

Négatep 2012 : réduire les rejets de gaz carbonique. Oui, mais à quel coût ?

Claude Acket Pierre Bacher
22/6/2013

- La réduction des rejets de gaz carbonique dans le scénario Négatep repose sur :
- des économies d'énergie : sobriété et efficacité.
 - un fort accroissement de l'appel à des sources alternatives d'énergie décarbonée pour remplacer en grande partie les combustibles fossiles, soit:
 - o renouvelables chaleur
 - o électricité issue des renouvelables et du nucléaire
 - o biocarburants pour la mobilité

L'appellation « économies d'énergies » fait de suite penser à moins de dépenses, notamment en achat de combustibles fossiles (pétrole et gaz). Mais en de nombreux cas, contrairement à l'adage répété que « l'énergie la moins chère est celle que l'on ne consomme pas », faire des économies d'énergie peut coûter très cher en investissements qu'il faut rembourser, et dans certains cas le retour sur investissement peut ne jamais arriver. De même faire appel à des sources d'énergies dont l'équivalent combustible est gratuit, comme le vent, le soleil, n'est pas systématiquement économiquement positif, car là aussi il faut rembourser les investissements souvent considérables (moyens de production, transport de l'électricité, adaptation à la demande) pour de faibles taux d'utilisation, et ne pas oublier la maintenance.

En prenant en compte ces plus et ces moins de dépenses, nous nous proposons de faire une première approche économique simplifiée du scénario Négatep comparée au statu quo ou à d'autres scénarios, pour fixer des ordres de grandeurs. L'objectif de réduire les rejets de gaz carbonique est-il finalement très onéreux, ou au contraire économiquement positif ?

Le bilan économique peut se traduire in fine, en coût par tonne d'énergie fossile économisée; coût qui peut être comparé à la somme des prix des énergies fossiles et des prix affectés au CO₂.”

Rappel : Les données principales de Negatep 2012 :

- Energie finale : 146,1 Mtep en 2050, au lieu de 163,8 Mtep en 2008 (- 11 %), mais au lieu de 226 Mtep dans la continuité (- 35 %, dont 16 % pourraient être affectés au seul accroissement de la population). Ramenées par habitant, soit indications significatives de l'effort individuel, ces baisses sont de - 44 % par rapport à la tendance et de - 23 % par rapport à 2008.
- L'ensemble des combustibles fossiles passe en énergie primaire de 129 Mtep à 37 Mtep, soit un facteur 3,5 (et 3.6 en rejets de gaz carbonique). Ceci est la base de la réduction des rejets de gaz carbonique via la « Sortie des fossiles ». Il faut noter que l'objectif facteur 4 appliqué à la moyenne des pays développés devrait être pondéré compte tenu de la situation initiale, en prenant par exemple le fait qu'un Français rejette déjà 50 % de moins de gaz carbonique qu'un Allemand, on ne peut demander aux deux le même effort relatif.
Nota : Mesurés en équivalent carbone, les rejets de gaz carbonique associés à l'énergie ne représente qu'environ 60 % du total de l'effet de serre (GES). L'effort de réduction doit aussi porter sur le gaz carbonique hors énergie pour un total d'environ 14 % (déforestation, ciment), comme sur d'autres gaz et en premier le méthane, puis le protoxyde d'azote, tous deux très liés à la production agricole.
- Cette division de l'appel aux combustibles fossiles, pour réduire les rejets de gaz carbonique, sera l'élément essentiel de baisse dans la balance coût global. Il faut rappeler que le seul achat de ces

combustibles fossiles représente à ce jour un coût de 68 G€ par an, point principal du déséquilibre de notre balance commerciale¹.

- Fort développement des énergies renouvelables thermiques : de 12.4 Mtep en 2008 à 47.1 Mtep en 2050 (x 3.8)
- Doublement de l'emploi d'électricité, de 440 TWh en 2008 à 890 TWh en 2050 en données à la production. Cette avancée de l'électricité est un point essentiel pour la réduction des rejets de gaz carbonique, dans la mesure où cette électricité reste comme actuellement à majorité décarbonée (environ à 90 %)
- Pour cette électricité un fort développement des renouvelables : de 75 en 2008 à 175 TWh en 2050 (x 2.3). L'hydraulique bougeant peu, cet accroissement repose sur l'éolien et le photovoltaïque, dans la lignée des décisions du Grenelle de l'environnement. Les renouvelables représentent 41 % de la puissance totale électrique installée.
- Par le maintien du rôle majeur rempli par le nucléaire : de 440 TWh en 2008 à 645 TWh en 2050 (+ 50 %). Sa prédominance relative est un peu réduite, mais reste élevée à 72 % de la production électrique au lieu de 76 % en 2008, pour 49 % de la puissance totale électrique installée

Pour évaluer le coût de la transition énergétique, nous faisons le bilan global de toutes les dépenses supplémentaires engagées sous forme d'investissements et d'exploitation entre 2010 et 2050 (pour simplifier nous considérons une durée de 40 ans et un point de départ en 2010, même si la transition ne devrait être engagée qu'après la loi à venir en 2013). Ces dépenses sont compensées, plus ou moins, par d'éventuelles baisses en exploitation (dont celles essentielles d'achat de combustibles fossiles, marquant l'objectif facteur 4 et la forte réduction de ces combustibles.

