cndp
Commission particulière
du débat public
EPR "Tête de série"

Projet de centrale électronucléaire
Flamanville 3

cndp
Commission particulière
du débat public
THT Cotentin - Maine

Projet de ligne à très haute tension
Cotentin-Maine

Rapport de restitution du groupe de travail dit « Bilan prévisionnel RTE »

Groupe de travail mis en place dans le cadre des deux débats publics EPR « tête de série » à Flamanville et THT Cotentin-Maine

octobre 2005 – février 2006

AVANT-PROPOS

L'idée de ce groupe de travail est née en conclusion de la réunion organisée en novembre 2005 par nos deux commissions sur le thème « EPR et ligne THT alimentation électrique du grand ouest ».

Plutôt qu'une expertise classique (comment choisir en effet l'expert sur une problématique pas encore précisée et sujette à controverse) nous avons préféré faire travailler ensemble des experts et responsables dans toute leur diversité. Cela a été une manière très intéressante et nouvelle à plus d'un titre de « mettre en scène » et d'approfondir la controverse dans un climat d'écoute mutuelle très exceptionnel.

Il a été rendu compte en séance publique de ces travaux en présence de tous les participants le 8 février 2006 à Rennes. Ce rapport retrace trois mois de travail intensif ponctué par sept réunions. Il traduit le plus fidèlement possible les points de vue et les sensibilités de chacun.

Ainsi ce document est établi à partir des différentes contributions écrites des membres du groupe de travail, structurées autour de cinq axes de réflexion principaux. Si les auteurs de chacune de ces contributions sont systématiquement indiqués, celles-ci ne doivent pas être prises comme des éléments isolés les uns des autres : elles ont pu être retravaillées, enrichies des échanges au sein du groupe, et complétées sur les points de divergences qui n'ont pu trouvé de compromis, par des commentaires en contrepoint d'autres acteurs, si bien que leur collage est une forme de construction collective.

Les conclusions ont été établies selon un processus collégial : sur la base d'une proposition du rapporteur, elles ont été amendées pour intégrer les remarques et commentaires et validées pour l'essentiel au cours de la réunion finale du groupe de travail.

Par dessus tout, le rapport dessine un véritable consensus sur la méthode par laquelle il conviendra, à l'avenir, d'aborder prévision et prospective de la demande d'électricité à moyen et long terme, sur lesquelles se fondent très largement le développement des moyens de production et de transport.

C'est donc une première étape vers de nouvelles approches ouvertes et pluralistes applicables au niveau national ou régional.

C'est aussi, nous le pensons, un apport durable de nos deux débats publics.

C'est pourquoi nous tenons à remercier les membres du groupe de travail pour la qualité de leurs contributions et l'esprit constructif dans lequel tous ont abordé ces discussions.

Jean-Pierre Giblin,
Président de la Commission particulière du débat public THT Cotentin-Maine

Jean-Luc Mathieu,
Président de la Commission particulière du débat public EPR « Tête de série » Flamanville 3

RESUME ET PRINCIPALES CONCLUSIONS

Diverses interventions dans les débats publics sur le projet de réacteur EPR à Flamanville et sur la ligne THT Cotentin-Maine associée ont mis l'accent sur le rôle supposé du Bilan prévisionnel RTE publié en octobre 2005, et de la vision de l'offre et de la demande d'électricité qu'il dessine, dans l'analyse d'opportunité de ces deux projets.

La place réelle de cette prévision dans le processus de décision et la cohérence de ses projections avec les différentes stratégies énergétiques soumises à débat ont fait l'objet d'une analyse pluraliste rassemblant notamment les maîtres d'ouvrage, des représentants des pouvoirs publics et des experts indépendants. Les travaux menés dans ce groupe de travail dit « bilan RTE » font apparaître un certain nombre de conclusions tout à fait majeures, bien que les deux maîtres d'ouvrage aient explicitement mentionné que ces sujets n'étaient pas en lien direct avec les objectifs de leurs projets[1].

