter la puissance installée à environ 40 GW⁶¹.

⁵⁶ Les rejets supplémentaires annuels seraient de 120 Mt de carbone si l'électricité était produite par du charbon mais seulement 50 Mt si elle était produite à partir du gaz avec cycle combiné, chiffres à comparer aux rejets actuels de 115 MtC (422 Mt de CO₂). L'augmentation récente du prix du gaz, qui ne peut que s'accroître d'ici 2050 conduit à penser que seul restera en piste le charbon, avec l'espoir de la séquestration.

⁵⁷ Voir à ce sujet « Le Nucléaire et la Planète, 10 clés pour comprendre » - F. Sorin (édition Grancher – 2009)

⁵⁸ Mission Interministérielle de l'Effet de Serre, *La division par 4 des émissions de CO₂ d'ici 2050* (2004)

⁵⁹ L'énergie dépensée pour le transport du charbon, puis du CO₂ (environ 10 %) rejette du CO₂ non capturé, la capture du CO₂ augmente d'environ 25 % l'énergie dépensée par kWh, et les pertes au cours de la capture peuvent être estimées à 10 % si on ne veut pas que les procédés soient trop coûteux.

⁶⁰ Le précédent engagement de 21 % d'électricité renouvelable en 2010 est loin d'être tenu. Au demeurant, on notera que 21 % d'électricités renouvelables sont rigoureusement incompatibles avec 10 % d'électricité fossile (demi-base et pointe) et 80 % de nucléaire !

⁶¹ Un arrêté du 23 avril 2008 fixe cette limite pour les réseaux isolés des îles. Appliquée au réseau national, pour le bon fonctionnement du réseau, la puissance intermittente qui risque de disparaître ou au contraire d'apparaître rapidement, ne devrait pas dépasser 30 % de la puissance installée permanente (en 2050, proche de 70 GW en été), soit 20 GW. Toutefois, RTE considère qu'il y a 3 zones (Nord-Ouest, Midi et Centre) dont les conditions

- L'existence de moyens de production disponibles pour remplacer l'électricité éolienne en cas de perte soudaine de la production⁶². De façon simplifiée, il faut considérer qu'à chaque MW éolien installé doit être prévu entre 0.7 et 0.9 MW d'une autre source d'appoint disponible, souple, contrôlable, l'idéal étant le gaz.⁶³ A moins de faire jouer ce rôle au nucléaire, ce qui serait paradoxal puisque le nucléaire n'émet pas de CO₂, cette contrainte lie la quantité acceptable de puissance éolienne à la puissance des moyens hydrauliques de pointe et des centrales à gaz⁶⁴. Le plafond serait à aussi proche de 40 GW.
- Les questions de coût, notamment pour l'éolien offshore qui risque de rester durablement supérieur à l'électricité nucléaire de plus de 50 €/MWh.

Ce dernier facteur nous incite à limiter fortement la part de l'éolien, sans stopper totalement son développement dans les zones les plus propices. Nous retenons 75 TWh.

- L'électricité d'origine solaire photovoltaïque souffre du même inconvénient de l'intermittence que l'électricité éolienne, avec toutefois une meilleure prévisibilité et une amplitude plus faible des variations brusques⁶⁵, mais par contre une production moindre en hiver lorsque les besoins sont au maximum. Elle présente l'avantage de pouvoir être installée partout, les panneaux solaires pouvant notamment être intégrés à l'architecture des immeubles. Mais elle est encore beaucoup trop chère et devra faire de gros progrès pour être compétitive avec les autres énergies. Il est difficile de prévoir aujourd'hui si les progrès techniques (tant sur les capteurs et leur intégration au bâti que sur le stockage journalier de l'électricité produite) joints à une hausse du prix de l'énergie seront suffisants pour permettre un développement massif de cette énergie. Le Grenelle de l'environnement a fixé comme objectif 5,4 GW en 2020, produisant 5.8 TWh (0,5 Mtep). Nous retiendrons une fourchette de 0,5 à 1 GW installés chaque année à partir de 2020, soit un total de 20 à 35 GW produisant 23 à 46 TWh, soit 2 à 4 Mtep en 2050.⁶⁶

Au total, on peut penser que l'électricité renouvelable pourrait, en 2050, fournir entre 160 à 190 TWh soit 14 et 16 Mtep, en France dont le tiers grâce à l'hydraulique.

de vent ne sont pas corrélées : le risque de perte simultanée des éoliennes serait donc divisé par 3 si elles étaient équitablement réparties entre ces 3 zones. Ceci serait pratiquement le cas aujourd'hui, mais ne le sera certainement plus avec 19 GW terrestre et 6 MW offshore ; si on admet que la zone Nord-Ouest recevra la moitié de la capacité totale, celle-ci devrait alors être limitée à environ 40 GW, produisant 100 TWh.

⁶² Voir « 10 questions sur l'éolien, une énergie pour le XXI^{ème} siècle ? » - Académie des technologies (2008)

⁶³ Un couplage éolien - hydrogène et pile à combustible est mis en avant par certains pour faire face à cette intermittence. Compte tenu des données de rendement et de coûts, nous écartons cette voie à grande échelle

⁶⁴ En première analyse à l'horizon 2020 : 10 GW d'hydraulique mobilisable instantanément (lacs de montagne et STEP), 10 GW de turbines à combustion et, en partie, 10 GW de CCCG. En 2050, l'hydraulique n'aura pas augmenté.

⁶⁵ La puissance d'une éolienne varie comme le cube de la vitesse du vent, alors que la puissance d'une cellule photovoltaïque varie linéairement avec la luminosité, et ne tombe pas à 0 même par temps nuageux.

⁶⁶ Outre le verrou associé à l'intermittence, comme pour l'éolien, la percée du photovoltaïque sera fonction de son coût. A ce jour, le développement, très volontariste, de la filière est possible sur la base de l'achat imposé à EDF du courant photovoltaïque, à un taux 10 à 20 fois supérieur au taux du marché (et encore plus important en coût marginal du seul combustible nucléaire). La prise en considération de la facture globale à l'avenir, peut fortement affecter ce développement, Il faut espérer des avancées technologiques majeures de réduction des coûts dans ce domaine. Un rapport récent d'un groupe de travail de l'Académie des technologies espère une diminution du surcoût du solaire photovoltaïque qui pourrait, selon ses auteurs, tomber à 100 €/MWh ; on ne serait alors plus très loin du critère économique évoqué plus haut.

Bilan global de la production électrique Negatep

Pour répondre aux besoins d'électricité, en se rapprochant du facteur 4, 72 Mtep en énergie finale (835 TWh), il faut produire 76,5 Mtep (890 TWh) de production brute⁶⁷) nous aboutissons à la répartition suivante :

- Nucléaire 645 TWh ⁶⁸
- Energies renouvelables 175 TWh
- Fossiles (Gaz) 70 TWh ⁶⁹

D7 – Electricité et besoins variables de puissance

Le scénario Négatep suppose une forte augmentation de la consommation d'électricité, qui pratiquement double, en passant de 430 TWh en 2008 à 835 TWh en 2050.