Le terme « supplémentaire » de ces dépenses s'applique à ce qui serait fait en plus ou moins

- par rapport au simple statu quo, soit le maintien telle quelle de la situation énergétique actuelle La consommation finale globale 2050 reste celle de 2008/2010 soit 163.8 Mtep, ce qui se traduit compte tenu de l'accroissement de population, par une baisse de 13 % par habitant. Ceci suppose donc des premières mesures restrictives de consommation. La répartition entre énergies primaires reste inchangée.

- aussi par rapport à la situation de référence dans la continuité dite SR 2008 (la consommation finale 2050 est de 226 Mtep soit + 38 %, et + 24 % par habitant). Ceci pouvant être associé à un accroissement du PIB, avec le lien PIB/consommation énergétique, plus ou moins élastique.

Si les dépenses engagées peuvent relativement aisément se chiffrer, sous réserves toutefois de prévisions d'évolutions à long terme (les coûts actuels vont-ils monter ou à l'opposé baisser ?), la prise en compte des effets aux limites peut s'avérer difficile, à savoir qu'elle sera la durée de vie résiduelle des investissements engagés avant 2050, pour des durées de vie pouvant pour certains aller jusqu'à 2100.² Nous n'en prenons pas compte ici, en sachant que les dépenses comptabilisées sont bien engagées et effectuées avant 2050, leurs impacts économiques positifs au-delà de 2050 ne sont pas pris en compte (voir Annexe 1)

¹ L'achat d'uranium, associé à la production d'électricité nucléaire en remplacement principalement du charbon, ne représente que 700 millions d'euros.

² Cette question porte essentiellement sur les investissements d'isolation des logements et surtout sur le nucléaire. En supposant l'absence de dégradation des performances thermiques, les investissements en isolation conduiront à des réductions en dépenses courantes de chauffage plusieurs dizaines d'années au-delà de 2050. De même, les investissements pour les 80 GW de centrales nucléaires auront été faits entre 2020 et 2050 et celles-ci appelées à fonctionner 60 ans, produiront encore entre 30 et 60 ans au delà de 2050.

Dans les 2 cas, l'analyse économique devrait prendre en compte ces sommes économisées à venir en valeurs corrigées du taux d'actualisation ramenées à la période avant 2050. L'effet chiffré en dizaines, voire en centaines de milliards d'euros est directement et fortement dépendant du taux d'actualisation (cf. annexe 1).

Nous serons amenés à faire des simplifications, en sachant que seuls les ordres de grandeur nous importent et que les approximations sont moins sensibles, dans la comparaison des scénarios, par exemple pour estimer le surcoût de Negatep par rapport au statu quo ou à la référence dans la continuité.

I) Dépenses d'investissements et d'entretien : sobriété, efficacité et énergies renouvelables chaleur

1.1 Dépenses d'isolation logements

L'accroissement de la population, la tendance à un peu plus de surface par habitant, conduit à augmenter la surface globale, ce qui se traduit par l'augmentation du nombre de logements.

Il y a ce jour 30 millions de logements dont 20 millions, sont très mal, voire pas du tout isolés, pour lesquels s'imposent de grands travaux d'isolation.

Le statu quo, consisterait à ne prévoir que 5000 €/logement (sur les 40 ans) au titre de l'entretien courant des 30 millions de logements, soit au total 150 G€. Pour Negatep, il est prévu, à côté de la construction de 10 millions de logement neufs selon les normes d'isolation antérieures à RT 2012³, comme RT 2005, pour un surcoût de 15000 €/logement, la rénovation de 20 millions de logements anciens (ramener de 200 à 100 kWh/m² d'énergie finale), pour un coût aussi de 15000 €/logement. Il n'est pas prévu d'action spécifique, hormis l'entretien courant, sur les logements déjà bien isolés dont essentiellement ceux chauffés électriquement, répondant aux réglementations antérieures à RT 2012 (nouvelles constructions). Globalement la dépense est de 500 G€, soit 350 G€ de plus que le statu quo.

En extrapolant au tertiaire, (+ 25%) un coût global de dépenses de 625 G€ (500 habitat, 125 tertiaire) est retenu.

Dans l'hypothèse de la continuité SR 2008, seule l'augmentation du nombre de logement est prise en compte, d'où un coût d'entretien plus élevé que le statu quo.

Coût total dépenses isolations 625 G€ pour Negatep, 190 G€ pour statu quo et 250 G€ pour SR 2008

1.2 Dépenses d'investissements et d'entretien (hors combustibles), pour énergies renouvelables dans l'habitat.

- Pompes à chaleur (PAC)

Négatep retient 7_Mtep tirés de la nature (sol, air) à l'aide de pompes à chaleur (géothermie de surface avec des PAC sol-eau dans le neuf, forte pénétration de PAC air-air en rénovation). Sur la base de 7 millions de PAC, un coût 12 000 € par PAC, soit un total de 84 G €.

