

Sauvons le Climat

Sauvons Le Climat



Suggestions / contributions pour la refonte de la politique énergétique européenne.

*Comparaison du scénario ECF« roadmap 2050 » [1]
commandité par Bruxelles et une extrapolation du scénario
SLC- Négatep [2] au niveau européen*

Claude Acket et Pierre Bacher¹

Janvier 2011

¹ Membres du Conseil Scientifique de Sauvons le Climat

Résumé

La « European Climate Foundation » et « Sauvons le Climat » ont, l'un au niveau européen et l'autre au niveau français, recherché des scénarios énergétiques visant à diviser par 4 ou 5 les rejets de CO₂ à l'horizon 2050. Les objectifs sont très comparables, de même que le constat que, pour les atteindre, il faut s'attaquer à tous les secteurs grands émetteurs de CO₂.

Les deux familles de scénarios font largement appel à une efficacité énergétique accrue, aux énergies renouvelables chaleur (biomasse, solaire thermique, etc.), et à la substitution de l'électricité aux combustibles fossiles dans leurs usages fixes (habitat et tertiaire) et dans leurs usages mobiles (transports). Ce dernier point se traduit par une augmentation de la demande d'électricité de 50 à 100 % d'ici 2050.

Les deux familles divergent cependant sur les moyens de produire cette électricité : ECF envisage un appel massif aux énergies renouvelables (éolienne et solaire essentiellement) complété par des énergies de base fossile avec captage du CO₂ (CSC) et nucléaire; elle constate que, pour faire face à l'intermittence de ces productions renouvelables, il est indispensable de créer un hyper réseau électrique reliant le sud au nord de l'Europe, complété en secours par une puissance importante de turbines à combustion. Le scénario Négatep de SLC mise sur une très large contribution des énergies de base non carbonées (nucléaire et (ou) fossile avec CSC), complétée par des énergies renouvelables, ces dernières étant limitées par les capacités des réseaux électriques.

La présente étude compare les différents scénarios et leurs coûts relatifs ; elle montre que les scénarios de type Négatep nécessitent des investissements presque deux fois plus faibles que les scénarios à très forte composante renouvelable et des coûts complets de l'électricité sensiblement plus faibles.

En d'autres termes, elle montre qu'une politique énergétique européenne menée selon les préconisations d'ECF conduirait à des investissements extrêmement lourds et entraînerait, à Euros constants, un doublement du prix de l'électricité en Europe à l'horizon 2050. Et la France devrait alors servir de plaque de transit pour l'électricité européenne et serait traversée pour ce faire d'un très grand nombre de lignes à très haute tension.

Elle conclut que cette situation milite très fortement en faveur d'une refonte de la politique énergétique européenne mettant au premier plan, aux côtés de la protection du climat, la compétitivité de l'industrie européenne.

Abstract

The “European Climate” Foundation and “Sauvons le Climat” have proposed energy scenarios for Europe and for France, respectively, with the objectives of dividing by a factor 4 or 5 the CO₂ emissions. The objectives are similar, and so are the premises that success rests on decisive actions in all the sectors contributing to the emissions.

Both scenario families call for a large improvement in energy efficiency, a massive use of renewable heat (biomass, solar etc.), and the substitution of electricity to fossil fuels in both their stationary uses (housing and tertiary sectors) and mobile uses (transport). This last requirement leads to a 50 % to 100 % increase in electricity demand by 2050.

The two families diverge, however, on the means to produce this electricity: ECF calls for a massive use of renewable electricities (mainly wind and solar) and a supplement provided for by fossil energy with capture and sequestration of the CO₂ produced (CCS) and nuclear energy; a super grid connecting Southern Europe to Northern Europe has to be built to deal with the load variations, with additional combustion turbines as standby. SLC’s Négatep scenarios call for a very large contribution of carbon-free (nuclear and (or) fossil with CCS) energies, and a supplement provided for by renewable electricities, the latter being limited by the existing grid capacities.

The present work compares the different scenarios and their relative costs; it shows that the Négatep scenarios carry investments roughly half those of the scenarios with the largest renewable component, together with electricity costs significantly lower.

In other words, a European energy policy along the lines advocated by ECF would entail particularly large capital investments and, in constant money, a two-fold increase in the cost of electricity by 2050 in Europe. And France would become a crossroad for European electricity and would have to harbour many high tension lines.

The conclusion is that this situation should lead to a new European energy policy, placing on the same footing the climate protection and the competitiveness of European industry.

TABLE

Introduction	5
Le scénario Négatep en deux mots.....	6
Première partie : comparaison des démarches ECF et Négatep.....	6
Peut-on comparer les deux démarches ?	6
Domaines de convergence.....	7
Domaines de divergences.....	8
Les hypothèses à approfondir au niveau des scénarios	9
Hypothèses de moyens de production	11
Hypothèses économiques	12
Combustibles fossiles évités et CO2 rejeté	13
Scénario « Négatep Europe »	14
Conclusions préliminaires	16
Annexe 1 - équivalences et acronymes	18
Annexe 2 – système électrique : hypothèses ECF et hypothèses corrigées	19
Investissements.....	19
Coûts d’exploitation et de combustibles	22
Scénarios Négatep	22
Coûts complets	23
Annexe 3 - Combustibles fossiles et CO2 évités (par rapport au scénario baseline).....	25
Substitution de l’électricité aux énergies fossiles	25
Remplacement de la production carbonée d’électricité	25
Bibliographie.....	27

Introduction

La « European Climate Foundation » a présenté à la Commission Européenne et au public en avril 2010 une étude très fouillée intitulée : « Practical guide to a prosperous, low carbon Europe ». Il s'agit d'un scénario devant permettre de réduire de 80 % (diviser par 5) les émissions de gaz à effet de serre (en pratique le CO₂) dues à l'énergie dans l'Europe des 27 (plus la Norvège et la Suisse).

L'association Sauvons le Climat a publié de son côté en janvier 2010 une étude limitée au cas de la France, aboutissant à un scénario de division par 4 des émissions de CO₂ à la même échéance.

Les objectifs climatiques des deux études sont semblables, puisque les rejets par habitant sont 25 % plus élevés en moyenne européenne qu'en France (donc le facteur 5 d'ECF ramènerait l'Europe au même niveau de CO₂ que celui de la France avec le facteur 4, soit un peu moins de 2 tonnes de CO₂ par habitant).

Les approches sont également comparables : dans les deux cas, on fixe l'objectif de réduction des rejets de CO₂ et on remonte en amont aux différents usages ; c'est ce qu'ECF qualifie de « back-cast », par opposition au « forecast » des scénarios type AIE. Dans les deux cas, on s'attache à réduire les rejets de CO₂ là où ils se trouvent : en majorité dans les secteurs résidentiel/tertiaire et transports et, en Europe (mais pas en France) dans le secteur de la production d'électricité. Dans les deux cas, on se réfère à un scénario réputé cohérent intégrant les mesures d'ores et déjà décidées (scénario « baseline » de l'ECF, scénario 2008 de la DGEMP pour Négatep) ; on travaille en différentiel par rapport à ces scénarios, ce qui limite les risques d'incohérence.

La démarche ECF utilise un modèle macro économique (Annexe F) qui est censé assurer une certaine cohérence entre les choix technico-économiques qui sont faits. Nous admettons que tel est le cas, et nous nous en servons pour comparer les scénarios ECF et Négatep en relatif par rapport au scénario baseline d'ECF.

Nous nous proposons, dans une première partie, d'identifier les similitudes et les différences entre les deux démarches, et de noter les points nécessitant une analyse plus approfondie. Nous verrons que ceux-ci concernent essentiellement le système électrique, sous deux aspects complémentaires, la production et le transport, que nous analyserons dans une deuxième partie. Nous nous efforcerons enfin de dégager quelques conclusions.

Le scénario Négatep en deux mots

Le scénario Négatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de gaz carbonique, 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 et, pour cela :

- 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.
- 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.

Ces différentes mesures permettraient, d'ici 2050, de diminuer légèrement la consommation d'énergie finale (ce qui se traduirait par une diminution du 1/3 de la consommation finale d'énergie par rapport à la poursuite de la tendance actuelle), moyennant une augmentation sensible des énergies renouvelables chaleur (qui atteindraient près du 1/3 des énergies finales consommées) et de l'électricité qui doublerait pratiquement.