Si le bilan énergétique global production/consommation annuel est équilibré, comme vu ci-dessus, qu'en est-il à chaque moment de l'année ? L'analyse globale énergie doit être complétée par celle de la puissance, non pas une puissance moyenne, mais celle instantanée, car l'électricité ne se stocke pas, au moins à grande échelle.

Nous abordons ce sujet en annexe. En résumé, la forte augmentation de la consommation électrique prévue dans Négatep, dont celle liée au chauffage, et l'arrivée de nouvelles sources de production d'électricité intermittentes (ou fluctuantes) sont compatibles avec la continuité du suivi réseau.

Ceci suppose un élargissement de la variabilité de puissance demandée au nucléaire et un rôle spécifique dévolu au gaz pour suivre au plus près les fluctuations de l'éolien et également répondre aux besoins momentanés lors des pointes de puissance hivernales.

Résumé

Pour répondre à des besoins d'électricité en forte augmentation, sans augmenter les rejets de CO₂, le scénario Negatep propose de faire largement appel au nucléaire, dans la continuité de la politique menée depuis les années 1970. Cette technologie est en effet mature, économique et conduit à de très faibles rejets de CO₂. Une alternative serait le charbon ou le gaz avec captage et stockage du CO₂, mais cette voie, dont l'efficacité est estimée à 75 % environ, conduirait à une forte augmentation des rejets de CO₂.

⁶⁷ Pour l'électricité le passage de l'énergie finale à l'énergie primaire à la production tient compte, des pertes en ligne. Il faut noter que contrairement à l'année 2006, le bilan export /import est supposé équilibré et la consommation spécifique de l'usine d'enrichissement d'uranium est devenue très faible (nouvelle technologie de centrifugation)

⁶⁸ Les nouvelles tranches EPR de 1650 MW se substitueront aux tranches actuelles (de 900 à 1450 MW) dont la puissance moyenne est de 1070 MW. Elles sont conçues pour être capables de produire près de 13 TWh par an, mais on peut penser que certaines d'entre elles seront utilisées en demi-base, en remplacement de centrales à gaz, si les prix du gaz et du CO₂ augmentent suffisamment. Avec une production moyenne de 11 TWh/an, il faudrait environ 60 EPR, soit un nombre proche des 58 tranches existantes.

⁶⁹ A ce jour, le couple hydraulique et nucléaire peut répondre aux fluctuations journalières des besoins du réseau (suivi réseau) L'appel aux fossiles, qui participe un peu à ce suivi réseau, est essentiellement associé à un manque de puissance installée (voir www.sauvonsleclimat.org le document : « Nucléaire et suivi réseau ») Une baisse des fossiles serait donc possible avec plus de nucléaire, mais devient difficile avec la forte présence de renouvelables intermittents.

Les électricités renouvelables peuvent fournir un complément significatif. Mais l'hydraulique est déjà exploitée pratiquement à son maximum, l'électricité éolienne est limitée par son extrême variabilité et son coût, et le développement de l'électricité photovoltaïque dépendra largement des progrès technologiques et de son coût.

Les électricités d'origine fossiles devraient être strictement limitées aux besoins de pointe et aux compensations des variations des électricités éolienne et solaire, le nucléaire étant plus économique même en demi-base.

E) Le remontage Negatep

E1 - Un objectif de coût minimum

Les sommes en jeu pour remplacer plus de 80 Mtep/an de combustibles fossiles (essentiellement du pétrole et du gaz) sont considérables. Le scénario Negatep privilégie les voies les moins coûteuses.

Dans les secteurs des usages fixes de l'énergie, le scénario écarte les solutions extrêmes d'économie d'énergie, très coûteuses dans l'habitat ancien, au bénéfice de solutions mixtes qui associent les économies d'énergie réalisables à moindre coût à l'occasion des travaux normaux d'entretien (« rénovation diffuse ») et une utilisation intelligente de l'électricité (pompes à chaleur et chauffage direct effaçable aux heures de pointe) ; dans l'habitat nouveau, le scénario repose sur une architecture qui limite raisonnablement les besoins d'énergie, là aussi en veillant à limiter les surcoûts, associée à l'électricité et aux énergies renouvelables. Une approche pragmatique analogue, adaptée à des situations très variables, est espérée dans les autres secteurs (tertiaire, industrie). Dans tous ces secteurs, les technologies existent. Un « critère » de coût compris entre 800 et 1200 €/tep économisée devrait permettre d'écarter les solutions trop coûteuses.

Dans le domaine du transport, il faut distinguer la maîtrise de la consommation, le développement des biocarburants et l'utilisation directe de l'électricité :

- Les progrès en matière de motorisations et le développement des transports en commun devraient permettre une stabilisation progressive des consommations ; mais il paraît indispensable d'aller plus loin, ce qui demandera une évolution dans les comportements, eux-mêmes très liés à l'organisation de la cité. Un critère économique n'a probablement pas grand sens dans ce domaine qui touche à de très nombreux domaines.
- Les carburants de deuxième génération, produits à partir des produits ligno-cellulosiques et avec un fort apport d'énergie non carbonée, ne verront le jour que si les programmes de recherche engagés débouchent sur des procédés industriels viables économiquement. On estime généralement qu'il reviendrait entre 1500 et 1900 €/tep de biocarburant, ce qui est cher, mais moins que l'hyper isolation de l'habitat ancien, alors qu'il n'y a pas tellement de moyens de remplacer le pétrole dans les transports.
- L'utilisation directe de l'électricité pourrait commencer assez rapidement dans des véhicules hybrides à batteries rechargeables, les développements récents permettant d'espérer pouvoir disposer de batteries assurant une autonomie proche de 100 km. Le développement de voitures tout électrique, adaptées aux besoins urbains est également

entrevu assez rapidement ; mais le véhicule électrique « tous usages » bute encore sur le problème des batteries. Le prix de l'électricité ne joue qu'un rôle minime, en revanche le surcoût d'investissement dans les batteries (une fourchette de 5000 à 10000 €) mettrait là aussi la tep de pétrole économisée autour 1500 €.

E2 - Une approche progressive vers le facteur 4

Pour les usages fixes de l'énergie, les difficultés de mise en œuvre généralisée proviendront très globalement des problèmes logistiques et des constantes de temps très importantes, en particulier en ce qui concerne l'habitat et les habitudes de vie. Mais rien ne semble empêcher une mise en œuvre progressive, à un rythme qui dépendra effectivement du prix équivalent de l'énergie, des aides publiques et des efforts de mobilisation de la profession. Le scénario Negatep retient (comme SR2008) une période d'adaptation d'ici 2020, puis un rythme annuel régulier pour tous les usages fixes (par exemple environ 500000 logements anciens et 250000 logements neufs entre 2020 et 2050).