Nous supposons que l'ensemble sera opérationnel et non à renouveler d'ici 2050, mais qu'il doit être amorti sur cette période.

Il faut ajouter les dépenses d'exploitation et d'entretien, (hors électricité) : estimation 42 G€

Coût total PAC 126 G€. Il s'agit d'un surcoût par rapport aux situations statu quo et SR 2008.

- Bois chaleur

Concerne 9 millions de logements dont il faut modifier les modes de chauffages pour d'autres plus performants (poêles modernes, chaudières automatiques granulés ou plaquettes). En y intégrant la part correspondante aux investissements réseaux de chaleur, nous retenons en moyenne 10000 €/logement pour couvrir et amortir sans renouvellement pour cette période, d'où investissements total 90 G€.

³ Il est essentiel de revenir au plus vite sur la RT 2012. Cette réglementation thermique s'écarte totalement des précédentes en ne prenant plus en compte la faible émission de gaz carbonique liée à l'électricité en France. Elle conduit à promouvoir le gaz et donc va à l'opposé de l'objectif de réduction des rejets, et de réduction de la facture énergétique dans la balance des paiements.

Aussi bien dans cette hypothèse de modification, que dans celle du statu quo, une dépense d'entretien de 5000 € par logement pour la période est retenue. Nous supposons que dans le cadre de la continuité (SR 2008), les modifications de mode de chauffage bois seront également faites pour des raisons de confort et de facilité d'exploitation et le coût total Negatep comme SR 2008 est de 135 G€, à comparer aux 45 G€ dans la situation du statu quo, (hors coût combustible, pour celui-ci voir bilan biomasse § 3.2).

- Divers (géothermie, énergies fatales...)

La géothermie type aquifères apporte 1 Mtep (0.2 en 2008). Nous retenons 12 G€ d'investissements (extrapolation à valider à partir du coût PAC ci-dessus) auquel il faut ajouter l'exploitation (entretien coûteux) pour aussi 12 G €.

Le coût total de 24 G€, se compare à ceux très réduits du statu quo et de SR 2008 (5 G€)

- Solaire thermique

4 Mtep (46,6 MWh) soit 100 Mm² de panneaux.

Avec l'installation (capteurs, ballon...) la base actuelle de 1000 €/m² devrait rapidement décroître pour retenir 600 €/m², soit au total 60 G€ d'investissements, que nous supposons répartis linéairement sur la période. Nous supposons que l'ensemble ne devra pas être renouvelé d'ici 2050. Il faut ajouter les dépenses d'exploitation, comptées à raison de 2.5 % /an de l'investissement, soit au total 30 G€ en exploitation.

Surcoût total Negatep solaire thermique 90 G€ (0 pour statu quo et SR 2008)

Coût total dépenses renouvelables thermiques (hors combustibles) Negatep: 375 G€, 50 G€ pour statu quo et 140 G€ pour SR 2008

1.3 Dépenses supplémentaires (hors consommations d'énergie) pour déplacements

Les transports consomment aujourd'hui 47 Mtep de pétrole et 1 Mtep d'électricité (qui représentent environ 10 % des besoins). Plus que les autres, ce secteur voit dans Negatep de profondes transformations avec la fin du quasi monopole du pétrole. Il faut distinguer la maîtrise de la consommation, le développement des agroc carburants et l'utilisation directe de l'électricité

Efficacité énergétique

Négatep retient que les progrès technologiques, les modifications des comportements, les aménagements de la cité... permettront, sans investissements lourds, d'économiser 20 % de l'énergie dépensée pour les transports (soit 9 à 10 Mtep), au titre sobriété et efficacité.

L'efficacité énergétique passe aussi par le développement des transports en commun pour les personnes et le changement de portage pour les marchandises, mais ceci suppose de lourds investissements que nous traitons séparément, ci-dessous.

Transports en commun personnes et marchandises

Outre les gains en énergie par personne transportée, le développement du TGV et du tramway a permis de basculer une partie des transports avion et routiers à base de pétrole vers l'électricité. La bonne voie est tracée, mais il faut investir en de nouvelles lignes.

Pour le transport des marchandises, la voie transport par rail présente de petites avancées sur de très longs trajets, comme pratiquement la traversée de toute la France. La question de rupture de charge reste une butée essentielle, à laquelle s'ajoute le déjà encombrement des voies ferrées.

Le Grenelle de l'environnement prévoyait 100 G€ d'investissements d'ici 2020, permettant d'économiser de l'ordre de 2 Mtep/an de pétrole. Il est clair aujourd'hui que le coût était largement sous estimé et que cet objectif 2020 ne sera pas atteint, faute d'avoir pu dégager les moyens de financement (cf. canal Seine-Nord, TGV Lyon-Turin, etc.).