Première partie : comparaison des démarches ECF et Négatep

Peut-on comparer les deux démarches ?

Dans une communication à la Commission énergie et changement climatique de l'Académie des technologies [3], les auteurs notaient que les consommations finales d'énergie dans les différents secteurs d'activité (industrie, résidentiel/tertiaire, transports), dans l'Europe des 15, étaient, en 2005, un peu plus de 6 fois ce qu'elles étaient en France, et que ce même facteur s'appliquait aux consommations d'électricité. En quelque sorte, l'Europe des énergies finales et la France étaient « affines » en matière de consommations d'énergie. Les scénarios de tendance à l'horizon 2030 publiés notamment par la Direction Générale Transports et Energie (DGTREN) de la Commission Européenne confirmaient cette affinité. Quand on intègre les 12 nouveaux pays de l'Europe des 27 (données de 2007 [4]), le rapport des énergies finales est proche de 7,5, et celui des productions d'électricité de 6,5 ; l'« affinité » est moins affirmée, mais on peut encore comparer *qualitativement* l'Europe et la France, notamment en

matière d'évolution des consommations finales totales et de substitution de l'électricité aux combustibles fossiles. Les données publiées dans l'étude ECF ne permettent d'ailleurs pas d'aller au-delà d'une telle comparaison qualitative.²

Dans le secteur de la production d'électricité, l'étude ECF fournit de très nombreuses données qui permettent des comparaisons *quantitatives* des coûts (investissements, coûts complets) des différents scénarios avec le scénario Négatep, sur la base du chiffre de la consommation finale d'électricité en 2050 proposée par ECF (4900 TWh). Pour effectuer ces comparaisons, il suffit en effet d'appliquer à ce total les proportions des différentes sources d'électricité prises dans Négatep et de prendre les mêmes coûts unitaires pour tous les scénarios.

L'extrapolation complète du scénario Négatep à l'Europe, qui conduirait à près de 6000 TWh en 2050, nécessiterait d'élargir les comparaisons quantitatives aux économies d'énergie et aux substitutions d'énergie. Cette comparaison est beaucoup plus complexe et se heurte pour le moment au manque de données détaillées sur ces sujets dans l'étude ECF. Un scénario "Négatep européen", encore très qualitatif, est présenté en dernière partie.

Domaines de convergence

Les deux études considèrent que l'objectif fixé en matière de rejets de CO₂ est inaccessible si la consommation d'énergie continue à croître comme par le passé, en étant étroitement corrélée au PIB. Elles en déduisent que la sobriété, sous le double aspect d'une amélioration de l'efficacité énergétique et d'une adaptation des services rendus, est une nécessité : dans les deux scénarios, la consommation d'énergie finale est stabilisée à un niveau proche de son niveau 2005 : + 12 % pour ECF, - 8 % pour Négatep alors que le scénario « business as usual » conduirait à une augmentation d'environ 50 %. Symétriquement elles considèrent que la sobriété ne peut pas tout faire, qu'il faut développer les usages des énergies non carbonées et les technologies associées, ainsi que les sources d'énergie décarbonées.

Plus particulièrement, les rejets de CO₂ provenant de trois grands secteurs : bâtiments, transports et production d'électricité, il convient de s'attaquer à ces trois secteurs (en France, ce dernier secteur ayant été décarboné grâce à l'hydraulique et au nucléaire, il faut éviter de « recarbone » sa production). Dans les deux études apparaît la nécessité de décarboner les énergies consommées dans les bâtiments et les transports à près de 90 %³ et de poursuivre les efforts des trente dernières années dans le secteur industriel.

Une des originalités des deux études est de considérer qu'il sera nécessaire de développer les usages de l'électricité pour faire face aux besoins de ces secteurs⁴ :

- Pour le résidentiel/tertiaire, dans le « baseline », la consommation d'électricité augmenterait de 800 TWh ; dans les scénarios bas carbone, compte tenu des économies d'électricité (- 950 TWh) et du développement des pompes à chaleur, (+

² Le fait que l'étude ECF ajoute la Suisse et la Norvège aux 27 pays de l'UE augmente un peu les proportions d'électricité, mais ne change pas fondamentalement les quantités d'énergies finales ; il est important, en revanche, au niveau des études de réseau, compte tenu des capacités importantes de stockage d'électricité hydraulique dans ces deux pays et de la position stratégique de la Suisse dans le système électrique européen..

³ Noter le renvoi 12 de bas de page 1 du volume 1 qui suggère que le gaz disparaîtrait totalement au bénéfice de l'électricité dans le résidentiel et le tertiaire.

⁴ Cette nécessité avait été reconnue depuis longtemps, notamment par Henri Prévot lors du débat national sur l'énergie de 2003, mais rares sont les scénarios qui l'intègrent. On doit notamment regretter que l'ADEME et le Grenelle de l'environnement aient pratiquement exclu l'électricité comme moyen de lutte contre les rejets de CO₂ ; il en est malheureusement de même du « paquet énergie climat » de l'Union Européenne.

500 TWh), elle n'augmenterait que de 350 TWh. Ceci est beaucoup moins que pour Négatep (+200 TWh pour la France) (*une des causes pourrait être l'hypothèse de population constante adoptée par ECF, alors que Négatep a adopté les hypothèses du rapport Orselli qui prévoit une augmentation d'un tiers des demandes de logements sous les effets conjugués de l'augmentation de la population française, de l'augmentation des familles monoparentales et du vieillissement de la population*).

- Pour les transports, véhicules hybrides rechargeables et électriques (2/3 pour ECF, un peu moins pour Négatep), biocarburants (environ 1/3 dans les deux scénarios, mais ECF envisage une alternative H2). Malgré les similitudes remarquables, il faut analyser le rapport ECF en détail, car le chiffre de 800 TWh d'électricité paraît faible comparé à celui de Négatep (~ 175 TWh rien que pour la France) (*une des raisons pourrait être que les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement significatif des biocarburants, mais que Négatep considère que la moitié de l'apport de l'énergie nécessaire sera électrique, ce que ne semble pas retenir ECF – cf. figure 10 de son rapport*)

Globalement, les deux scénarios postulent donc une forte augmentation de la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie⁵, mais ils diffèrent sur l'importance de cette augmentation : de près de 50 % en Europe pour ECF, de près de 100 % en France pour Négatep. Cet écart serait à analyser en détail.

Le scénario ECF postule enfin qu'il faut décarboner à 95 % la production d'électricité pour espérer atteindre l'objectif de rejets de CO₂ : Négatep est en plein accord avec cette hypothèse.

Domaines de divergences

Les domaines de divergence concernent essentiellement les systèmes production - transport de l'électricité : les scénarios ECF tablent sur un apport massif d'énergies renouvelables intermittentes (éolienne et solaire photovoltaïque) et, pour compenser cette intermittence, sur la construction d'un super réseau de transport permettant de mutualiser les défaillances de l'éolien (prépondérant au nord de l'Europe) et du solaire (prépondérant au sud de l'Europe) et de limiter la puissance de centrales de pointe de secours (back up) à environ 20 % de la puissance intermittente, alors qu'en son absence (cas du scénario ECF « baseline »⁶), la puissance de back up est de 60 % de la puissance intermittente.

Plus précisément, ECF fait un appel massif aux électricités renouvelables (40% à 80 % de l'électricité, y compris l'hydraulique et la géothermie, mais avec un très important recours au solaire et à l'éolien) alors que Négatep recherche des scénarios moins coûteux. Ceci conduit Négatep à limiter l'apport des ENR à 20 % de l'électricité, essentiellement parce que les électricités solaire et éolienne sont intermittentes et très chères. Notons que dans les scénarios ECF, les productions non assurées par les ENR sont assurées à parts égales par le nucléaire et le fossile avec captage et stockage du CO₂ (CSC).

⁵ Une partie de cette électricité, utilisée comme apport d'énergie pour la synthèse de biocarburants (ou pour la production d'hydrogène), n'est pas vraiment une énergie finale, mais il est commode de la comptabiliser comme telle.

⁶ Le même ratio devrait s'appliquer, en ordre de grandeur, au système français en 2020, qui nécessiterait alors 15 GW de TAC pour 25 GW d'éolien et de solaire.

Nous reviendrons sur ces points dans la deuxième partie, dans laquelle nous comparerons également les différents scénarios sur le plan économique.