Les réflexions du Groupe de travail ont été nourries des très riches contributions de ses membres[2], qui forment l'ossature du présent rapport. Bien qu'étant un des objectifs initiaux, la comparaison poussée des prévisions RTE avec le scénario négaWatt n'a toutefois pu être menée au niveau de détail souhaité par le Groupe du fait de la disponibilité tardive de données détaillées sur ce scénario. Malgré un certain nombre de différences d'appréciation, une convergence se dessine autour des points suivants :

- **Le bilan prévisionnel RTE ne doit pas être confondu avec le dispositif plus large d'orientation des politiques énergétiques**

1. La réalisation du Bilan prévisionnel RTE n'est qu'un élément, au rôle spécifique, dans l'ensemble du processus de décision sur les orientations de la politique énergétique. Cette prévision vise à définir les moyens de production nécessaires pour garantir, à un horizon de 10 ans environ, la sécurité du réseau de transport d'électricité dont RTE a la responsabilité.
   L'insertion de cet éclairage dans les missions plus larges de programmation et de définition des objectifs de politique énergétique, qui reviennent aux pouvoirs publics, est fixée par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au service public de l'électricité.

2. Cette loi institue notamment une Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). Basé sur un rapport périodique du Ministre de l'industrie au Parlement traduit ensuite par des objectifs quantifiés dans un arrêté, ce dispositif doit assurer un développement du parc de production électrique conforme aux orientations de politique énergétique. La PPI s'appuie principalement sur le Bilan prévisionnel RTE qui dans ce cadre est établi sous le contrôle des pouvoirs publics.
   La loi du 10 février 2000 prévoyait également que les orientations de la PPI sur le secteur électrique soient subordonnées aux orientations plus générales fixées par une loi sur l'énergie : il s'agit de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005.

3. Bien que le calendrier prévu n'ait pas été respecté à la lettre, l'ordre chronologique de ces différents éléments a globalement été respecté. Le Bilan prévisionnel RTE a tenu son rôle dans ce processus en soutien des exercices des pouvoirs publics, sans se substituer à eux.

---

1. EDF rappelle que l'objectif de Flamanville 3 est de préparer le renouvellement du parc de production nucléaire actuel, en disposant d'un réacteur éprouvé et qualifié par les autorités françaises, afin qu'il puisse être construit en série le moment venu si cette décision était prise par les pouvoir publics.
   RTE précise qu'il a participé à ce groupe de travail en tant que rédacteur du Bilan prévisionnel et non en tant que maître d'ouvrage de la ligne THT Cotentin-Maine.

2. Le Groupe de travail a réuni, sous la coordination des deux Commissions particulières du débat public concernées, des représentants d'EDF, RTE, la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) du Ministère de l'industrie, le Conseil régional de Bretagne, la Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE) de Bretagne, la délégation régionale de Bretagne de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), ainsi que d'Enerdata, négaWatt, E&E, Futur Facteur 4 et WISE-Paris.

- **La comparaison des prévisions de RTE avec des exercices prospectifs met en débat la possibilité d'évolutions en rupture à court et moyen terme**

4. Le Bilan prévisionnel RTE établit des prévisions sur la demande à l'horizon 2020 et des prévisions et hypothèses sur l'offre à l'horizon 2016 qui peuvent être comparées aux situations envisagées aux mêmes échéances dans différents scénarios prospectifs.

5. La comparaison des prévisions haute et moyenne RTE (R1 et R2) avec les points de passage en 2020 des principales « visions » d'évolution de la demande électrique à plus long terme (c'est-à-dire 2050) faites par ailleurs, fait ressortir une forte convergence sur l'évaluation de la croissance de la demande au vu des tendances actuelles.

6. Une divergence assez nette apparaît en revanche sur l'évaluation des potentiels de réduction des consommations d'électricité par rapport à cette tendance, c'est-à-dire de l'efficacité d'actions plus volontaristes sur la demande. Le scénario proposé par négaWatt, qui prévoit une quasi-stabilité de la demande électrique à cet horizon, se distingue de la vision basse de RTE (R3) et de la majorité des visions prospectives qui envisagent plutôt une croissance modérée (environ deux fois moindre que la croissance tendancielle).
La différence entre le scénario négaWatt et les autres sur l'appréciation de la demande électrique à l'horizon 2020 tient notamment à un volontarisme plus grand sur la diminution des besoins pour les usages thermiques et sur une diffusion plus rapide et plus large des équipements efficaces dans le résidentiel-tertiaire.
Plus fondamentalement, le scénario négaWatt ajoute aux gains techniques d'efficacité énergétique des gains de sobriété énergétique liés à des transformations comportementales.