Pour les usages mobiles, qu'il s'agisse de maîtrise de la demande ou de remplacement du pétrole par les biocarburants et l'électricité, le scénario Negatep retient un démarrage assez lent d'ici 2020, compte tenu d'une part des constantes de temps très importantes liées au développement des transports en commun et d'autre part à la nécessité de progrès technico-économiques pour les biocarburants et les batteries ; le scénario retient un rythme plus rapide entre 2020 et 2050, permettant d'atteindre l'objectif visé.

En ce qui concerne la production d'électricité, il n'y a pas d'incertitude quant à la faisabilité du développement du nucléaire, de l'éolien et de la cogénération. Leur introduction est une question de programmation prenant en considération, pour le nucléaire, la durée de vie des centrales existantes et l'acceptation par la société, pour la cogénération, le développement de réseaux de chaleur et, pour l'éolien, les problèmes de coût et d'insertion dans le réseau d'une électricité intermittente. Seul le solaire photovoltaïque reste incertain, compte tenu de son coût encore environ 5 fois supérieur à celui des autres sources d'électricité ; mais les progrès rapides faits sur les capteurs solaires et leur intégration au bâti permettent d'espérer une baisse importante des coûts. Un développement important nécessitera cependant le développement simultané des moyens de stockage de l'électricité, puisque le solaire photovoltaïque ne produit en moyenne que 1200 heures équivalentes pleine puissance par an.

Les figures 6 et 7 illustrent, par source d'énergie finale et par secteur d'usage, le scénario Negatep permettant d'approcher le facteur 4 en 2050. On notera au passage que la quasi disparition des énergies fossiles dans le secteur du bâtiment aura également des conséquences très importantes sur le vecteur gaz, et que le développement des usages de l'électricité aura des conséquences notables pour ce vecteur.

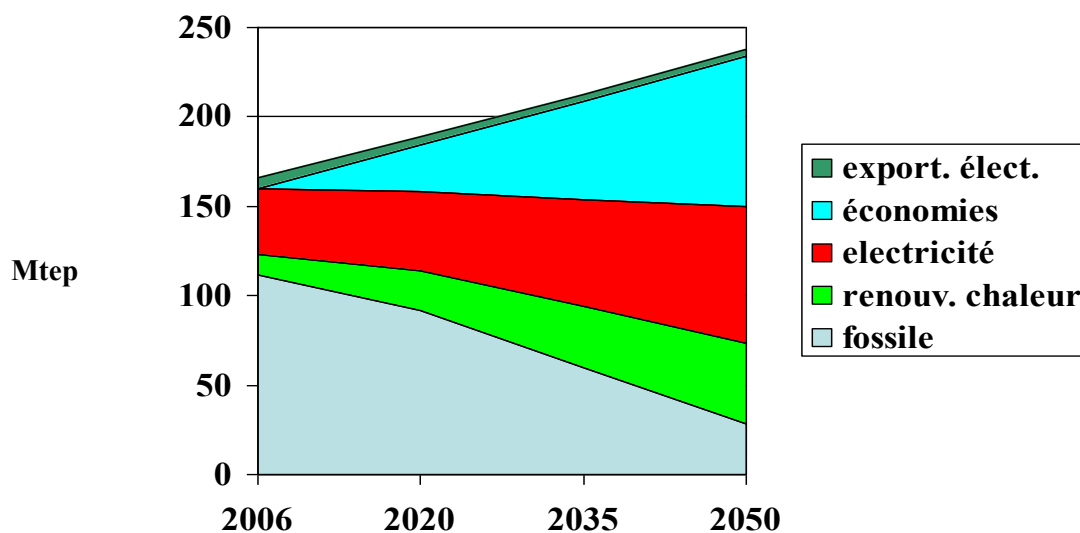


Figure 6 – Scénario Negatep 2010 – par sources d'énergie finale

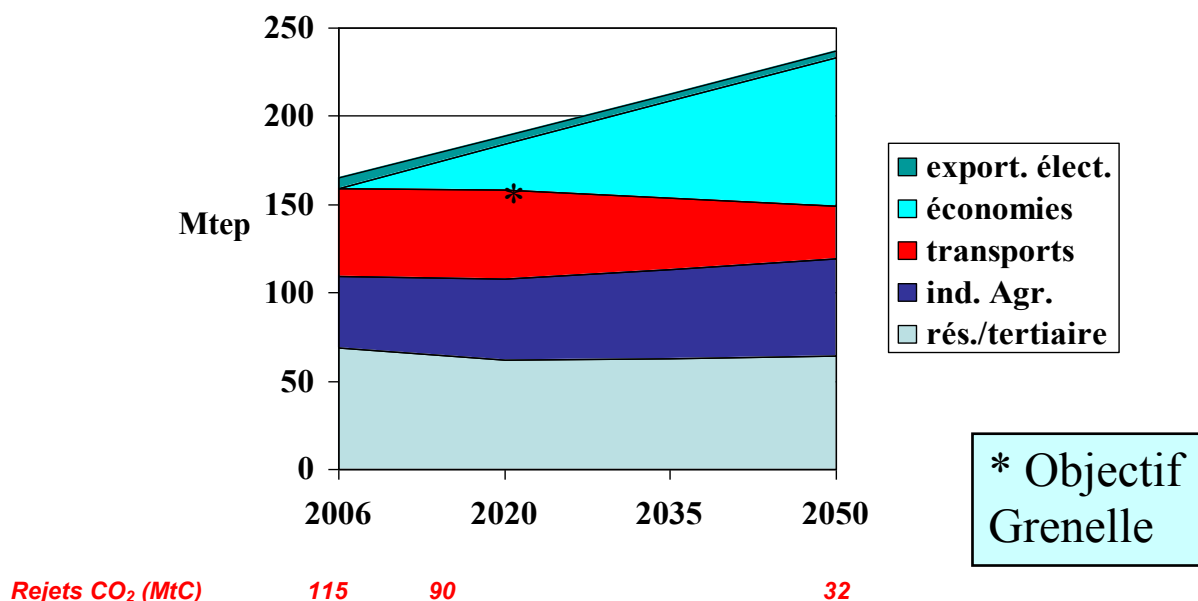


Figure 7 – Scénario Negatep 2010 – par secteur d'utilisation d'énergie finale

On constate que l'objectif du Grenelle de l'environnement (152 Mtep d'énergie finale en 2020) constitue une étape raisonnable pour ce scénario. Il faut en effet tenir compte des constantes de temps très importantes entre les décisions et leur mise en œuvre qui ne peut être que progressive.

E3 - Bilan ressources emplois en 2050

Le tableau 14 donne pour les principaux postes de consommation finale, le détail des sources d'énergie et l'évolution entre 2006 et 2050.

Tableau 14 – consommations finales : de 2006 à 2050

Mtep	Energies fossiles			Electricité			ENR chaleur		
	2006	2050 SR	2050 Negatep	2006	2050 SR	2050 Negatep	2006	2050 SR	2050 Negatep
Résidentiel/ Tertiaire	36	35	4	24	44	36,5	9	11	20.6
Ind/Alim.	27	33	16	12	18	27,5*	1,4	4	11,5*

Transports	49	70	7	1	2,3	8	0,7	7	15 (bioc.)
Total Mtep	112	138	27	37	66,3	72	11	22	47.1

* dont 7,5 Mtep de biomasse et 7,5 Mtep d'électricité utilisés comme sources d'énergie pour la synthèse du biocarburant

Au total la consommation finale en 2050 serait un peu inférieure à celle de 2006 (148 contre 162 Mtep), alors que SR 2008 conduirait à 226 Mtep. La division par 4 des énergies fossiles est obtenue en faisant largement appel à l'électricité et aux énergies renouvelables thermiques.