Les hypothèses à approfondir au niveau des scénarios

Hypothèses de consommation

Contrairement à Négatep, ECF semble faire l'hypothèse d'un parc immobilier constant, sans augmentation de population et avec une demande par habitant constante. L'incidence de cette différence est à regarder de près.

Dans le scénario « baseline », la consommation pour les transports augmente de plus de 0,8 %/an (25 % soit 378 à 474 Mtep) malgré une diminution de 1,2 %/an de l'intensité énergétique ; ceci se traduit dans le nombre de km parcourus, qui augmente de 4400 milliards à 6250 milliards se répartissant en :

- 300 millions pétrole (5 %)
- 4200 millions électricité (hybrides et véhicules électriques)⁷
- 1800 millions biocarburants et hydrogène

Si on admet qu'un véhicule électrique consomme 0,15 kWh/km (charge et décharge de la batterie incluses), les véhicules hybrides et électriques nécessiteraient un peu plus de 600 TWh.

Les biocarburants et l'hydrogène fourniraient 30 % des besoins d'énergie pour les transports, soit pas loin de 50 Mtep de biocarburants et 25 Mtep d'hydrogène (figure 7 du rapport ECF). Le rendement de production de ces vecteurs étant de 50 % environ, il faudrait 150 Mtep d'énergie non carbonée (près de 1700 TWh) pour les produire ; ceci ne semble pas avoir été pris en considération, contrairement à Négatep où elle intervient pour près de 90 TWh (France seule).

Les coûts des différentes énergies sont-ils réalistes ? (cf. en particulier le solaire PV et l'éolien terrestre, dont les valeurs 2010 sont apparemment très sous-estimées).

Les rejets de CO₂ sont également assez largement sous-estimés par ECF

- Compte tenu d'une efficacité globale du CSC limitée à environ 75 %⁸, les centrales avec CSC des scénarios 60% et 80 % d'ENR rejettent à elles seules une bonne partie du CO₂ autorisé.⁹
- Ceci ne laisse pas grand-chose pour les centrales de back-up, représentant respectivement 270 GW (scénario 80 % d'ENR) et 240 GW (60 % d'ENR).

Hypothèses d'électricités intermittentes et de soutien au réseau

Les hypothèses concernant le soutien au réseau par des moyens de pointe mobilisables rapidement sont résumées dans le tableau suivant, ainsi que les puissances installées en

⁷ Une telle proportion, près des 2/3, est probablement optimiste car elle suppose que tous les parcours urbains se font à l'électricité.

⁸ Pour produire une même quantité d'électricité, les émissions avec de CO₂ avec CSC sont environ 25 % des émissions sans CSC quand on intègre les émissions dues au transport du combustible à la centrale, la consommation d'énergie pour le captage et l'efficacité même du captage et des opérations en aval.

⁹ Les valeurs absolues des rejets de CO₂ semblent également être sous estimées de près de 50 % (1,2 Gt CO₂ pour produire 3900 TWh dont 1200 à partir de charbon et près de 400 à partir de gaz). Curieusement, on retrouve une sous estimation du même ordre dans une étude allemande [5][6]

électricités intermittentes, avec l'hypothèse de « demand response » (DR) de 20 %¹⁰. Il est probable que ces chiffres (au moins ceux du back up) seraient sensiblement plus élevés en l'absence de « DR ».

	Baseline ~ 20 % ENR	40 % ENR	60 % ENR	80 % ENR
Back up (GW)	120	170	240	270
Eolien (GW)	165	169	295	435
Solaire (GW)	35	221	613	875
Total intermittent (GW)	200	390	908	1310

Les hypothèses concernant le super réseau électrique

Le développement très important du réseau européen est-il réaliste ?

- Parts respectives de lignes en courant alternatif (AC) et continu (DC) : environ $\frac{3}{4}$ AC, $\frac{1}{4}$ DC
- Coûts (1000 €/MW*km, avec une variante à 1600 €)
- Acceptabilité, en particulier le transit massif entre le nord et le sud de l'Europe par la France (cf. tableau résumé ci-dessous dans le cas 20 % de réduction de la demande de pointe ; les chiffres sont de 30 à 50 % supérieurs en l'absence de réduction des pointes)? On constate que les échanges avec la France représentent entre $\frac{3}{4}$ et $\frac{2}{3}$ de la totalité des échanges intra européens.

(GW)	baseline	ENR 40 %	ENR 60 %	ENR 80 %
France/Espagne	1	18	32	47
France/ Allemagne	6	10	14	20
France/UK ¹¹	2	12	8 (?)	12
France/autres	6	2 (?)	7	4,5 (?)
Σ France (dont 15 existants)	15	42	61	83,5
Echanges totaux (dont 34 existants)		56	87	127

- Le stockage massif par pompage en Norvège est-il réaliste ?
- Si le développement du réseau européen et du pompage étaient très limités, quelles en seraient les conséquences pour les électricités intermittentes ?

Nous reviendrons sur toutes ces questions dans la deuxième partie.

¹⁰ La « demand response » ou DR permet de déplacer au cours de la journée une fraction de la consommation journalière d'électricité pour écrêter la pointe ; dans le cas DR=20 %, on pourrait écrêter la pointe jusqu'à 50 %. Une telle hypothèse semble optimiste et elle joue un rôle très important.

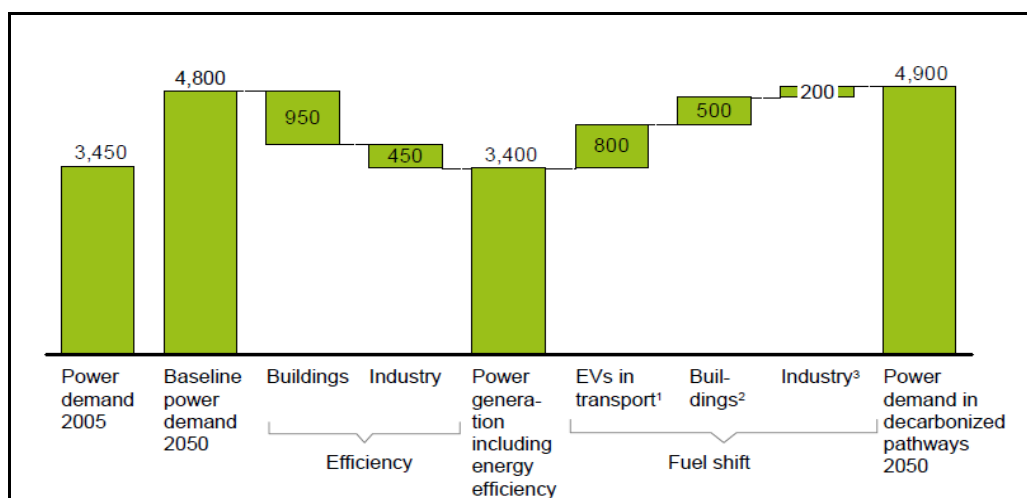
¹¹ Les chiffres France/UK et France/autres semblent incohérents, mais cela n'a pas de conséquences sur les grandes tendances.

Deuxième partie : le système production – transport d’électricité

Hypothèses de moyens de production

Les scénarios ECF postulent un fort développement des usages de l’électricité qui passeraient de 3540 TWh en 2005 à 4900 TWh en 2050 (+ 40 %), en dépit de mesures d’efficacité énergétique permettant d’économiser 1400 TWh par rapport au scénario « baseline » (figure 1).

Figure 1 – demande d’électricité en 2050 (Europe 27 + Norvège et Suisse)¹²



Les scénarios ECF sont construits pour assurer une production de 4900 TWh avec 40 %, 60 % et 80 % d’énergies renouvelables, un super réseau d’autant plus puissant que le pourcentage d’électricités intermittentes est élevé, et en soutien au réseau (« back up ») des turbines à combustion ; le scénario de référence « baseline », qui correspond à la poursuite des politiques actuelles, prévoit beaucoup moins d’électricité intermittente (20 % en puissance, moins de 12 % en énergie), et ne nécessite que très peu de renforcement de réseau et une capacité de « back up » d’environ 60 % de la capacité intermittente (cf. Annexe 1).