7. Une discussion se développe également sur des potentiels spécifiques de réduction de la demande sur le réseau centralisé, ou « gravitaire » (donc des besoins en moyens de production sur ce réseau), par rapport à la prévision basse de RTE, par intégration de certaines ruptures. Des efforts volontaristes sur des instruments de maîtrise de la demande ou de développement de moyens de production décentralisés peuvent ainsi être envisagés, et leur impact potentiel sur l'équilibre offre-demande évalué.

8. Des divergences apparaissent sur la compréhension que l'on peut avoir d'une politique « volontariste » sur la maîtrise de la demande et le développement de l'offre et sur sa traduction dans un scénario de nature prévisionnelle. Les exigences de rigueur et de réalisme invoquées dans la construction du scénario le plus « volontariste » de RTE, R3, conduisent à des résultats jugés trop modérés par d'autres. Un scénario de nature prospective apparaît donc utile pour mettre en discussion les possibilités de ruptures techniques ou comportementales à court-moyen termes et leur impact potentiel au-delà de ce qui peut être déjà envisagé dans les exercices prévisionnels.

9. Les comparaisons menées portent pour l'essentiel sur des besoins en énergie électrique (consommations annuelles d'électricité), plus faciles à modéliser et donc à comparer que les besoins en puissance (pointes de consommation instantanée) qui sont pourtant déterminants dans la démarche de sécurité du réseau dont RTE a la responsabilité.
Aux vues des éléments réunis par le groupe, une réflexion de même nature sur les potentiels de réduction des besoins en pointe mérite d'être menée.

- **Le passage des prévisions de RTE à 2020 aux objectifs fixés pour 2050 pose la question de la répartition des actions entre court, moyen et long terme**

10. L'exercice prévisionnel de RTE s'arrête clairement à 2020 et l'étude des évolutions possibles au-delà de cet horizon ne relève pas actuellement du Bilan prévisionnel. Les trajectoires 2020-2050 envisageables à partir des prévisions de RTE sont toutefois en partie déterminées par les évolutions antérieures. Les marges de manœuvre de scénarios 2020-2050 établis à partir de ces trajectoires sont différentes des marges de manœuvre de scénarios 2005-2050.

La loi de programme sur l'énergie fixe pour 2050 un objectif de réduction par un « facteur 4 » des émissions nationales de gaz à effet de serre, ce qui oriente les stratégies énergétiques à mettre en œuvre. Dans ce cadre, une comparaison des prévisions RTE avec des trajectoires identifiées comme susceptibles – sans être limitatives – d'atteindre cet objectif est importante.

11. Les orientations sur l'électricité analysées par le Groupe de travail doivent être resituées dans des scénarios énergétiques globaux. Si l'ensemble des scénarios étudiés reflète une tendance à l'augmentation de la part de l'électricité dans la demande finale d'énergie, deux types de rupture sont envisagés :

- l'une porte sur la maîtrise de la demande d'électricité s'inscrivant dans le cadre d'un effort global de réduction de la demande d'énergie ;
- l'autre porte sur un renforcement de l'usage de l'électricité en remplacement des énergies fossiles pour bénéficier des technologies faiblement émettrices de CO_2 pour la production électrique[3].

Leur articulation est discutée. À ce titre, une réflexion se développe sur les éventuels effets du système d'offre développé à l'horizon 2020 sur les évolutions postérieures. En particulier, une divergence apparaît sur la reconduite éventuelle d'un système de production électrique très centralisé sans émissions de carbone – nucléaire, éolien de grande puissance, ou charbon avec captage et séquestration du CO_2. Certains la jugent peu compatible avec une action effective de maîtrise de la demande électrique qui resterait nécessaire alors que d'autres, notamment EDF et la DGEMP, n'y voient pas de contradiction.