Même si les gains en émission de CO₂ obtenus par le transfert de la route vers le rail ou l'eau sont relativement modestes, il est clairement stratégiquement important de poursuivre dans ces voies et Négatep retient moyennant un investissement de 200 G€, un objectif 2050 de réduction de 2 Mtep (sur 9 Mtep de transports par poids lourds et 8 Mtep de transports par véhicules utilitaires) pour le basculement du transport de marchandises.

Si le chiffre est 0 pour le statu quo, des investissements s'imposeront aussi dans le cadre du SR 2008, pour prendre en compte l'accroissement des besoins dans la continuité, nous retenons 100 G€.

Déplacements : développement des énergies renouvelables (agrocarburants)

Négatep compte sur 15 Mtep d'agrocarburants de 2^o génération.

Les investissements pour la voie thermochimique correspondent à 525 €/tep produit⁴. Pour une capacité augmentant linéairement de 0 à 15 Mtep/an soit 300 Mtep sur la période de 40 ans, il faudrait donc investir 160 G€, à amortir sur cette période et prévoir 20 G€ d'exploitation, hors électricité. Coût total agrocarburants Négatep : 180 G€

Dans la continuité SR 2008, les efforts agrocarburants seraient moindres (40 G€), et très réduits dans le statu quo (20 G€).

Déplacements : véhicules électriques (100 % électriques ou part électrique des hybrides)

L'objectif de 5 Mtep/an en 2050 (remplaçant 15 Mtep de pétrole) correspond à une moyenne sur la période de 2,5 Mtep, soit environ 30 TWh par an. Le surcoût principal viendrait des batteries.

On admet qu'une batterie ayant une capacité de 10 kWh assure une autonomie de 100 km et consomme 15 kWh d'électricité à la prise de courant. Pour des trajets annuels de 20000 km, on consommera 3 MWh. La consommation annuelle moyenne de 30 TWh correspond donc à 10 millions de véhicules électriques (ou équivalent pour la part hybrides rechargeables).

Sur la base du prix de batterie de 5000 à 10000 €⁵ et une durée de vie de 10 ans, la dépense annuelle en batterie est de l'ordre de 500 à 1000 € et l'investissement en batteries est donc en moyenne sur 40 ans de 5 à 10 G€/an, soit 200 à 400 G€ (moyenne retenue 300 G€).

Nota : nous ne retenons pas de surcoût investissement véhicule hors batteries

Coût total déplacements Négatep 680 G€, pour statu quo 20 G€ et pour SR 2008 140 G€

1.4 Récapitulatif : dépenses supplémentaires investissements et d'entretien en G€

	Statu quo	SR 2008	Négatep
Isolation logements	190	250	625
Renouvelables Chaleur, habitat	50	140	375
Déplacements	20	140	680
Total	260	530	1680

II) Dépenses liées à la production électrique, hors combustibles fossiles et biomasse

Le scénario suppose une forte augmentation de la production d'électricité qui atteint 890 TWh (575 TWh en 2008), assurés par le nucléaire pour 645 TWh (+ 46 %), l'hydraulique pour 70 TWh (très faible accroissement), les renouvelables intermittents pour 90 TWh (très fort accroissement x par 13), la biomasse pour 10 TWh et le maintien du thermique fossile 70 TWh (gaz).

⁴ (rapport « Vecteurs » de l'Académie des technologies)

⁵ rapport « Vecteurs » de l'Académie

La puissance totale installée de 190 GW est obtenue à partir du nucléaire : 93 GW (49 %), les renouvelables intermittents : 48 GW (25 %), les renouvelables gérables 29 GW (15 %, dont 26 GW d'hydraulique) les fossiles : 20 GW (11 %). A ceci il faut ajouter environ 6 GW de Step, dont une partie du type mixte déjà comptée dans l'hydraulique ci-dessus).

2.1) Bilan financier de la production d'électricité nucléaire, (y compris combustible)

Pour répondre aux besoins croissants d'électricité, le scénario prévoit un accroissement de la part du nucléaire de 440 à 645 TWh d'ici 2050, qui se traduit par un passage de la puissance installée de 63 à 93 GW.

Négatep prévoit une prolongation de vie des centrales actuelles entre 50 et 60 ans, un besoin de tranches nouvelles à partir de 2020 (pour répondre aux besoins croissants de puissance et aussi en remplacement des tranches en fin de vie). Ceci donne une fin de remplacement et mise en service un peu au-delà 2050.

Pour ne pas avoir l'effet falaise et ne pas retrouver un rythme de construction similaire à celui des années 1980, avec jusqu'à 6 tranches mises en service dans la même année, les arrêts définitifs seront optimisés, programmés étalés entre 50 et 60 ans. En pratique, les nouvelles mises en service (hors Flamanville 3) ne peuvent avoir lieu avant 2020 ; le scénario se traduirait, à partir de 2020, par la mise en service de 3 GW/an et l'arrêt de 2 GW/an.

Plus précisément, 13 GW de centrales de génération II seraient encore en service en 2050 et 80 GW de génération III auront été construites.

Sur la base d'un coût d'investissement de 4500 €/kW,⁶ le coût total est de 360 G€, en notant que cet investissement sera encore source de production et donc de revenus entre 30 et 60 ans au-delà de 2050.