Le scénario Négatep n’a été construit que pour la France. Pour pouvoir le comparer à ces scénarios européens, on a appliqué les pourcentages des différentes sources d’électricité de Négatep à cette même production de 4900 TWh. On observe que les capacités intermittentes de Négatep sont à très peu de chose près les mêmes que dans le « baseline » d’ECF ; on a admis que les puissances de « back up » et les renforcements des réseaux devraient être les mêmes. Nous avons par ailleurs considéré deux scénarios : l’un, qui correspond au scénario Négatep proprement dit, avec 7 % d’énergie fossile et 73 % de nucléaire, l’autre avec 50 % d’énergie fossile et 30 % de nucléaire, que l’on peut comparer aux scénarios ECF « baseline » et 40 % d’ENR..

¹² Reproduite du rapport ECF : le « baseline power demand 2050 » (4800 TWh) est très voisin du « power demand in decarbonized pathways » (4900 TWh). Par la suite, le scénario « baseline » correspond à ce dernier chiffre.

Hypothèses économiques

Le rapport ECF donne pratiquement toutes ses hypothèses économiques pour chaque moyen de production et pour le réseau (coût des investissements¹³, de l'exploitation et des combustibles pour chaque moyen de production, coût par GW*km pour le super réseau). Il est donc possible de calculer les investissements et les coûts complets pour chacun des scénarios. Il est également possible de calculer les quantités de combustibles fossiles consommées pour la production d'électricité et les quantités de CO2 rejetées dans l'atmosphère (cf. Annexe 2). Les mêmes calculs en répartissant les 4900 TWh comme dans le scénario Négatep.

Investissements

La plupart des hypothèses de l'étude ECF paraissent raisonnables. Cependant, quelques-unes peuvent être discutées (cf. Annexe 1), en particulier :

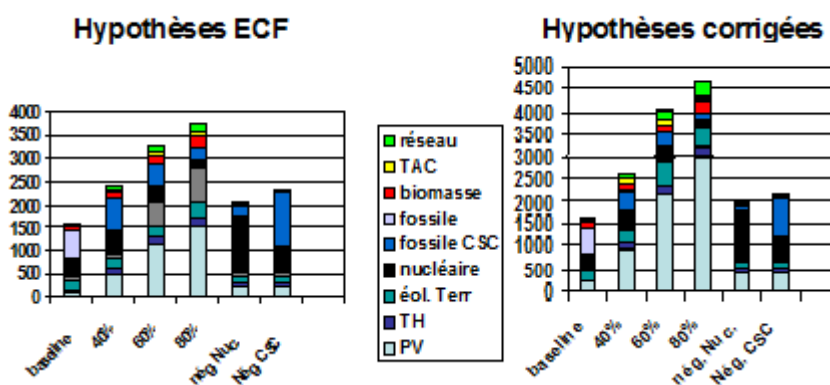
- Pour les moyens de production, les hypothèses relatives au solaire photovoltaïque et, dans une moindre mesure, à l'éolien terrestre, au nucléaire et au captage/stockage du CO2 (CSC).
- Pour le super réseau, la répartition entre lignes aériennes et lignes enterrées.

Les résultats sont illustrés par la figure 2 pour les investissements, d'une part avec les hypothèses économiques ECF, d'autre part après correction de ces hypothèses.

Avec les hypothèses ECF, on retrouve bien les ordres de grandeur donnés dans le rapport ECF :

- Près de 35 G€/an pour le baseline (de 2010 à 2050)
- Près de 15 G€/an supplémentaires pour le scénario 40 % ENR
- Près de 30 G€/an supplémentaires pour le scénario 60 %
- Plus de 40 G€/an supplémentaires pour le scénario 80 %

Figure 2 – investissements correspondant aux différents scénarios (G€)



Avec les hypothèses corrigées, les surcoûts sont fortement majorés pour les scénarios 60 % et 80 % ENR, essentiellement à cause du poids prépondérant du solaire PV. Or les hypothèses concernant celui-ci sont fragiles.

¹³ ECF tient compte de l'effet d'apprentissage en appliquant la « loi de Moore » (réduction de x % du coût pour un doublement de la capacité installée) ; elle tient compte également de la durée de vie des installations, ce qui est particulièrement important pour le solaire photovoltaïque et l'éolien, dont la durée de vie prise à 25 ans implique le remplacement bien avant 2050.

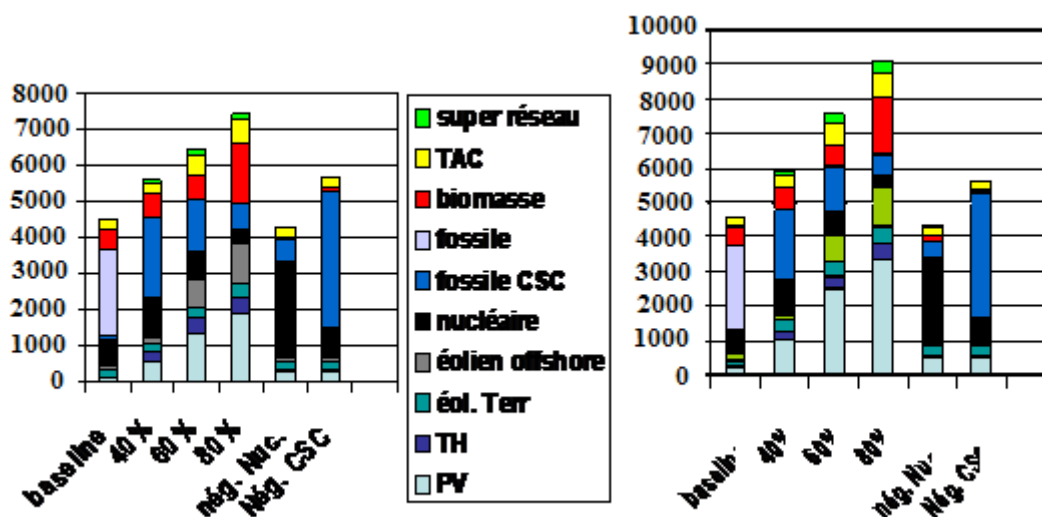
On notera également que les scénarios Negatep nécessitent beaucoup moins d'investissements que les scénarios 60 % et 80 % ENR, et se situent entre les scénarios « baseline » et 40 % ENR.

Les investissements liés au super réseau et aux TAC en back up représentent entre 300 et 500 milliards € pour les scénarios 60 % et 80 % ENR : c'est peu par rapport aux investissements massifs que nécessitent ces dernières, mais est loin d'être négligeable.

Coûts complets

Les hypothèses de coûts d'exploitation et de combustibles n'appellent pas de remarques particulières, sauf peut-être pour la biomasse qui paraît chère (cf. Annexe 2) ; mais cela ne pèse pas énormément sur le résultat final, illustré par la figure 3.

Figure 3 – coûts complets correspondant aux différents scénarios (G€)



ECF cite, dans son rapport, un coût total sur 40 ans pouvant atteindre 7000 milliards €, ordre de grandeur que nous retrouvons avec ses hypothèses. Ce coût pourrait être sensiblement plus élevé, comme l'illustre le graphique avec hypothèses d'investissement corrigées.

Combustibles fossiles évités et CO2 rejeté

L'Annexe 2 détaille les quantités de combustibles fossiles consommées dans les différents scénarios (y compris le scénario « baseline ») et les quantités de CO2 évitées. On constate :

- Que la substitution de l'électricité aux combustibles fossiles dans l'habitat, les transports et, dans une moindre mesure l'industrie est le moyen principal de réduire les consommations de ces combustibles, plus particulièrement le pétrole. Elle permet aussi de réduire très fortement les émissions de CO2 directement liées à ces usages.

- L'étude ECF ne permet pas, en revanche de chiffrer le coût de ces mesures de substitutions d'énergie, pas plus que celles d'économies d'énergie.¹⁴
- Que la production de l'électricité permet effectivement, lorsque qu'elle se fait pour l'essentiel à base d'énergies renouvelables et d'énergie nucléaire, de réduire la consommation de combustibles fossiles (essentiellement charbon et gaz naturel) et de « décarboner l'électricité à plus de 90 %.
- Que les scénarios au-delà de 30 % environ d'énergies fossiles, ne permettent pas de réduire les consommations de ces énergies (charbon et gaz nature) ; et bien qu'ils fassent appel au captage et stockage du CO₂, ils ne sont pas capables de « décarboner » l'électricité produite à plus de 80 %. Cela tient à deux facteurs : d'une part une efficacité limitée du captage du CO₂ (environ 75 %), d'autre part l'importance croissante des turbines à combustion de pointe qui ne peuvent pas être équipées de systèmes de captage.