12. Les écarts des prévisions RTE en 2020 sur la demande n'apparaissent pas très importants vis-à-vis de la trajectoire du scénario « facteur 4 » publié en 2005 par la DGEMP. Ce scénario prévoit une croissance modérée, proche de la prévision basse de RTE, d'ici à 2020 puis une inflexion supplémentaire au-delà (dans le cadre d'une réduction d'ensemble des consommations d'énergie) par une intensification des mesures de maîtrise de la demande d'électricité.
Si le scénario à suivre pour l'atteinte du facteur 4 devait être ce scénario DGEMP-OE (2005)[4], des efforts supplémentaires de maîtrise de la demande devraient être initiés afin de produire leurs efforts d'ici à 2020 par rapport à la prévision moyenne de RTE pour se rapprocher de cette trajectoire de croissance modérée. Si certains doutent de leur mise en œuvre compte-tenu notamment des délais importants des actions sur la consommation, d'autres pointent le risque d'un écart à la hausse par rapport à cette trajectoire : il impliquerait en effet pour la suite des efforts accrus dans un délai plus court dont ils mettent en doute la faisabilité.

13. Les écarts sont plus importants avec la trajectoire décrite par le scénario négaWatt, qui repose par rapport au scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005), sur la réalisation dès que possible d'actions plus fortes sur la demande (mobilisation de potentiels d'efficacité et de sobriété) et sur l'offre (fort développement des renouvelables) jugées dans tous les cas indispensables vis-à-vis du long terme. Il s'agit d'actions supplémentaires par rapport aux scénarios RTE qui comportent les actions déjà engagées ainsi que certaines actions nouvelles.
Pour négaWatt, tout retard rend les efforts nécessaires plus rapides, dont techniquement, politiquement et socialement plus difficiles à réaliser. Pour d'autres, leur mise en œuvre est dans tous les cas limitée à court terme par divers obstacles (structure du réseau, poids des comportements, compétitivité…) ; elle ne peut, le cas échéant, avoir un fort impact qu'à moyen ou long terme.

3. Cette approche est notamment développée dans le rapport de la Mission interministérielle sur l'effet de serre (MIES) établi par Pierre Radanne en 2004, ainsi que dans diverses contributions au Groupe « Facteur 4 » présidé par Christian de Boissieu.

4. La DGEMP souligne que ce scénario est le seul scénario officiel existant à ce stade, d'autres scénarios doivent être étudiés en 2006, il avait simplement pour vocation d'éclairer les réflexions et décisions sans constituer la feuille de route que se seraient fixée les pouvoirs publics.

- **Les décisions de court-moyen terme doivent s'inscrire dans un cadre cohérent à long terme basé sur une prospective énergétique pluraliste, détaillée et explicitant les conditions socio-économiques de scénarios diversifiés**

14. L'exercice du Bilan prévisionnel RTE répond à une logique spécifique d'analyse des options dans des trajectoires probables, avec une vision de sécurité du réseau. Celle-ci ne doit pas être confondue avec la construction de trajectoires possibles pour mettre en évidence les décisions qui ouvrent ou ferment les options à long terme. Les écarts observés sur la période de recouvrement des trajectoires tiennent essentiellement à ces fonctions différentes et soulignent l'utilité d'autres approches pour appréhender le long terme. Les conclusions du groupe « Facteur 4 » présidé par Christian de Boissieu à la demande du Ministre de l'écologie et du développement durable et du Ministre délégué à l'industrie seront à cet égard une première étape.

15. Une distinction nette apparaît donc entre différents niveaux :
- la sécurité à court-moyen terme de l'approvisionnement électrique s'inscrit dans une logique de prévision et d'ajustement rapide de l'offre à la demande par les moyens de production ;
- la définition des orientations de politique énergétique, c'est-à-dire des objectifs à long terme et des stratégies correspondantes, revient aux pouvoirs publics. Elle dépasse le cadre de l'électricité et intègre dans une démarche prospective les évolutions structurelles possibles ;
- une cohérence entre ces deux niveaux doit être assurée afin notamment que l'impact à long terme des décisions prises pour le court terme, et l'engagement à court terme de décisions nécessaires à long terme soient pleinement pris en compte.