En dépenses, il faut ajouter les frais d'exploitation et ceux du démantèlement. L'exploitation (conduite, maintenance, combustible et gestion des déchets) est comptée à raison de 20 €/MWh. En partant d'une production actuelle de 440 TWh (donnée 2008) et de 645 TWh en 2050, le poste exploitation donne 434 G€, dont un peu moins de la moitié pour le combustible y compris la gestion des déchets.

Le démantèlement concerne une puissance installée de 50 GW. Mais il ne sera qu'en faible partie effectué pendant cette période. Il ne sera pas fini sur les premières tranches arrêtées après 2020 et à peine débuté sur les dernières. Nous retenons 16 G€ pour le démantèlement, en soulignant toutefois que ces sommes sont déjà provisionnées en attente.⁷

Ceci donne un total général de 810 G€ pour le nucléaire Négatep.

Le statu quo supposant la même production nucléaire (440 TWh /an) impose de nouvelles constructions pour 50 GW au lieu de 80, et un coût total avec exploitation et démantèlement de 593 G€

La tendance SR 2008 serait du seul point de vue du nucléaire très proche de Négatep.

2.2) Bilan financier électricité renouvelables

⁶ Valeur retenue pour une nouvelle construction basée sur les dernières estimations 2013 de Flamanville, réduction pour prendre en compte le surcoût spécifique de Flamanville (nouveau modèle, absence de lancement de construction depuis 20 ans, d'où perte d'efficacité, reconstruction des équipes...), Ce prix intègre les intérêts intercalaires pendant la construction. Appliquée à des lancements en série, avec entre 1 et 2 nouveaux chantiers par an, ce chiffre est certainement fortement surestimé.

⁷ Les provisions pour démantèlement sont constituées à partir d'un petit pourcentage sur la vente de chaque kWh, pendant toute la vie de chaque tranche. Dans les bilans il y a toujours un risque de compter 2 fois cette charge. Ici nous regardons simplement les dépenses correspondantes à engager.

La production annuelle passe de 75 (2008) à 175 TWh , soit + 100 TWh, répartis entre + 72 d'éolien, + 20 de Pv, + 5 de biomasse, + 3 d'hydraulique.

2.2.1) Renouvelables intermittents

- L'ensemble de l'éolien passe de 5.6 GWi (terrestre seul) en 2010 à 31 GWi (terrestre et offshore)
Pour l'éolien terrestre, environ 20 GW installés en 2050, soit 14.4 GWi de plus investis. A raison de 1500 €/kWi (21.6 G€), auxquels il faut ajouter 2 % par an de l'investissement au titre de la maintenance soit 12 G€, cela donne un total de 33.6 G€.

Pour l'éolien offshore, la totalité des 10 GWi sont nouveaux. Investis à raison de 2500 €/kWi (25 G€) + la maintenance (4 % par an de l'investissement), cela donne un total de 46 G€.

Total Eolien 80 G€:

- Le photovoltaïque passe de 1 GWc à 18 GWc

Pour un coût de 2500 €/kWc, l'investissement est de 42.5 G€, auquel il faut ajouter la maintenance, basée sur 2%/an d'investissement, soit 18 G€

Total Pv : 60.5 G€.

2.2.2 Renouvelables non intermittents (gérables) hors combustible biomasse

- Pour la biomasse les 3 GW installés progressivement d'ici 2050, produisent 10 TWh/an. L'investissement sur la base de 1500 €/kW représente 4.5 G€ et l'exploitation 2.5 G€ (hors combustible). D'où total Negatep 7 G€ et 0 pour le statu quo, comme pour la tendance SR 2008.

Nota : la partie combustible biomasse sera globalement traitée en § III

- Pour l'hydraulique, Negatep prévoit 1 GW de plus, correspondant à des améliorations de centrales actuelles et à côté 2 GW de STEP nouvelles. Il faut noter que ces dernières, venant en compléments aux STEP actuelles, ne participent pas à l'augmentation de production, puisque ce sont en fait des consommatrices nettes (rendement 70 %) intervenant essentiellement pour faire face aux fluctuations des renouvelables intermittents.

En ne retenant pour l'hydraulique actuel que l'exploitation à un taux de 10 €/MWh, le statu quo, comme la tendance SR 2008 donnerait 26 G€.

Pour Négatep, il faut prendre en compte les investissements supplémentaires, soit à raison de 5000 €/kW un total de 15 G€

2.3 Les fossiles

Pour Negatep, le total de 20 GW se répartit moitié /moitié entre TAG (turbines à combustion) et CCCG (Centrale Cycle Combiné Gaz). Les TAG, rendement 25 %, fonctionnement 1000 h/an, ont un coût d'installation de 500 €/kW. Les CCCG, rendement 50 %, fonctionnement 4000 h/an, ont un coût de 2000 €/kW. Ceci donne un total d'investissements équipements de 35 G€.

En retenant un coût d'exploitation hors combustible de 10 €/MWh, le total pour une production arrivant à 70 TWh en 2050 donne 26 G€

D'où total Negatep: 71 G€.