Scénario « Négatep Europe »

Les consommations finales d'énergie dans l'Europe 27 étaient, en 2007, de 1225 Mtep se répartissant approximativement de la façon suivante :

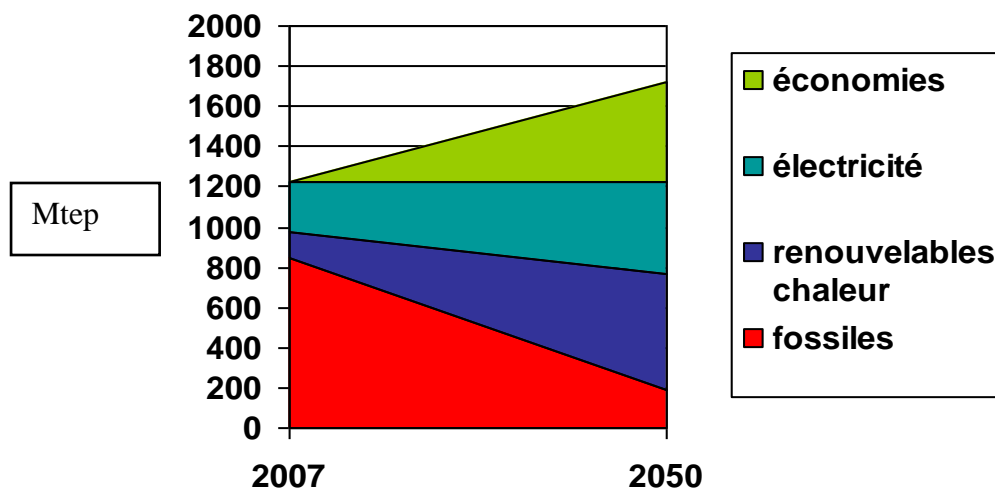
Energies fossiles chaleur et mobilité	70 % (2/3 pétrole, 1/3 gaz, quelques % charbon)
Energies renouvelables chaleur	10 % (essentiellement biomasse)
Electricité	20 %

Le scénario Négatep extrapolé à l'Europe, visant une division par 5 des émissions de CO₂ à l'horizon 2050, devrait d'abord se traduire, comme les scénarios ECF et Négatep France, par un effort important d'économies d'énergie conduisant à une quasi stabilité (à ± 10 % près) des consommations finales. Par rapport à la poursuite de la tendance de + 1 % par an en moyenne sur la période 2000 – 2010, cela représente des économies d'énergie de 40 à 50 %.

La part des énergies fossiles fournissant de la chaleur et assurant la mobilité devrait être à peu de choses près divisée par 5 et tomber de 70 % à environ 15 %, la part de l'électricité atteindre 35 à 40 % et les énergies renouvelables chaleur (biomasse, solaire, géothermie) assurer le reste, soit 45 à 50 % :

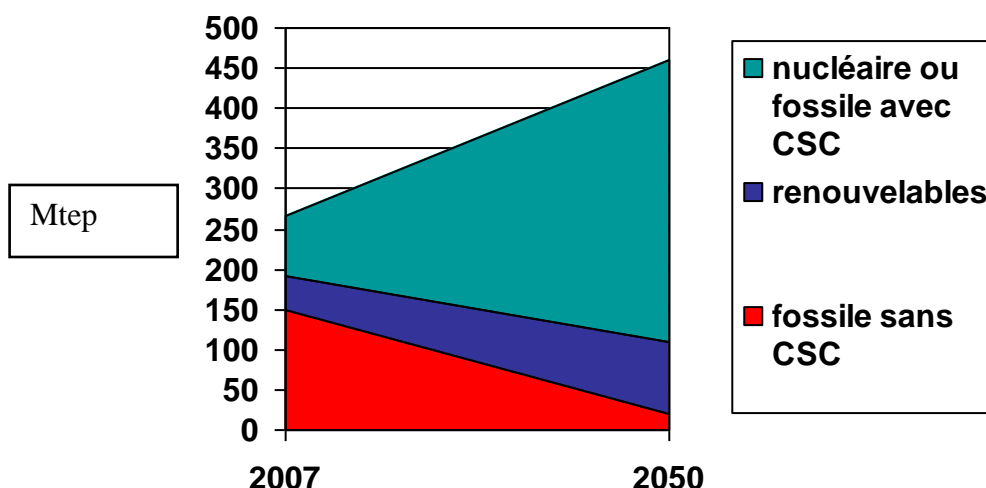
¹⁴ L'étude ECF se contente de faire référence au rapport McKinsey, très contestable : « Pathways to a low carbon economy : version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Curve ». [7]

Figure 4 - consommations d'énergie finales



La production d'électricité doit elle-même être non carbonée à environ 90 à 95 %, ordre de grandeur retenu à la fois par ECF et par SLC. Mais, contrairement à ECF, SLC limite à environ 15 % la contribution des énergies renouvelables intermittentes (solaire et éolien) compte tenu des difficultés prévisibles d'un renforcement massif des réseaux de transport. Si on ajoute la contribution de l'hydraulique (supposée constante à un peu moins de 20 Mtep) et des productions diverses d'électricité à partir de la biomasse et de la géothermie, les énergies renouvelables pourraient fournir 20 % des besoins d'électricité en 2050. Il reste entre 70 et 75 % des besoins à assurer à partir de moyens de production de masse non ou peu carbonés. Pour

Figure 5 – production d'électricité



ces derniers, les seuls moyens disponibles sont le nucléaire et les combustibles fossiles, à condition, pour ces derniers, de capter et stocker le CO₂ produit. On a noté plus haut que le CSC permettait de diviser par 4 environ les rejets, ce qui interdirait pratiquement, si on veut respecter l'objectif global de réduction, d'augmenter la production à partir de combustibles fossiles. Le « mix » nucléaire – charbon - gaz en cycle combiné sera vraisemblablement adapté dans chaque pays en fonction de nombreux facteurs, dont ses ressources propres, les conditions économiques (prix des énergies fossiles et du CO₂), la résolution de problèmes

techniques (stockage des déchets nucléaires et stockage du CO₂) et sociétaux (acceptabilité du nucléaire et du stockage du CO₂). En moyenne pour l'Europe, il ne paraît pas déraisonnable de tabler sur un partage moitié/moitié entre le nucléaire et le gaz en cycle combiné avec CSC ; ce dernier devrait logiquement être préféré au charbon, sauf si les écarts de prix devenaient trop importants, car il rejette 2 à 3 fois moins de CO₂ et nécessite des investissements plus faibles.

Conclusions préliminaires

L'étude publiée par l'ECF est très riche et présente le grand intérêt de donner de nombreuses hypothèses sur lesquelles elle repose. Elle présente également l'intérêt de s'appuyer sur un modèle d'équilibre du réseau électrique européen et sur un modèle macro économique qui en assurent la cohérence. Il est ainsi possible de bâtir d'autres scénarios dès lors qu'on ne s'écarte pas trop des scénarios ECF. C'est ce qui a été fait en transposant le scénario Négatep.

Il apparaît clairement que les scénarios faisant très largement appel aux énergies renouvelables intermittentes (solaire et éolienne) nécessitent le développement d'un super réseau très haute tension. Un tel développement nécessiterait probablement, pour être accepté, d'être en grande partie enterré (ou sous marin), ce qui augmenterait très sérieusement son coût par rapport aux hypothèses d'ECF. D'autre part, l'exploitation des réseaux européens AC existants et du super réseau majoritairement en DC soulève des questions qui devraient être approfondies (notamment en terme de stabilité du réseau). Ceci étant, le coût de ce super réseau (et des moyens de pointe associés) est très largement inférieur à celui des moyens de production.

Les données figurant dans l'étude ne permettent d'évaluer ni la pertinence ni les coûts des mesures d'efficacité énergétiques et de substitutions d'énergie permettant d'aboutir au scénario de référence « baseline » (le rapport se contente de renvoyer au rapport McKinsey sur ce sujet). Il n'est donc pas possible de calculer des prix de pétrole ou des prix de CO₂ évités. En revanche, il est possible de comparer les coûts des différents scénarios de production d'électricité, y compris les scénarios dérivés du scénario Négatep.