16. Plusieurs interrogations se font jour sur le maintien de cette cohérence dans la construction de la prévision RTE et son articulation avec les orientations fixées par les pouvoirs publics :
- par leur nature, le Bilan prévisionnel RTE et la PPI portent un regard en priorité sur l'action sur l'offre, plus efficace pour le court-moyen terme, par rapport à celles sur la demande et les comportements, qui s'inscrivent sur le plus long terme. Il importe de veiller à l'existence d'un cadrage de long terme et à ce que les décisions nécessaires à l'atteinte des objectifs de long terme ne soient pas obérées par les actions de court-moyen terme ;
- des critères de faisabilité des objectifs de la loi sur l'énergie induisent leur transcription différenciée, dans les hypothèses du bilan RTE :
  - d'un côté, la mise en service d'un EPR en 2012 dans le bilan RTE répond à l'objectif de la loi de *« maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant, vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération »* (article 4) ;
  - mais de l'autre, l'objectif de 21 % de renouvelables en 2010 également inscrit dans la loi ne serait atteint qu'entre 2013 et 2017 dans le bilan RTE ;
- l'utilisation des résultats exprimés en puissance dans le bilan RTE peut conduire à une capacité de production excédentaire vis-à-vis des besoins nationaux. Si certains considèrent que l'existence de débouchés européens croissants apporte une garantie contre le risque de surcapacité, d'autres craignent au contraire des effets non mesurés d'encouragement de la demande et d'éviction des énergies renouvelables.

17. Plus généralement, il importe de veiller à l'élaboration d'un cadre stratégique pour le long terme qui doit permettre de mener un débat ouvert sur les échéances et l'ampleur des actions à mener sur le système énergétique pour les atteindre.

Pour instruire ce débat avant que les options ne se ferment, un éclairage des choix apparaît nécessaire. Il passe par une réflexion prospective, itérative et ouverte à des visions diversifiées de l'avenir énergétique, explicitant les conditions socio-économiques et la prise en compte des facteurs d'incertitude. À ce titre le futur Centre d'Analyse Stratégique pourrait reprendre les travaux de prospective énergétique (la dernière session s'est conclue en 1998 au Commissariat général du Plan).

La question reste posée concernant le pluralisme de l'élaboration, l'accès aux données, et les moyens alloués aux différentes parties prenantes des exercices de prospective.

- **L'impact de projets nationaux comme le réacteur EPR sur une situation énergétique complexe comme celle de la Bretagne demande une meilleure articulation entre régional et national**

18. Les pouvoirs publics régionaux ont un rôle potentiel d'animateurs à jouer pour la mise en œuvre de la politique énergétique nationale, d'autant plus important que celle-ci s'oriente vers des options de caractère décentralisé comme les efforts de maîtrise de la demande et le développement des énergies renouvelables.

19. L'exemple de la Bretagne montre, de façon plus aiguë qu'ailleurs du fait de sa situation énergétique, les difficultés d'articulation d'un agenda énergétique régional avec la politique énergétique nationale. Pour une Région, la déclinaison régionale de la politique énergétique doit permettre à la fois :

- d'apporter dans le cadre d'un équilibre national du système énergétique (en particulier des infrastructures de production et de transport d'électricité) une réponse à une situation spécifique d'insécurité énergétique ;
- et de dégager, par la mobilisation de ressources sur le territoire de la Région, un certain nombre de bénéfices environnementaux ou économiques locaux.

20. Découlant de considérations nationales, des projets comme le réacteur EPR à Flamanville et la ligne THT associée interviennent dans la sécurité énergétique globale, mais ne sont pas conçus pour répondre à la problématique de l'approvisionnement électrique de la « péninsule bretonne ». En particulier, ces solutions ne sont pas adaptées au problème de passage en sécurité de la pointe de consommation électrique auquel doit faire face la Bretagne.