Le statu quo, conduirait à investir au moins autant, en remplacement de toutes les unités fossiles actuelles et globalement le même coût total peut être retenu.

Dans le scénario SR2008, pour répondre à plus de besoins (+ 38 % total énergie finale), nous retenons 97 G€.

2.4 Transport d'électricité

Pour Negatep, l'énergie finale à la distribution électrique passe de 433 à 835 TWh et ainsi la puissance moyenne passe de 50 GW à 100 GW, soit + 50 GW. La puissance installée de 120 GW en 2010 passe à

191 GW en 2050, soit + 71 GW (la plus forte augmentation étant liée à celle des renouvelables intermittents + 42.4 GW).

Le réseau doit être renforcé pour prendre en compte ces augmentations. Nous retenons une valeur intermédiaire de 60 GW (entre 50 et 71)

Sur la base de 2 G€/GW⁸ de réseau, le coût d'investissement du seul renforcement réseau est de 120 G€, dont 70 G€ imputables aux renouvelables intermittents.

2.5 Récapitulatif : dépenses liées à la production électrique hors combustibles fossiles et biomasse

	Statu quo	SR 2008	Négatep
Nucléaire	593	810	810
Renouvelables intermittents	0	0	140.5
Renouvelables gérables	26	26	42
Fossiles (hors combustibles)	71	97	71
Transport d'électricité		120	120
Total	690	1053	1182.5

III) Combustibles, hors nucléaire

3.1 Biomasse

Le scénario prévoit une forte pénétration de la biomasse (déchets forestiers, cultures spécifiques comme miscanthus...) dans les réseaux de chaleur existants, en assurant l'essentiel de la production (la base) par des chaufferies bois, ne laissant à d'autres sources comme le gaz qu'une part limitée lors des seuls périodes de grands froids. Les chaleurs fatales, tant dans l'industrie qu'en ville, et la géothermie viennent compléter le vecteur chaleur constitué par les réseaux.

Le total des besoins est de 33,5 Mtep de biomasse (11 Mtep destinées à la chaleur directe et 22,5 Mtep destinées à la fabrication de biocarburants)

- A raison de 550 €/tep de biomasse chaleur, en supposant une introduction progressive d'ici 2050, nous retenons pour Negatep un coût de 220 G€.

- Les 15 Mtep en énergie finale de biocarburants 2° génération sont obtenues à partir de 22,5 Mtep de biomasse primaire et de 7,5 Mtep d'électricité (87 TWh).

Le surcoût électricité ayant déjà été compté, seul le coût biomasse est à prendre en compte. Sur la base de 550 €/tep, nous retenons un coût de 220 G€.⁹

Le coût total biomasse est de 440 G€ pour Negatep, 240 pour le statu quo, et 300 pour SR 2008.

3.2 Combustibles fossiles

La part des combustibles fossiles mesurée en Mtep d'énergie primaire est divisée par 3,5.

⁸ L'étude ECF « roadmap 2050 » avance des coûts moyens de 1 à 2,5 G€/GW pour le renforcement du réseau européen lié au développement des ENR, selon la proportion de lignes aériennes (courant alternatif) et enterrées (courant continu).

⁹ Nous supposons un remplacement rapide (avant 2025) des biocarburants de 1° génération, l'essentiel du coût biomasse se rapporte à une destination 2° génération.

En première approximation, avec le facteur 3.5, la facture annuelle de 68 G€ en 2008, devient 19.4 G€ en 2050, soit une baisse annuelle de 48.6 G€ en 2050.

Globalement pour la période cela donne : Negatep :1600 Ge, statu quo :2400 G€ et SR 2008 :3000 G€

3.3 Récapitulatif ; combustibles hors nucléaires

	Statu quo	SR 2008	Négatep
Biomasse	240	300	440
Fossiles ¹⁰	2400	3000	1600
Total hors nucléaire	2640	3300	2040

Nota : Les dépenses combustibles nucléaires sont comprises dans le coût total nucléaire, ils représentent 167 G€ du total 810 pour Négatep, voir § 2.1. le total tous combustibles serait pour Négatep de 2207 G€

IV Bilan global

Tableau récapitulatif Σ Chapitres I, II et III

	Statu quo	SR 2008	Négatep
I) Sobriété et efficacité	260	530	1680
II) Electricité, hors III.	690	1053	1182
III) Combustibles fossiles et biomasse	2640	3300	2040
Total	3590	4883	4902

Tableau de répartition par grands postes

	Statu quo	SR 2008	Négatep
Isolation habitat	190	250	625
Grands travaux transports	0	100	200
Batteries			300
Renouvelables chaleur	70	180	555
Electricité reg hors nuc	97	193	112
Electricité intermittente	0	0	210 *
Electricité nucléaire	593	860**	860 **
Combustibles biomasse	240	300	440
Combustibles fossiles	2400	3000	1600
Total	3590	4883	4902

* dont 70 G€ pour réseau ** dont 50 G€ pour réseau

¹⁰ Il serait possible de décomposer ces quantités en charbon, pétrole et gaz naturel ; mais cela nécessiterait de faire des hypothèses sur les coûts de ces différentes sources, et n'augmenterait pas la précision globale.