Ces résultats sont illustrés par la figure 8 et résumés par la figure 9

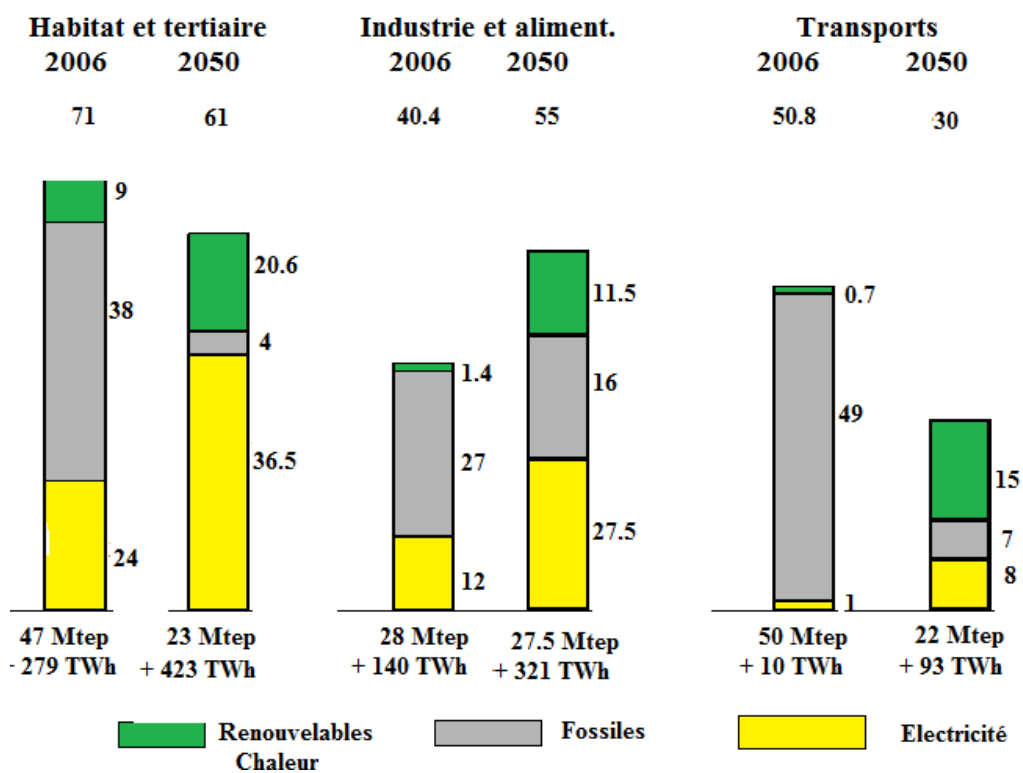


Figure 8 – Negatep : Récapitulatif des consommations finales en Mtep (décomposition chaleur et électricité)

Révision A.2 – janvier 2012

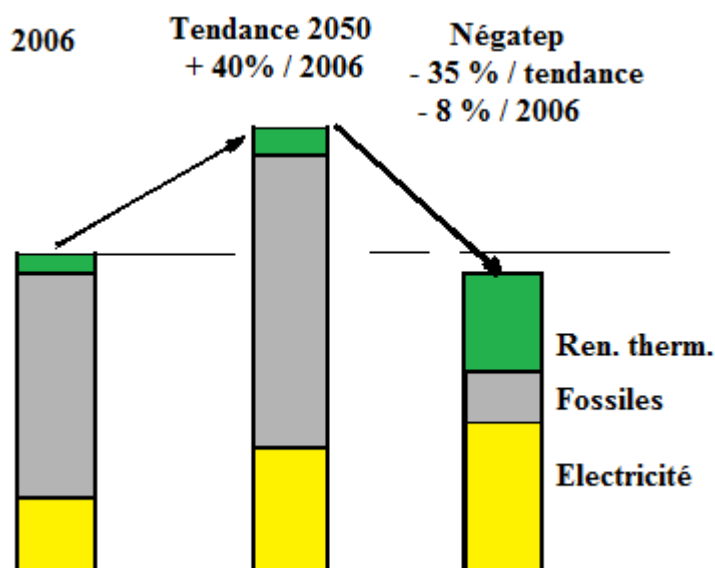


Figure 9 – résumé de la démarche Negatep

E4 - Rejets de gaz carbonique

Une répartition approchée des combustibles fossiles entre les différents secteurs et le bilan CO2 sont donnés dans le tableau 15.

Tableau 15 – Negatep 2050 : énergies fossiles et rejets CO2 par secteur

	Charbon (Mtep)	Pétrole (Mtep)	Gaz (Mtep)
Résidentiel et tertiaire	-	-	4
Industrie et agroalimentaire	5	1	10
Transports	-	7	-
Production d'électricité	-	-	10*
Total	5	8	24
CO2 (MtC)	6	8 **	18

* pour produire 70 TWh, soit 6 Mtep d'électricité et un rendement cycle combiné 60 %.

** pour tenir compte des émissions de CO2 du secteur pétrole (raffinage, divers), nous avons majoré de 10 % les rejets de CO2 liés à son utilisation

Les rejets totaux de CO2 seraient alors de 32 Mt de Carbone (assez proches du facteur 4) pour autant que la production d'électricité à partir de gaz naturel soit strictement limitée. Les rejets de CO2 seraient évidemment plus élevés si les économies d'énergie et le remplacement du pétrole par l'électricité dans les transports étaient moins importants.

E5 – Incertitudes

Negatep 2010 est un scénario, il n'est pas une prédiction. Il repose cependant sur un certain nombre d'hypothèses qui peuvent ne pas se confirmer, tant dans les domaines économiques que sociétaux et technologiques.

Dans le domaine économique, les sommes en jeu sont considérables : il s'agit de remplacer 80 Mtep/an de pétrole et de gaz, émetteurs de CO₂, par des économies d'énergie et des énergies non carbonées. En tablant sur un prix moyen sur la période 2010 – 2050 de ces énergies (incluant le prix du CO₂) de 1000 €/tep⁷⁰, il faut, sur la seule année 2050, avoir réussi à transférer 80 milliards € des industries pétrolières et gazières vers les nouveaux secteurs d'activité. On conçoit que la plus grande incertitude règne sur la capacité de notre société à gérer une telle transition. Et ceci d'autant plus que la France n'est pas seule au monde et que les mesures à prendre doivent s'intégrer dans le contexte européen et mondial. Quoiqu'il en soit, il est essentiel de rechercher systématiquement les voies les plus économiques. Le refus du développement des usages de l'électricité, tel que manifesté par le Grenelle de l'environnement sans aucune justification économique, entraînerait un surcoût pour la collectivité dont l'ordre de grandeur pourrait être, dans l'habitat, de 10000 € pour économiser 1 tep/an, soit 100 milliards € pour réduire la consommation de combustibles fossiles de 10 Mtep.