Les dépenses d'investissement en moyens de production et les coûts de combustibles fossiles semblent être assez largement sous estimés dans l'étude ECF. Il en résulte que le coût global des moyens de production fortement « décarbonée » cité par ECF pour la période 2010 – 2050 (7000 milliards €) a toutes chances d'être sous estimé de plusieurs milliers de milliards €. Plus exactement, il faut considérer une fourchette de coût qui pourrait être de 7000 à 10000 milliards €, étalés sur 40 ans : il s'agit de sommes considérables, même rapportées au PIB des 29 pays considérés (UE 27 + Suisse et Norvège) comme le propose l'ECF¹⁵. Les seuls investissements représentent près de la moitié de ce coût, et poseraient sans aucun doute des problèmes difficiles de financement.

¹⁵ Le PIB de l'UE 27 était de 12400 milliards US \$ 2000 en 2007 et pourrait approcher 20000 milliards en 2050. Les différences de coûts entre les scénarios « coûteux » et les scénarios « économes » sont de l'ordre de 1 à 2 % du PIB, ce qui est considérable.

Un des grands mérites de cette étude est de permettre de comparer les coûts de différents scénarios de production d'électricité, les comparaisons relatives présentant moins d'incertitudes que les calculs absolus. **Il apparaît ainsi clairement que les scénarios à forte composante d'électricité intermittente demandent environ deux fois plus d'investissements que les scénarios à base d'énergie nucléaire et de combustibles fossiles avec captage et stockage du CO₂ produit. C'est la raison principale des choix du scénario Négatep.**

Quelle que soit l'évolution des prix des combustibles fossiles et du CO₂ rejeté dans l'atmosphère, il paraît souhaitable de limiter le plus possible les coûts des énergies de substitution. Ceci est particulièrement important pour l'électricité qui est la seule énergie capable de se substituer massivement au pétrole pour les transports, et qui peut compléter utilement les énergies renouvelables pour les besoins de chaleur du résidentiel/tertiaire et de l'industrie. C'est sur ce constat qu'a été construit le scénario Négatep pour la France. Son extrapolation à l'Europe conduirait probablement à une consommation d'électricité en 2050 de l'ordre du tiers de la consommation totale d'énergie finale, contre environ 20 % aujourd'hui. **Le développement massif des électricités éolienne et solaire, accompagné de la création d'un super réseau très haute tension permettant de mutualiser leurs défaillances, tels que proposés par les scénarios ECF, nécessite des investissements très lourds et entraîne des coûts de l'électricité environ deux fois plus élevés que ceux engendrés par un scénario tel que Négatep. L'Europe peut difficilement supporter un tel handicap face à la concurrence économique mondiale.**

L'extrapolation à l'Europe du scénario Négatep – France ébauchée ici tente de concilier les considérations économiques (très favorables au nucléaire, surtout si on attribue un prix au CO₂), techniques et sociétales. Elle met en évidence **les rôles très importants, et d'importance voisine, des économies d'énergie, des énergies renouvelables chaleur, et de l'électricité. Pour cette dernière, elle écarte, pour des raisons à la fois économiques et sociétales, un développement massif d'électricités intermittentes associées à un hyper réseau de transport ; au bénéfice d'énergies de base pas ou peu carbonées, le nucléaire et le gaz en cycle combiné avec captage et stockage du CO₂.**

Annexe 1 - équivalences et acronymes

1 Mtep = 11,6 TWh
1 tep charbon¹⁶ → 1,17 tC (4,3 t CO₂)
1 tep pétrole → 0,89 tC (3,19 t CO₂)
1 tep gaz → 0,74 tC (2,66 t CO₂)

AC courant alternatif
DC courant continu
ECF European Climate Foundation
ENR énergies renouvelables
FUEL dépenses de combustibles
OPEX dépenses de maintenance et exploitation
PV solaire photovoltaïque
TH solaire thermodynamique
TAC turbine à combustion
UE Union Européenne

¹⁶ Les équivalences tonnes C varient de quelques % selon les auteurs, en fonction des valeurs de l'énergie produite et du contenu en carbone par tonne de charbon, de pétrole et de gaz.

Annexe 2 – système électrique : hypothèses ECF et hypothèses corrigées

Investissements

Hypothèses ECF

Le tableau A1 ci-dessous donne les résultats des calculs des coûts d'investissement des moyens de production et du super réseau avec les données publiées dans l'étude ECF, en adoptant les valeurs moyennes lorsque l'étude ECF donne des fourchettes. Les dépenses ne sont pas actualisées, ce qui aboutit à calculer, pour chaque scénario, les flux financiers correspondant à la demande d'électricité (par souci de simplification, nous avons recalculé ces flux en admettant que la demande d'électricité croissait régulièrement entre 2010 et 2050).

ECF fait l'hypothèse que les coûts unitaires des moyens de production obéissent à la loi de Moore qui relie les coûts aux quantités installées: $c(q) = c_0 (q_0/q)^\alpha$ et donne les valeurs retenues pour α ¹⁷ (0,23 pour le solaire photovoltaïque, 0,18 pour le solaire thermodynamique et le fossile avec CSC, 0,074 pour les autres énergies).

Parmi les autres hypothèses importantes relatives aux moyens de production, on notera que :

- les capacités existantes en 2010 sont pratiquement toutes déclassées en 2050. Il en résulte que les coûts calculés représentent la totalité des investissements nécessaires pour le système de production électrique d'ici 2050 pour chacun des scénarios.
- la durée de vie espérée n'est pas la même pour les différentes installations ; lorsque cette durée de vie est inférieure à 40 ans, il est nécessaire de remplacer les installations les plus anciennes avant 2050. En admettant une croissance linéaire des capacités en service entre 2010 et 2050, et pour une durée de vie T, les quantités totales à construire sont à multiplier par $(2 - T/40)$. Pour T = 25 ans (hypothèse retenue pour le solaire PV et l'éolien), le coefficient de majoration (1,375) est loin d'être négligeable. On notera également que, pour ces installations, le rythme de mise en service double à compter de 2035¹⁸.

Le super réseau et les capacités de moyens de soutien du réseau pour faire face aux aléas de la consommation et, surtout, de la production intermittente (solaire et éolienne) sont calculés par ECF dans deux cas : l'un sans action particulière pour réduire les déséquilibres production/consommation aux heures de pointe, l'autre avec une réduction (dénommée « demand response » ou DR) de 20 %. C'est ce deuxième cas que nous avons retenu.

¹⁷ ECF donne en pratique la réduction de coût pour un doublement des quantités. La correspondance est la suivante :

Réduction pour un doublement des quantités	15 %	12 %	5 %
A	0,23	0,184	0,074

¹⁸ Nous n'avons retenu cette correction que lorsque la durée de vie est inférieure à 30 ans (solaire PV et éolien)

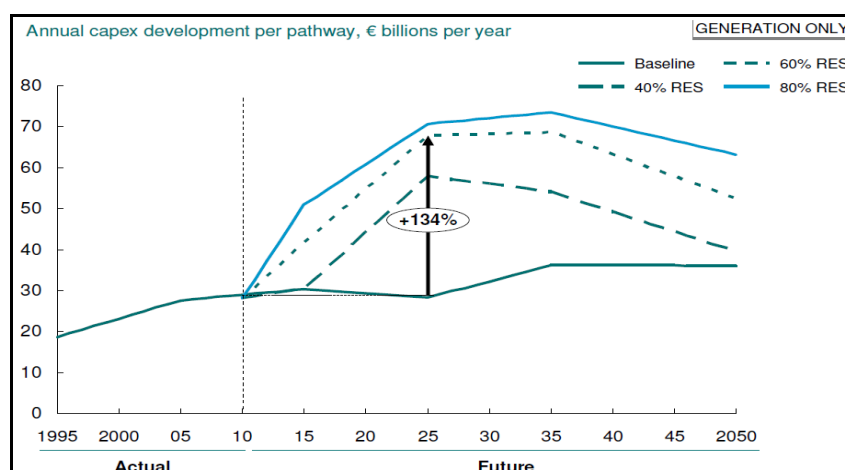
Tableau A2 - 1 – Investissements avec 20 % de « demand response » (données ECF)¹⁹

	Baseline		40 % ENR		60 % ENR		80 % ENR	
	GW	G€	GW	G€	GW	G€	GW	G€
Solaire PV*	35	108	195	482	555	1137	815	1548
Solaire th.	5	20	35	108	60	169	60	169
Eolien terrestre*	140	211	140	211	165	248	245	362
Eolien offshore*	25	106	25	106	130	506	190	722
Nucléaire	110	323	185	536	125	366	60	178
Fossile sans CSC	410	600	-	-	-	-	-	-
Fossile avec CSC	10	41	240	684	155	472	80	267
Biomasse, géoth.	60	150	65	160	65	160	95	225
Hydraulique	205	0	205	0	205	0	205	0
Σ production	1000	1559	1090	2287	1460	3058	1750	3471
Back up TAC	120	42	170	60	240	84	270	95
Super grid	10	12	53	62	102	120	148	175
Σ général (G€)		1613		2409		3262		3741
Δ / baseline (G€)		-		796		1649		2128

* durée de vie 25 ans

On retrouve bien les ordres de grandeur donnés par la figure suivante du rapport ECF :

- Près de 35 G€/an pour le baseline (de 2010 à 2050)
- Près de 15 G€/an supplémentaires pour le scénario 40 % ENR
- Près de 30 G€/an supplémentaires pour le scénario 60 %
- Plus de 40 G€/an supplémentaires pour le scénario 80 %.