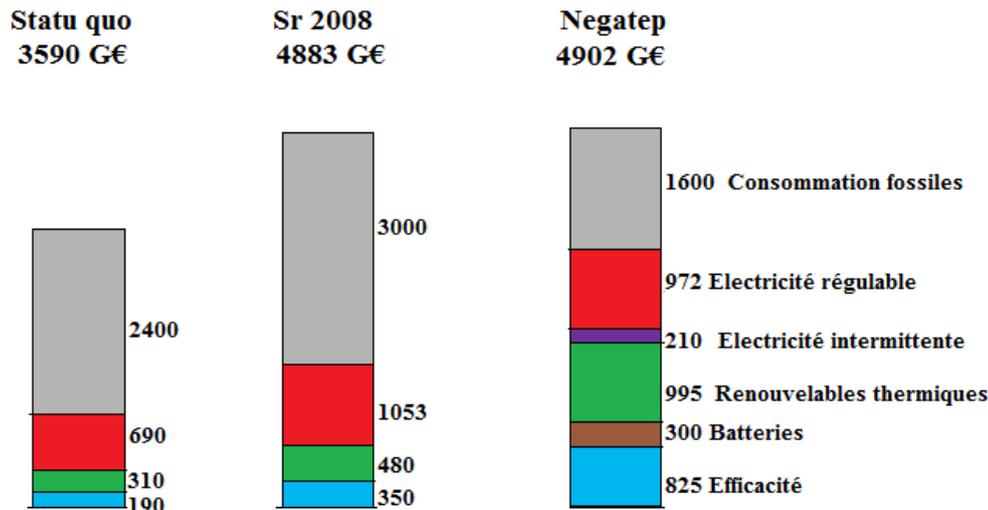


Figure 1 Répartition des postes de dépenses

V – Coût de la tep économisée¹¹

5.1 Coût par rapport au statu quo

La quantité totale de fossiles non consommée d'ici 2050 est évaluée à 1840 Mtep. De la même façon, comme les rejets de gaz carbonique annuels sont passés de 421 Mt au départ, à 117 Mt en 2050, le total cumulé non rejeté, pendant toute la période de transition d'ici 2050, est de 6080 Millions de tonnes, soit 3,3 t CO₂ par tep en moyenne.

L'écart des dépenses entre Negatep et le statu quo de 1312 G€, **soit 33 G€/an et 713 €/tep économisée**, représente en plus des actions de sobriété, le prix à payer pour réduire la part des combustibles fossiles et les rejets de CO₂ correspondants. Ces 713 €/tep sont donc à comparer à la somme du prix moyen sur la période de la tep et de la tonne de CO₂.¹²

Il n'en demeure pas moins que les dépenses hors énergies fossiles sont très supérieures dans le scénario Négatep. Ceci traduit les coûts élevés des investissements nécessaires si l'on veut remplacer des énergies fossiles qui restent bon marché par des économies d'énergie, des énergies renouvelables chaleur et de l'électricité.

5.2 Coût par rapport à SR2008

Les dépenses totales sont pratiquement les mêmes pour Négatep et SR2008. Mais elles se répartissent très différemment : plus de 60 % d'énergies fossiles pour SR2008, un tiers pour Négatep. La poursuite des tendances du début du XXI^e siècle augmenterait considérablement la vulnérabilité aux prix des énergies fossiles et au prix attribué au CO₂.

¹¹ Rappel: Pour simplifier nous supposons que la transition s'effectue sur 40 ans de façon linéaire

¹² Par exemple, l'équilibre entre économies et dépenses serait atteint pour un prix moyen des énergies fossiles de 550 €/tep et du CO₂ de 50 €/t CO₂.

Annexe 1- De la validité économique de l'approche simplifiée

Notre approche simplifiée conduit à affecter toutes les dépenses d'investissements engagées avant 2050, comme les gains de consommation pendant la période, à la transition énergétique.

Or certains de ces investissements auront des effets positifs au delà de 2050, voire même jusqu'à 2100 pour certains. En ne prenant pas en compte ces entrées financières futures, l'approche est pessimiste.

Par contre, notre approche simplifiée additionne les gains potentiels, quelles que soient leur dates d'obtention, et sur une période de presque 40 ans, un gain obtenu au début ne représente pas la même valeur économique qu'un gain obtenu à la fin 30 ans plus tard, l'approche est de ce point de vue optimiste.¹³

Pour apprécier l'importance en ordre de grandeur de ces effets, nous examinons deux cas : les investissements d'isolation des logements et ceux du nucléaire.

Isolation des logements

a) Dans l'approche simplifiée, par exemple en considérant 30 millions de logements, une dépense de 10000 € par logement, pour ramener la consommation annuelle de 20000 à 10000 kWh (base logement de 100 m²), nous avons une dépense totale de 300 G€.