Le domaine sociétal est lui aussi porteur d'incertitudes majeures : comment persuader les citoyens électeurs qu'il faut accepter aujourd'hui une taxe carbone pour mieux anticiper les hausses futures de prix des énergies fossiles ? Comment les inciter à investir pour réduire leurs consommations, à modifier leurs comportements ? Comment les convaincre que les risques liés à l'énergie nucléaire sont bien maîtrisés et que ses avantages dépassent largement ses inconvénients ?

Le domaine technologique est lui aussi porteur d'incertitudes : les batteries permettront-elles le développement de la mobilité ? Les procédés de synthèse de biocarburants seront-ils abordables ? Le solaire photovoltaïque deviendra-t-il une source majeure d'électricité ? La plupart de ces questions justifient des efforts majeurs de recherche et développement, tant en France qu'au niveau européen. Mais on dispose d'ores et déjà, pour la plupart des usages fixes de l'énergie et pour la production d'électricité, des technologies nécessaires pour atteindre le facteur 4.

⁷⁰ Correspondant par exemple pour le pétrole à 100 €/bl et 100 €/t CO₂

En résumé

Les consommations de combustibles fossiles pour les besoins en énergie primaire dépassent 110 Mtep actuellement et atteindraient facilement 140 Mtep en 2050 si l'on continuait sur les errements actuels, les rejets de CO2 suivant la même tendance.

Pour diviser par 4 ces rejets de CO2 par rapport à aujourd'hui, il faut :

- *Pratiquement supprimer le pétrole et le gaz dans le résidentiel et le tertiaire. Les moyens existent, en combinant une meilleure isolation, les énergies renouvelables chaleur et l'électricité, le problème majeur étant de les financer.*
- *Réduire très fortement le pétrole pour les transports. Il s'agit là d'une double révolution : repenser la mobilité (transports en commun, fret) et remplacer le pétrole par l'électricité, directement et au travers de biocarburants.*
- *Limiter sérieusement les combustibles fossiles dans l'industrie. Ceci implique notamment des modifications de procédés (et donc des investissements lourds).*
- *Ne pas augmenter la part des énergies fossiles, y compris du gaz, dans la production d'électricité. Ceci est possible à deux conditions : limiter les pointes de consommation et plafonner les électricités intermittentes (au moins tant que des moyens de stockage de l'électricité n'auront pas été développés).*

Globalement, ceci se traduit par quatre évolutions majeures, résumées par la figure 9 :

- *Une diminution globale de la demande par rapport à aujourd'hui, alors que la poursuite de la tendance conduirait à une augmentation de 50 %.*
- *Une division par 4 environ des combustibles fossiles.*
- *Des énergies renouvelables multipliées par 3 environ*
- *Environ deux fois plus d'électricité, celle-ci étant un terme d'ajustement en plus ou en moins autour de cette valeur moyenne.*

Liste des tableaux

- Tableau 1 - Bilan énergétique final 2006 en Mtep
- Tableau 2 - Consommations « fossiles » totales de la branche énergie (2006)
- Tableau 3 – Consommation finale énergétique, hors branche énergie (DGEMP 2020 – 2030, extrapolation 2050)
- Tableau 4 – Bilan des énergies finales (2020)
- Tableau 5- Production nette d'électricité (2020)
- Tableau 6 – Production d'électricité par source (2020)
- Tableau 7 - Production d'électricité à partir de combustibles fossiles (2020)
- Tableau 8 – Bilan secteur tertiaire (2050)
- Tableau 9 – Bilan chauffage de l'habitat existant (2050)
- Tableau 10 – Récapitulatif habitat (2050)
- Tableau 11 – Bilan des énergies des secteurs résidentiel et tertiaire (2050)
- Tableau 12 – Consommations d'énergie des secteurs industrie et agro alimentaire (2050)
- Tableau 13 – Demande d'électricité finale (Negatep)
- Tableau 14 – Consommations finales de 2006 à 2050
- Tableau 15 – Negatep 2010 : énergies fossiles et rejets de CO2 par secteur

Liste des figures

- Figure 1 – Evolutions relatives de la consommation d'énergie et du PIB
- Figure 2 – Evolution des émissions de CO2
- Figure 3 – Scénario de référence (DGEMP et extrapolation 2050)
- Figure 4 – Evolution de l'intensité énergétique dans l'industrie
- Figure 5 – Tendances d'évolution de la consommation d'électricité depuis 1960
- Figure 6 – Scénario Negatep 2010, par source d'énergie finale
- Figure 7 – Scénario Negatep 2010, par secteur
- Figure 8 – Scénario Negatep : récapitulatif des énergies finales en 2006 et 2050
- Figure 9 – Résumé de la démarche Negatep

Annexe – électricité et équilibre réseau

Le scénario Négatep suppose une forte augmentation de la consommation d'électricité, qui pratiquement double, en passant de 430 TWh en 2008 à 837 TWh en 2050.

Pour répondre à ce besoin global, la production brute de 890 TWh est obtenue à partir de:

- Nucléaire 645 TWh (440 en 2010)
- Energies renouvelables 175 TWh (75 en 2010)
- Fossiles (Gaz) 70 TWh (60 en 2010)

Le bilan énergétique global annuel est en théorie équilibré, mais qu'en est-il à chaque moment de l'année ? L'analyse globale énergie doit être complétée par celle de la puissance, non pas une puissance moyenne, mais celle instantanée, car l'électricité ne se stocke pas, au moins à grande échelle.

La question de l'équilibre réseau n'est pas nouvelle et est à ce jour évidemment résolue, Si toutes les données de consommation et de production évoluaient en similitude, par exemple multiplication par 2, la question ne se poserait pas en termes nouveaux, nous aurions une simple translation de toutes les courbes puissances en fonction du temps et il n'y aurait pas de changement significatif.

Mais ceci n'est pas le cas, car ni l'hydraulique, ni les fossiles ne peuvent fortement augmenter, l'hydraulique faute d'équipements nouveaux significatifs et les fossiles pour ne pas accroître les rejets de gaz carbonique. A ces premières limites, s'ajoute un élément fortement perturbateur : la présence de plus en plus significative des nouvelles renouvelables (ENR) intermittentes ou fortement fluctuantes.

C'est dans ce nouveau contexte, après avoir fait le point de la situation actuelle des variations de consommation électrique, que nous examinerons pour Negatep 2050, la gestion des écarts dits saisonniers, hiver/été associés à la place de l'électricité dans le chauffage et ensuite la prise en compte des variations des ENR.

Situation actuelle : les variations des besoins en consommation électrique

Ces besoins varient en permanence. Globalement, il faut distinguer les grandes variations saisonnières et les variations journalières.