Une divergence apparaît sur l'effet d'éviction éventuel de tels projets vis-à-vis de solutions locales nécessaires par ailleurs. Pour les acteurs institutionnels nationaux, ces réalisations ne préjugent pas des solutions spécifiques adaptées à la problématique de la sécurité d'approvisionnement en Bretagne et des retombées positives que celles-ci pourraient apporter par la mobilisation de potentiels locaux. Pour la Région Bretagne, non seulement de telles solutions ne sont pas adaptées au passage en sécurité de la pointe, mais elles tendraient au contraire à diminuer les possibilités d'implantation de moyens de production en base, notamment d'origine renouvelable, nécessaires à l'équilibre régional et pouvant contribuer à l'équilibre national.

21. Plus globalement, un mécanisme fait défaut pour organiser, en articulation avec la politique énergétique nationale, la prise en compte d'objectifs de production et de consommation d'électricité dans une Région (en l'occurrence la Bretagne avec les coûts et contraintes qui y sont liés).

Afin de permettre la définition d'objectifs régionaux, il est indispensable que les régions disposent d'une vision claire de leur bilan énergétique et de capacités d'analyse économique locale sur l'énergie.

SOMMAIRE

Note : *Les auteurs de contributions spécifiques sur lesquelles se basent certaines parties du rapport, ainsi que de commentaires apportés sur ces contributions, sont signalés en marge des parties correspondantes.*

Avant-Propos 1

Résumé et principales conclusions 2

Sommaire 7

Table des annexes 9

Origine du Groupe et nature des travaux 11

A. Origine du Groupe de travail « Bilan prévisionnel RTE » 11

B. Mise en place et constitution du Groupe de travail 12

C. Cahier des charges et travaux du groupe 12

1. L'insertion de l'exercice prévisionnel dans les processus de décision 13

2. La discussion des prévisions du bilan RTE 14

3. La définition du cadre prospectif 15

4. La prise en compte de la problématique régionale de la Bretagne 15

Partie 1 • L'exercice prévisionnel offre-demande dans le processus de décision 17

A. Le Bilan prévisionnel RTE dans le processus de décision ..... 17 — DGEMP

1. L'articulation du Bilan prévisionnel RTE avec la PPI 17

2. L'articulation de la PPI avec la loi d'orientation sur l'énergie 18

3. Le calendrier de réalisation 19

B. L'utilisation du Bilan prévisionnel RTE par les acteurs de la décision 20

Partie 2 • Les prévisions du bilan RTE dans le panorama du court-moyen terme 22

A. Récapitulatif des hypothèses sur la demande du Bilan prévisionnel RTE ..... 23 — RTE

B. Analyse comparative du Bilan prévisionnel RTE avec les visions sur la demande ..... 25 — Enerdata

1. Les scénarios considérés dans l'analyse comparative 25

2. Les hypothèses socio-économiques de base 25

3. Résultats bruts sur les projections 2020 26

4. Eclairages complémentaires sur des résultats corrigés 28

5. Commentaires sur les résultats comparés ..... 30 — EDF

C. Confrontation du Bilan prévisionnel RTE au scénario négaWatt ..... 30 — négaWatt

1. Référence des comparaisons 30

2. Comparaison globale sur 2000-2020 30

3. Conclusions de l'analyse sectorielle 32

4. Commentaires sur la comparaison avec RTE ..... 32 — RTE

D. Discussion de quelques potentiels de rupture sur les prévisions d'offre et de demande ..... 33 — E&E

1. La « rupture » et le cadre général de modélisation 33

2. Rôle du scénario volontariste (R3 ou autre à définir) 34

3. Conditions d'émergence du scénario 35

4. Quantification 36

5. Réserves sur la micro-cogénération ..... 39 — DGEMP

6. Commentaires sur les ruptures potentielles ..... 39 — RTE

E. Les besoins en puissance appelée et l'effacement des pointes 40

1. Les potentiels liés à l'effacement des pointes ..... 40 E&E
2. Commentaires sur les effacements de pointe ..... 41 DGEMP

Partie 3 • Les prévisions du bilan RTE vis-à-vis des trajectoires à long terme 43