Critique des hypothèses ECF et hypothèses corrigées

Quelques-unes des hypothèses ECF paraissent discutables

¹⁹ On notera que, mis à part l'hydraulique dont la durée de vie est très longue, tous les autres moyens de production existant en 2010 sont réputés à remplacer d'ici 2050, au moins une fois, parfois deux..

- Les coûts 2010 du solaire PV (2,55 €/Wc) semblent être très sous estimés, comme le montre l'exemple de deux centrales solaires de 50 MW (une PV – AMARELEJA - au Portugal, l'autre TH - ANDASOL- en Espagne) qui toutes les deux ont nécessité un investissement de 5 €/Wc [8].
- Pour l'éolien terrestre, les coûts 2010 sont également sous estimés (1150 €/kW au lieu de 1500) et le facteur de charge surestimé (35 % au lieu de 26 %, et même moins de 20 % en Allemagne).
- Les coûts du nucléaire et des centrales fossiles avec CSC sont surestimés
 - a. Pour le nucléaire, le coût initial de 3000 €/kW est conforme à ce qu'on observe pour les deux premiers EPR en Finlande et en France ; en revanche l'expérience française permet de penser qu'avec une série d'une dizaine de réacteurs les coûts devraient diminuer d'environ 15 %²⁰
 - b. Pour le CSC, la plupart des études laissent penser que le surcoût d'investissement sera de l'ordre de 25 % et non 75 % comme adopté par ECF. En revanche, si on adopte 25 %, il n'y a pas lieu d'escompter une baisse de 12 % par doublement des quantités, mais plutôt 5 % comme pour le nucléaire.
- Les trois-quarts des lignes du super réseau seront en France, véritable plaque tournante de ce réseau entre le sud et le nord de l'Europe. On imagine mal que la France accepte que ces lignes (qui doubleraient pratiquement le réseau THT actuel) soient aériennes. Alors qu'ECF estime leur coût moyen à 1 M€/GW*an (avec une variante à 1,5), il semble plus réaliste de prendre 2,5.

Le tableau A2- 2 corrige les chiffres du tableau A2 - 1 en tenant compte des remarques ci-dessus.

Tableau A2 - 2 – chiffres ECF corrigés

	Baseline		40 % ENR		60 % ENR		80 % ENR	
	GW	G€	GW	G€	GW	G€	GW	G€
Solaire PV	35	212	195	947	555	2230	815	3035
Solaire th.	5	20	35	108	60	169	60	169
Eolien terrestre	140	275	140	275	165	323	245	473
Eolien offshore	25	78	25	78	130	375	190	535
Nucléaire	110	268	185	447	125	305	60	148
Fossile sans CSC	410	600	-	-	-	-	-	-
Fossile avec CSC	10	23	240	393	155	271	80	153
Biomasse, géoth.	60	150	65	160	65	160	95	225
Hydraulique	205	0	205	0	205	0	205	0
Σ production	1000	1625	1090	2409	1460	3833	1695	4738
Back up TAC	120	42	170	60	240	84	270	95
Super grid	10	12	53	125	102	250	148	375
Σ général (G€)		1679		2593		4169		5208
Δ / baseline (G€)				914		2480		3529

²⁰ Le gain peut être plus important lorsque plusieurs réacteurs sont construits à intervalle rapproché sur le même site.

On constate qu'il y a peu de différences avec les chiffres du tableau A 2-1 pour le scénario 40 % ENR, mais que les dépenses d'investissement des scénarios 60 % et 80 % augmentent considérablement, à près de 60 G€/an et 85 G€/an respectivement. Ceci provient du poids considérable du solaire photovoltaïque et de l'éolien dans les scénarios ECF.

Coûts d'exploitation et de combustibles

ECF adopte les valeurs moyennes résumées dans le tableau suivant pour les coûts d'exploitation (OPEX) et de combustibles (FUEL). Ces valeurs correspondent à un peu plus de 2 €/GJ (7 €/MWh thermique) pour le charbon et près de 8 €/GJ (8 €/MBTU, environ 30 €/MWh thermique) pour le gaz.²¹

Tableau A2 – 3

	Solaire PV	Solaire TH	Eolien terrestre	Eolien offshore	nucléaire	Fossile sans CCS	Fossile CCS	biomasse	Hydro.	TAC *
OPEX M€/GW*an G€/GW (20 ans éq.	22 0,44	200 4,4	22 0,22	90 1,8	100 2	18 0,36	55 1,1	15 0,3	7 0,15	10 1
Fuel M€/TWh G€/TWh x 20 ans éq.	-	-	-	-	8 0,16	35 0,7	42 0,84	50 1	-	100 2

* valeurs estimées, pour 500 heures de fonctionnement par an

Scénarios Negatep

Le scénario Négatep²² établi au niveau de la France retient environ 80 % d'électricité produite avec des moyens de base de masse (nucléaire ou fossile avec CSC) et environ 20 % d'électricités renouvelable. Deux scénarios ont été retenus :

- Un scénario qui correspond au scénario Negatep pour la France, dans la continuité de la politique favorable au nucléaire de ce pays : 73 % de nucléaire et 7 % de fossile avec CSC
- Un scénario qui pourrait correspondre à une politique européenne : 30 % de nucléaire et 50 % d'électricité fossile avec CSC.

Pour comparer ces scénarios aux scénarios ECF, nous appliquerons ces pourcentages aux 4900 TWh des scénarios ECF avec les mêmes facteurs d'utilisation.²³

Les coûts d'investissement correspondant aux deux scénarios Négatep sont calculés à partir des puissances installées (cf. Tableau A1 – 4) et des hypothèses de coûts ECF ou corrigées. On obtient alors la figure 3 de la synthèse.

²¹ Ces valeurs sont très proches de celles retenues dans le rapport à l'Académie des technologies du groupe de travail « vecteurs d'énergie ».

²² Scénario Négatep – Revue de l'Energie n° 596 (juillet - août 2010)

²³ L'extrapolation du scénario Négatep de la France à l'Europe se traduirait par une augmentation supplémentaire d'environ 1000 TWh de la part de l'électricité dans le mix énergétique européen. La comparaison avec les scénarios ECF nécessiterait d'entrer dans le détail des économies et substitutions d'énergie dans les différents secteurs, ce qui n'est pas possible avec les données publiées par ECF.

Coûts complets

Le tableau A2 – 4 ci-dessous résume les puissances installées et les TWh produits à partir des différentes sources d'énergie pour les différents scénarios ECF et Négatep.

Tableau A2 – 4

	baseline		40 % RNR		60 % ENR		80 % ENR		Negatep nuc.		Négatep 50 % CCS	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Solaire PV	35	35	195	196	555	590	815	880	85	85	85	85
Solaire th.	5	20	35	147	60	245	60	245	14	60	14	60
Eolien terrestre	140	440	140	440	165	490	245	785	102	320	102	320
Eolien offshore	25	98	25	98	130	490	190	785	18	70	18	70
Nucléaire	110	880	185	1470	125	980	60	490	440	3550	185	1470
Fossile sans CSC	410	2350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fossile avec CSC	10	60	240	1470	155	980	80	490	65	340	400	2450
Biomasse, géoth.	60	390	65	450	65	450	85	690	10	50	10	50
Hydraulique	205	600	205	600	205	600	205	600	136	390	136	390
Back up (TAC)	120	60	170	85	240	120	270	135	120	60	120	60

A l'aide des données des tableaux A2 – 3 et A2- 4, on calcule facilement les coûts d'exploitation et les coûts de combustibles des différents scénarios.