Les premières (les saisonnières) s'étalent sur plusieurs mois et peuvent se mesurer en variations mensuelles ou mieux hebdomadaires, comme le montre la figure A1.

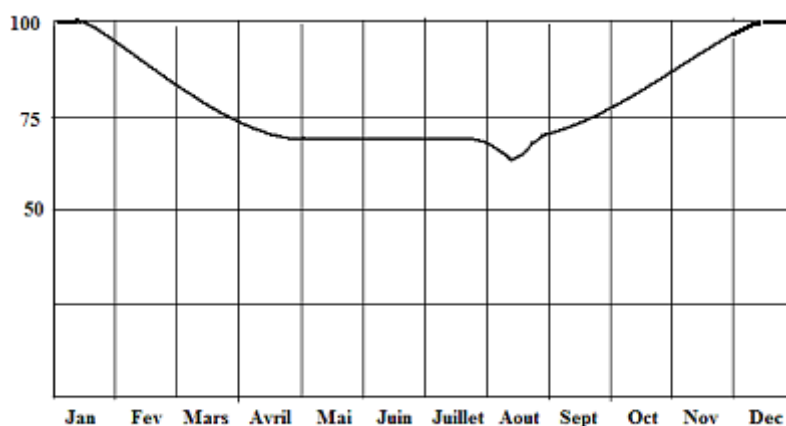


Figure A1 : Evolution relative de l'énergie appelée par semaine (base 100 pour le maximum, moyenne sur plusieurs années autour de 2008)

Révision A.2 – janvier 2012

Partant d'un indice 100 en janvier, la consommation hebdomadaire descend progressivement à 70 au mois de mai, pour remonter de ce même 70 en septembre, à 100 en décembre. Une seule petite particularité est à noter : le petit creux de début août qui correspond au maximum de la grande pause estivale y compris industrielle.

Les secondes variations (les journalières) sont, en valeur relative, sensiblement du même ordre de grandeur autour de la moyenne, mais elles sont très rapides, avec des vitesses de variations proches de 10 %/heure, comme le montre la figure A2, pour deux journées extrêmes une plein hiver et l'autre saison sans chauffage.

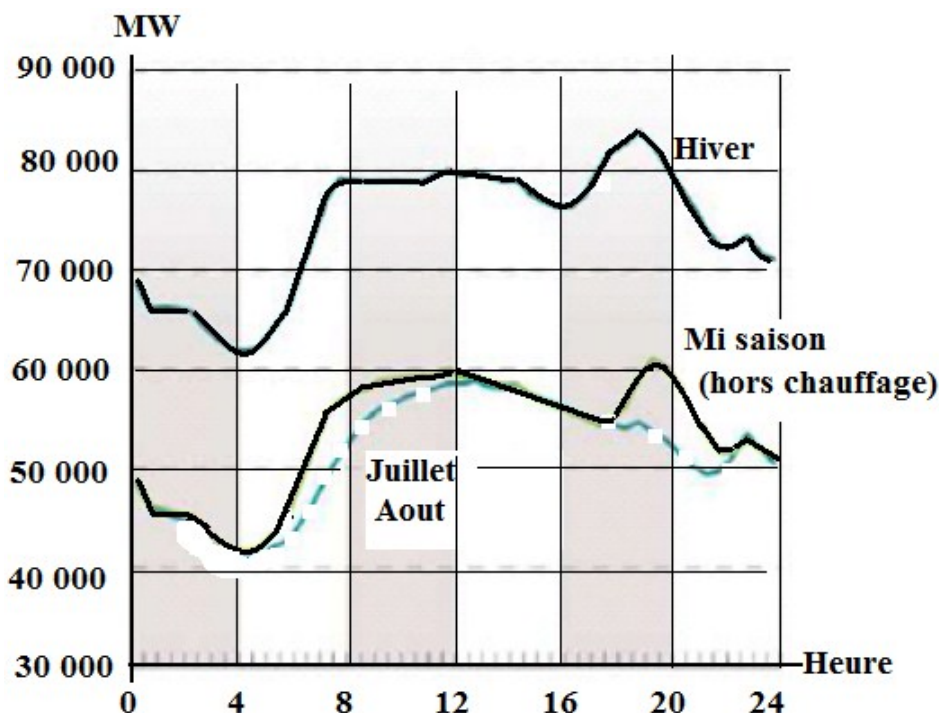


Figure A2 : Jour ouvré en 2010, variations journalières de puissance électrique en MW
(Source RTE)

Lors d'un jour ouvré, à partir d'un point bas de consommation vers 4 h du matin, la puissance augmente de 16 000 MW entre 4 h. et 12 h (variation seulement un peu plus accentuée en hiver qu'en été). Après une petite baisse en cours d'après midi, un second maximum est atteint vers 18 h/19h, appelé communément « pic de consommation ». Ce pic caractérise le retour généralisé des familles dans les foyers (éclairage de chaque pièce, préparation repas, l'audio visuel dont les écrans plats, consoles de jeux...). Ce pic se retrouve aussi en mi saison lorsque le chauffage est inexistant, seulement un peu atténué (très faible écart lié au chauffage). Il disparaît en plein été, car le mode de vie change complètement du fait des vacances scolaires et de l'étalement de la vie familiale en soirée.

On retrouve sur cette figure A2 donnant la puissance journalière, le décalage hiver / été déjà vu au niveau hebdomadaire sur la figure 1. Chaque courbe journalière est une quasi image de l'autre translattée de 20 000 à 22 000 MW. Ecart que l'on retrouve sur les minis, les maxi et la moyenne.

Cette valeur mesurée d'environ 20 000 MW, se retrouve par le calcul à partir du bilan global de la consommation chauffage électrique annuelle de 80 TWh (45 pour l'habitat + 35

pour le tertiaire) et de l'analyse de la courbe des besoins moyens en fonction du mois de l'année (figure A3).

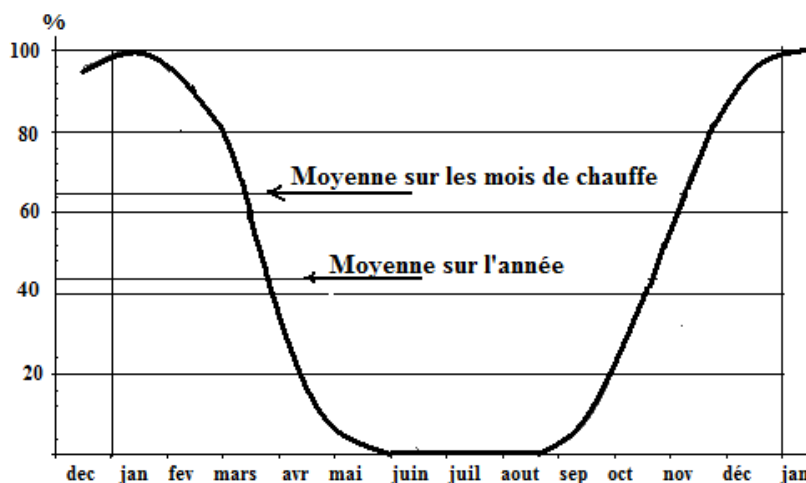


Figure A3 Variation relative des besoins de chauffage

Courbe quasiment immuable, qui peut simplement se décaler ponctuellement d'une ou deux semaines selon les années

Ce maximum de 22 000 MW, peut être dépassé et approcher les 30 000 pendant quelques dizaines d'heures en cours d'année par très grand froid.