Avec un gain de consommation est 300 TWh pour l'année 2050, chaque € donne 1 kWh en année courante). L'approche linéaire d'équipements de la transition d'ici 2050, donne un gain énergétique total de 5250 TWh.

En affectant la totalité de la dépense d'investissements ainsi que les gains d'économie d'énergie, à la transition énergétique, sans prendre en compte le taux d'actualisation, le coût au MWh non consommé est de 57 €.

b) En supposant l'absence de dégradation des performances thermiques, les investissements en isolation conduiront à des réductions en dépenses courantes de chauffage plusieurs dizaines d'années au-delà de 2050.

Une approche détaillée, prenant en compte les taux d'actualisation et retour sur investissement au-delà de 2050, repose sur la valeur du taux d'actualisation et durée de vie.

- Pour un taux de 4 % et une durée de 60 ans, le coût au MWh non consommé est de 44 €, soit 13 € de moins que ci-dessus et un total de 68 G€ d'écart. Au bilan global simplifié de 1312 G€ il faudrait retirer 68 G€.

- Pour un taux de 8 % et une durée de 60 ans, le coût au MWh non consommé est de 80 €, soit 23 € de plus au MWh et un total de 120 G€, qu'il faudrait ajouter aux 1312 G€ du bilan global.

Centrales nucléaires

a) Dans l'approche simplifiée, les 360 G€ d'investissements (en simples données cumulées) auront été faits pour les 80 GW de centrales nucléaires nouvelles. La première ne commençant à produire qu'en 2020 et la dernière qu'en 2050, la production moyenne cumulée sera de 8400 TWh. La part investissement ramenée au MWh produit est 43 €.

b) Or ces centrales appelées à fonctionner 60 ans, produiront encore entre 30 et 60 ans au delà de 2050. L'approche détaillée ne s'arrête pas en 2050, mais prend en compte pour le retour sur

¹³ Une autre façon de voir les choses est de se placer en 2030, le « centre de masse » de la période 2010-2050.

investissement, les taux d'actualisation et durée de vie associée et reporté au-delà de 2050 l'amortissement de certaines dépenses d'investissements.

- Pour un taux de 4 % et une durée de 60 ans, la part investissement dans le coût du MWh est de 28 €, soit 15 € de moins au MWh et un total de 126 G€ d'écart avec l'approche simplifiée. Ces 126 G€ devraient être retirés des 1312 G€ du bilan global (- 9.6 %).

- Pour un taux de 8 % et une durée de 60 ans, la part investissement dans le coût du MWh est de 51 €, soit 8 € de plus au MWh et un total de 67 G€ d'écart à ajouter à l'approche simplifiée (+ 5.1 %).

En fonction du taux d'actualisation, de 4 à 8 %, l'approche simplifiée accentue ou au contraire minimise de moins de 10% le bilan global, la neutralité étant obtenue avec un taux proche de 6%. Mais si l'on a comme objectif les ordres de grandeur, l'approche simplifiée reste très représentative.

Annexe 2 La production électrique, récapitulatif données pour études économiques

	GW (2050)	GW/an	I (G€/GW)	I/an (G€)	TWh (2050)	Exploitation (€/MWh)	Exploitation 2050 (G€)
Nucléaire *	93	2,3	4,5**	10,5	645	20	12,9
Hydraulique	26	p.m.-	p.m.-	p.m.-	70	10	0,7
Eolien terrestre	20	0,4	1,5	0,6	40	10	0,4
Eolien offshore	10	0,25	2,5	0,6	35	20	0,7
Solaire PV	20	0,5	2,5	1,2	20	10	0,2
Biomasse	3.	p.m.	1,5	p.m.	10	10	0,1
Total électricité non carbonée	170	3,5	-	13	820	-	15
TAC/CCCG***	10/10	0,3/0,3	0,5/2	0,75	14/56	220/110	3,1/6,2
Renforcement réseau	60	1,5	1,5 à 2,5	2,25 à 3,75	-	-	-
Total général	-	-	-	16 à 17,5	-	-	24,3

* Par souci de simplification, les chiffres donnés sont moyennés sur la période 2010-2050.

En pratique, les nouvelles mises en service (hors Flamanville 3) ne peuvent avoir lieu avant 2020 ; le scénario se traduirait, à partir de 2020, par la mise en service de 3 GW/an et l'arrêt de 2 GW/an.

** Un investissement de 4500 €/kW conduit à une charge fixe, sur 60 ans, fortement tributaire du taux d'actualisation et du nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge. Pour 4 % et 7000 heures par an, la charge est de 28,3 €/MWh (24.75 pour 8000 heures). Pour 8 % et 7000 heures par an elle est de 51.4 €/MWh (45 pour 8000 heures). A ces coûts, il faut ajouter les charges exploitation, le combustible, les provisions diverses, pour 20 €/MWh. Un coût complet pouvant aller en gros de 50 à 80 €/MWh.

*** on compte moitié TAC (fonctionnement 1000h/an, rendement 25 %) et moitié de CCCG (fonctionnement 4000 h/an, rendement 50 %).