Tableau A2 – 5

	baseline		40 % ENR		60 % ENR		80 % ENR		Negatep 73 % nuc.		Négatep 30 % nuc	
	Exp	Comb.	Exp.	Comb.	Exp.	Comb.	Exp.	Comb.	Exp.	Comb.	Exp.	Comb.
Solaire PV	15	-	86	-	244	-	358	-	276	-	276	-
Solaire th.	22	-	154	-	264	-	264	-	62	-	62	-
Eolien terrestre	22	-	31	-	36	-	54	-	22	-	22	-
Eolien offshore	45	-	45	-	234	-	342	-	32	-	32	-
Nucléaire	220	141	370	235	250	157	120	78	880	568	370	235
Fossile sans CSC	147	1650	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fossile avec CSC	11	50	264	1235	170	823	88	412	71	286	528	2058
Biomasse, géoth.	18	390	22	490	22	490	31	690	25	3	25	3
Hydraulique	30	-	30	-	30	-	30	-	20	-	20	-
Σ product.	530	2230	1030	1955	1250	1470	1287	1180	1127	855	985	2345
Back up TAC-500 h	120	120	170	170	240	240	270	270	120	120	120	120
Σ général	3000		3325		3200		3007		2222		3570	

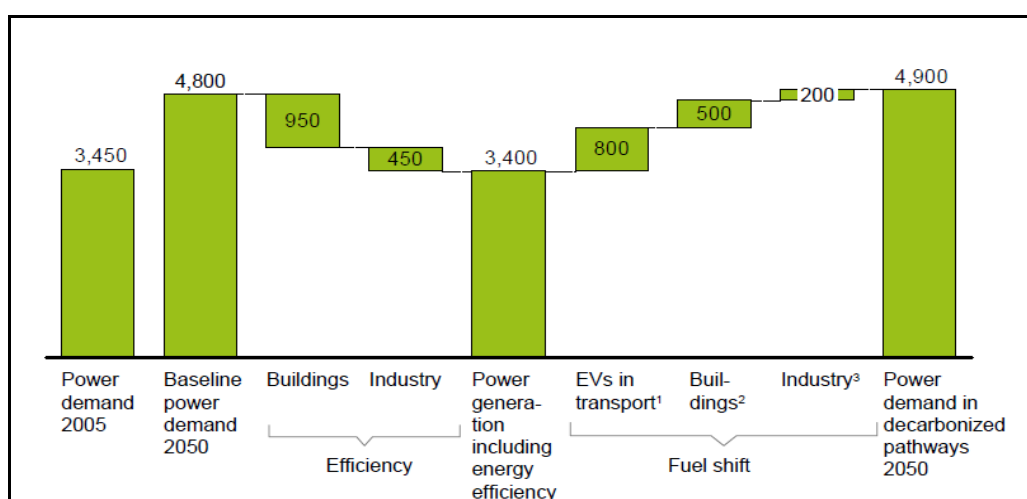
Les coûts complets s'obtiennent en ajoutant les coûts d'exploitation et de combustibles du tableau A1 – 5 à ceux des tableaux A1 – 1 (hypothèses ECF) ou A1 – 2 (hypothèses corrigées). On obtient alors la figure 3 de la synthèse.

Annexe 3 - Combustibles fossiles et CO2 évités (par rapport au scénario baseline)

Substitution de l'électricité aux énergies fossiles

Les quantités de combustibles fossiles et de CO2 évité²⁴ par rapport au scénario « baseline » grâce à la substitution d'électricité aux combustibles fossiles sont par construction les mêmes dans tous les scénarios étudiés (ENR 40, 60 et 80 % et Négatep) et se déduisent de la figure ci-dessous du rapport ECF :

- Dans les transports, 800 TWh d'électricité remplacent environ 200 Mtep de pétrole et évitent environ 200 Mt de carbone (MtC)
- Dans l'habitat, 500 TWh d'électricité remplacent environ 50 Mtep d'énergies fossiles, dont nous admettons qu'elles se partagent à égalité entre le pétrole et le gaz.
- Dans l'industrie, 200 TWh d'électricité remplacent environ 20 Mtep d'énergies fossiles (nous admettons que ces 20 Mtep se répartissent à égalité entre le charbon, le pétrole et le gaz). Les quantités de CO2 évitées sont proches de 20 MtC.



Au total, ce sont environ 250 Mtep de charbon, 230 Mtep de pétrole et 100 Mtep de gaz naturel qui seraient remplacés par l'électricité en 2050, évitant 575 MtC ou 2100 Mt CO2 (soit un peu plus de 1000 Mt CO2/an en moyenne entre 2010 et 2050).

Remplacement de la production carbonée d'électricité

Les 410 GW sans CCS du scénario baseline produisent 1650 TWh : 1200 TWh à partir de 240 Mtep de charbon (rendement 40 %) et 450 TWh à partir de 70 Mtep de gaz (rendement 60 %). Les rejets évités de CO2 en 2050 sont au total proche de 350 MtC.

²⁴ Nous adoptons ici les valeurs de CO2 évité par tep des différentes énergies que nous avons utilisées dans le rapport Négatep ; les chiffres varient d'un auteur à l'autre, mais ceci n'est pas gênant lorsque l'on fait des comparaisons de scénarios comme ici : 1 tep charbon : 1,17 tC ou 4,3 t CO2 ; 1 tep pétrole : 0,89 tC ou 3,19 t CO2 ; gaz naturel : 0,74 tC ou 2,66 t CO2

En revanche, les 3 scénarios ECF et les 2 scénarios Négatep consomment du charbon et du gaz et rejettent des quantités différentes de CO₂, provenant des centrales fossiles avec CSC (moitié au charbon, moitié au gaz) et des TAC (que nous supposons brûler du gaz sans CSC) :

- Centrales avec CSC : rendement baissé de 25 % (32 % pour les centrales charbon, 48 % pour les centrales gaz), rejets de CO₂ proches de 0,045 MtC par TWh en moyenne,
- TAC en back up : rendement médiocre (25 %), ne peuvent être équipées de CCS ; les rejets de CO₂ sont donc de 0,24 MtC/TWh

Tableau A3 - 1 – quantités de combustibles fossiles consommés et de CO₂ rejetées

	ECF						Négatep			
	40 % ENR 30 % CSC 30 % nuc.		60 % ENR 20 % CSC 20 % nuc.		80 % ENR 10 % CSC 10 % nu.		20 % ENR 7 % CSC 73 % nuc.		20 % ENR 50 % CSC 30 % nuc.	
	TWh (Mtep)	MtC	TWh	MtC	TWh	MtC	TWh	MtC	TWh	MtC
Fossile avec CSC		66		44		22		15		110
○ TWh	1470		980		490		340		2450	
○ Charbon	(200)		(133)		(66)		(46)		(330)	
○ Gaz	(125)		(83)		(43)		(30)		(210)	
Back up TAC-500 h	85	20	120	29	135	53	60	14	60	14
CO₂ (MtC)	86		73		75		29		124	

Les scénarios ECF permettent donc de « décarboner » la production d'électricité à 80 % environ, le scénario Négatep nucléaire à plus de 90 %, et le scénario Négatep 50 % CSC à un peu moins des deux tiers.

Bibliographie

- [1] “ Practical guide to a prosperous, low carbon Europe” – European Climate Foundation – www.roadmap2050.org (2010)
- [2] « Diviser par 4 les émissions de CO2: le scénario Négatep » - Cl. Acket, P. Bacher – Revue de l'énergie n° 596 (juillet-août 2010)
- [3] « Facteur 4 : la révolution des vecteurs d'énergie » - P. Bacher, P. Caseau – Académie des technologies, groupe de travail Vecteurs (2008)
- [4] Mémento sur l'énergie – CEA (édition 2010)
- [5] « Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung » - Projekt Nr 12/10 des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin
- [6] « Prévisions futur énergétique de l'Allemagne, comparaison avec France Négatep » - Cl. Acket, P. Bacher – www.sauvonsleclimat.org
- [7] « Pathways to a low carbon economy, version 2 of the Global Greenhouse Abatement Cost Curve » - McKinsey
- [8] « Le solaire thermodynamique » - Claude Acket – www.sauvonsleclimat.org (2010)