Mais heureusement ces variations des besoins en puissance électrique sont assez prévisibles, notamment à 24 heures près (la veille pour le lendemain). Les incertitudes sur les estimations de puissance appelées en consommation ne sont ainsi que d'environ 2 %.

Cette bonne prévision permet de préparer le programme de fonctionnement des différents producteurs d'électricité. Ces producteurs pourront ajuster leurs puissances en fonction du programme et assurer ainsi, moyennant aussi quelques automatismes, en permanence l'équilibre entre la consommation et la production.

Pour faire face aux besoins en 2010, la puissance installée en France est de 120 GW, qui peuvent se décomposer en nucléaire : 63,3 GW ; hydraulique : 25,4 GW ; thermique fossiles : 24,6 GW ; éolien : 5,6 GW et divers renouvelables 1 GW (essentiellement biomasse). De ces producteurs, c'est l'hydraulique qui assure la plus grande part de la modulation journalière de puissance (variable selon les journées, mais qui peut dépasser 10 000 MW). Les autres producteurs : nucléaire et combustibles fossiles, comme le bilan export/import participent mais à un degré moindre, chacun pour environ 4 000 MW à la modulation journalière de puissance. L'éolien encore limité ne contribue pas à cet ajustement de puissance, mais au contraire, il vient le perturber, heureusement encore à faible échelle, mais pas pour longtemps, compte tenu de son importance à venir, au vu des décisions du Grenelle.

Notas :

a) Les variations de charge du nucléaire portent essentiellement sur des baisses de charge la nuit et les week-ends, ainsi que des arrêts courts les WE et jours fériés. Ceci se traduit dans la mesure du coefficient d'utilisation K_u . A ce jour, le K_u moyen de 0,94 reflète les situations où la puissance est volontairement baissée, du fait des besoins réduits du réseau.

b) La production réelle du nucléaire à partir de le produit puissance prend en compte le coefficient de production : k_p . Ce dernier k_p est le produit de k_u , vu ci-dessus, et de k_d

coefficient de disponibilité. Ce dernier est affecté par les arrêts suite à des incidents, les arrêts pour travaux et ceux pour rechargements combustibles.

c) La gestion du nucléaire privilégie en théorie les arrêts de tranche hors période hivernale. Ceci conduit par exemple actuellement (hors travaux exceptionnels, inspections des 10 ans) à ne prévoir qu'un ou deux arrêts en hiver, pour en faire jusqu'à treize ou quatorze hors hiver (tout en maintenant une priorité de fonctionnement en été pour des tranches en bord de mer). Cet écart de gestion des arrêts de 12 tranches sur un total de 58, correspond à une variation de capacité de 20 %, soit 12 600 MW, couvrant en partie l'écart de 22 000 MW des besoins chauffage. La différence est obtenue par les centrales fossiles, qui actuellement sont aussi utilisées toute l'année (donc pas totalement affectées au chauffage électrique) et par l'hydraulique, hors STEP (puisque ceux-ci ne concernent que l'ajustement journalier), donc celle de lacs (9 300 MW) et celle des éclusées (4 300 MW).

Négatep 2050 : saisonnalité et chauffage électrique

Les besoins associés au chauffage électrique (direct ou via les pompes à chaleur) passent de 80 TWh en 2006 à 148 TWh en 2050. Cette augmentation de 85 % est assez proche du facteur 2 global d'accroissement de l'électricité.

Le décalage de puissance entre une journée sans chauffage et une d'hiver avec chauffage (voir figure A2) passerait de 22 000 MW à 41 000 MW.

Ce nouvel écart été / hiver sera couvert par :

- les 3 000 MW de biomasse. Il est retenu que la production annuelle de 10 TWh est concentrée sur les seuls mois d'hiver
- les 20 000 MW des centrales à gaz. Les 70 TWh de l'électricité produite à partir du gaz répondraient à deux missions :
 - o faire face au plus près aux fluctuations de l'éolien
 - o assurer pendant les périodes les plus froides (une part des 3 mois d'hiver) le complément de puissance réseau. Cette deuxième mission ne devrait consommer au maximum que 14,4 TWh (20 % des 70). [\(30 jours à pleine puissance\)](#)
- le nucléaire, pour environ 18 600 MW. Cette valeur de 18 600 MW est obtenue dans la continuité de la gestion des arrêts de tranche actuelle décrite ci-dessus. Elle part de 20 % d'une nouvelle puissance installée de 93 000 MW qui répond aux + 47 % de production énergétique nucléaire (440 TWh en 2008 et 645 TWh en 2050),
- un complément hydraulique (lacs et éclusées)

Négatep2050, prise en compte des fluctuations ENR pour les variations journalières :

L'arrivée de nouveaux systèmes productifs renouvelables (ENR) dont les puissances mises sur le réseau ne peuvent être réglées en fonction des besoins (fonctionnement dit « en déversoir ») et qui sont en outre très variables et aléatoires, va accentuer le besoin de modulation des autres producteurs d'électricité, si on veut éviter les interruptions ou les excédents de fourniture.

Lorsque ces ENR ne répondent pas à des besoins supplémentaires de puissance, mais permettent au moins momentanément de réduire la part de combustible fossile brûlée (cas typique de l'Allemagne et non de la France), indépendamment du surcoût, l'effet est bénéfique : les rejets de gaz carbonique sont réduits. Par contre, s'il s'agit de répondre à des besoins supplémentaires, il faut, à côté des ENR, disposer de moyens de production flexibles, ce qui conduit en général à investir en centrales au gaz, d'où un accroissement des rejets de

gaz carbonique⁷¹. Ce résultat est à l'opposé de l'objectif de Négatep, d'où nécessité d'examiner ce sujet.

Dans l'esprit du Grenelle de l'environnement et l'objectif d'accroître fortement la part des renouvelables, Négatep, compte tenu des engagements pris par la France, a prévu 20 TWh de solaire photovoltaïque et 75 TWh d'éolien, soit un peu moins de 10 % du total des 890 TWh de la production électrique en 2050.

Cette proportion apparaît d'un poids relativement faible et ceci pourrait conduire à conclure que la situation est gérable. En fait c'est l'aspect puissance qui prend toute son importance et doit être regardé, car elle dépasse 25 % de la puissance installée et la gestion n'est pas évidente et a ses limites.

- Les 20 TWh de photovoltaïque correspondraient à une puissance installée (dite de crête Pc) de 18 000 MW. Vu la dispersion géographique, une puissance maximale de 13 500 MW pourrait être obtenue pendant une courte période chaque jour. Mais en dehors de cette pointe, la puissance ne dépasserait journalièrement 7 000 MW que pendant 1h30 en hiver et 4 h en été et serait nulle pendant la majeure partie du temps. Il faut noter que si l'intermittence du solaire est indiscutable (véritable retour à zéro), cet aspect négatif est atténué, car les variations sont lentes et assez prévisibles même à long terme. Il devrait être possible d'y faire face en partie en comptant sur les autres producteurs, qui ne devraient pas être surpris et pourraient réagir dans l'ordre, sans à coups.

- Les 75 TWh d'éoliennes seraient obtenus à partir de 31 000 MW de puissance installée. Au vu de la dispersion géographique et en particulier de la répartition entre terre (22 000 MW) et offshore (9 000 MW), nous retenons que la puissance pourrait varier entre 25 000 et 1 500 MW. La puissance ne tomberait jamais à zéro comme pour le photovoltaïque, mais il ne resterait pas grand-chose. Par contre facteur très défavorable, les variations peuvent être très rapides (facteur 2 en une durée de 6 à 10 heures, aussi bien en plus qu'en moins) comme le montre la figure 3.

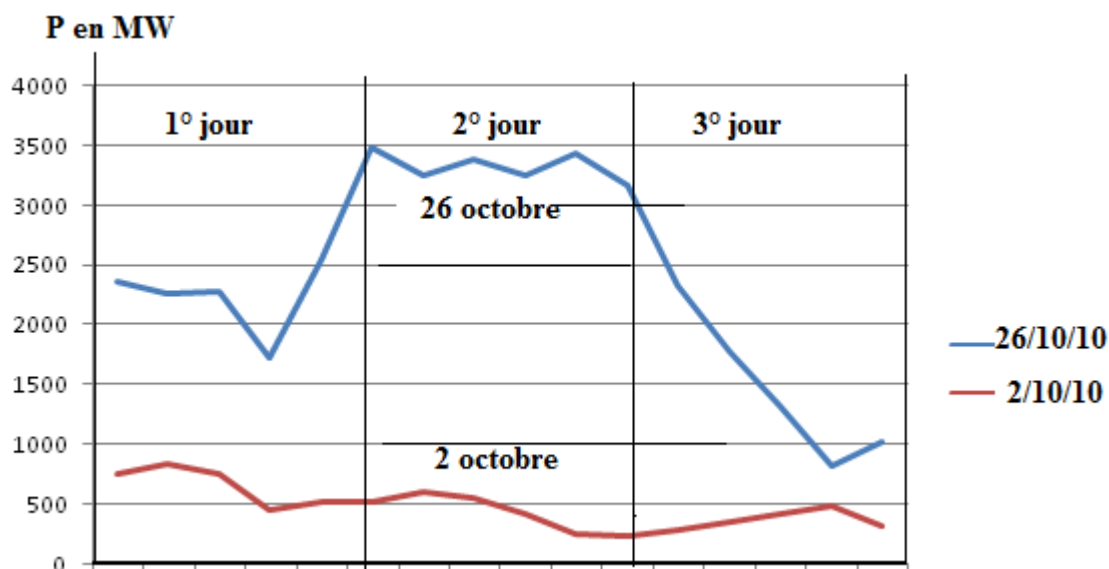


Figure A4 Eolien exemple de productions journalières sur 3 jours consécutifs

Difficile de prévoir par exemple à un facteur 2 près, à une heure précise, la puissance éolienne la veille le lendemain et donc de programmer les autres sources d'énergie. Il

⁷¹ Plus particulièrement lorsqu'il s'agit de turbines à combustion, dont le rendement ne dépasse guère 25 %

faut disposer de moyens de production d'électricité souples à réponses rapides pour faire face à ces fluctuations.

Les ENR délivrent donc une puissance qui peut varier de 38 500 à 1 500 MW. Il appartient aux autres installations de production d'électricité de compenser ces variations, qui s'additionnent à celles des besoins. Il faut noter que les NER ne permettent pratiquement pas de réduire (à 1 500 MW près) les investissements de ces autres moyens de production.

Ces autres moyens de production sont :

- l'hydraulique, qui repose en 2010 sur ses 25 000 MW déjà très sollicités pour assurer le suivi réseau. L'hydraulique, y compris les STEP, est déjà en 2010 à la limite de ses capacités, puisque seule elle ne suffit pas. Les capacités de nouveaux équipements d'ici 2050 semblent limitées (+ 1 000 MW par rapport à 2010, en favorisant les STEP ?). Toutefois, une gestion plus dynamique des STEP existantes (avec l'inconvénient de fatiguer davantage le matériel) pourrait peut être accroître la capacité de variation rapide de 3 000 MW.
- le nucléaire, et ses 93 000 MW de puissance installée (ordre de grandeur qui sera à préciser au vu d'études détaillées des comportements journaliers et saisonniers). La capacité de modulation de la puissance nucléaire devra être augmentée en absolu, mais aussi en relatif. Viser 20 000 MW soit environ de $\pm 11\%$ de P_i , qui devrait monter à $\pm 15\%$ lorsqu'une partie des tranches est à l'arrêt, ne devrait pas poser de problèmes, notamment en étendant le mode de fonctionnement dit X de suivi réseau⁷².
- la biomasse et ses 3 000 MW. Mais comme on suppose que la production annuelle de 10 TWh est concentrée sur les mois d'hiver, la biomasse électrique est d'un faible secours pour l'éolien en année courante.
- le gaz et ses 20 000 MW (on suppose que la production annuelle de 70 TWh se répartit sur toute l'année pour réagir aux très fortes fluctuations de l'éolien et aussi plus intensément en hiver pour couvrir une partie des pointes de consommation indépendamment de l'éolien, dont quelques centaines d'heures par très grand froid exceptionnels. Si cette fonction pointes nécessite 14 TWh, il reste 56 TWh soit 116 jours à pleine puissance.
- le bilan import /export pourrait aussi apporter sa contribution, comme actuellement. Mais si l'on examine cette possibilité pour faire face aux fluctuations de l'éolien, elle ne peut être que d'un poids limité, voire nul. En effet les fluctuations éoliennes peuvent affecter simultanément tous nos voisins européens, qui vont en même temps manquer de puissance en cas de période anticyclonique (qui peut durer plusieurs semaines) ou au contraire avoir trop de puissance en période de forte perturbation sur toute l'Europe, avec comme seule solution : arrêter volontairement une partie des éoliennes.

En résumé, la forte augmentation de la consommation électrique prévue dans Négatep et l'arrivée de nouvelles sources de production d'électricité intermittentes ou fluctuantes est compatible avec la continuité du suivi réseau.

Toutefois, ceci n'est possible qu'en limitant l'importance relative de ces dernières sources à 10 % en énergie et environ 25 % en puissance installée.

Ceci suppose un élargissement de la variabilité de puissance demandée au nucléaire et un rôle spécifique dévolu au gaz pour suivre au plus près les fluctuations de l'éolien et également répondre aux besoins momentanés lors des pointes de puissance hivernales.

⁷² Voir l'étude : « Nucléaire et suivi de réseau » du 2/2/2009 - www.sauvonsleclimat.org