A. Analyse du Bilan prévisionnel RTE vis-à-vis des trajectoires à long terme ..... 43 Enerdata
1. Conclusions sur le point de passage 2020 pour les trajectoires de demande d'électricité 44
2. Réflexions sur la cohérence à long terme (2020-2050) avec les trajectoires facteur 4 44
3. Questions soumises au débat 45
4. Commentaires sur les questions soulevées ..... 46 DGEMP
5. Analyse complémentaire sur la place du nucléaire dans ces trajectoires ..... 47 EDF
B. Analyse sur les prolongements possibles des prévisions RTE par négaWatt ..... 49 négaWatt
1. Projection sur la période 2000-2050 49
2. Compatibilité avec le maintien du nucléaire 52
3. Conséquences d'un retard des actions à mettre en œuvre 54
4. Conclusions 55

Partie 4 • L'insertion dans un cadre prospectif pour les choix à long terme 56

A. La nécessaire cohérence des processus de décision ..... 56 WISE-Paris
1. La cohérence entre court terme et long terme 57
2. Les interrogations sur le processus de décision 58
3. L'action prospective mise en place par les pouvoirs publics vis-à-vis du « facteur 4 » ..... 61 DGEMP
B. La commande de l'EPR et la prospective de la demande d'électricité ..... 62 Futur Fact.4
1. La situation de la tête de série 62
2. La construction d'une série d'EPR pour remplacer le parc actuel 63
3. Un débat marqué par le volontarisme passé 63
C. Comment objectiver le débat ? 63
1. Les déterminants de la demande sociale 64
2. Les évolutions techniques 66
3. Les choix de politiques énergétiques 67
4. La démarche de construction de scénarios proposés au débat 69
5. Eclairage complémentaire ..... 70 Enerdata

Partie 5 • L'articulation avec une politique énergétique régionale en Bretagne 71

A. Récapitulatif des hypothèses sur la demande du Bilan prévisionnel RTE ..... 71 RTE
B. Problématique de l'énergie en Bretagne ..... 73 DRIRE
1. Une problématique énergie à un échelon régional 73
2. Les caractéristiques de la consommation d'énergie électrique 73
3. Les problématiques spécifiques de l'approvisionnement électrique 73
4. L'intérêt d'une maîtrise de l'énergie et du développement d'énergies renouvelables 74
5. Les actions engagées 74
6. L'interaction avec les sujets d'actualité 74
C. Comparaison du Bilan RTE avec l'étude de programmation énergétique pour la Bretagne ..... 75 Région
1. Contexte régional 75
2. Résultats de l'étude de programmation énergétique et comparaison avec RTE 76
3. Énergies renouvelables et maîtrise de la demande d'énergie 79
D. Position du Conseil régional de Bretagne ..... 81 CRB

Présentation de membres du Groupe de travail 83

TABLE DES ANNEXES

Annexe 1 • Récapitulatif des hypothèses sous-jacentes aux prévisions de consommation du bilan prévisionnel RTE 86

A. Hypothèses générales 86
1. Hypothèses démographiques 86
2. Hypothèses macro-économiques 86
3. Hypothèses sur les énergies 86
B. Secteur tertiaire 87
1. Récapitulatif des consommations 2002 et prévisions 87
2. Hypothèses générales 87
3. Détail des hypothèses par poste 87
C. Secteur résidentiel 89
1. Récapitulatif des consommations 2002 et prévisions 89
2. Hypothèses générales 89
3. Détail des hypothèses par poste 89
D. Secteur industrie 92
1. Récapitulatif des consommations 2002 et prévisions 92
2. Détail des hypothèses par poste 92
E. Autres secteurs 93
1. Récapitulatif des consommations 2002 et prévisions 93
2. Détail des hypothèses par poste 94
F. Récapitulatif global 94
G. Valeurs transmises par RTE dans le cadre de la PPI 95

Annexe 2 • Visions de la demande électrique à l'horizon 2050 96

A. Préambule 96
B. Visions B 97
1. Vision B2 98
2. Vision B1 98
C. Visions A 100
D. Récapitulatif des quatre « visions » de la demande électrique à 2050 102

Annexe 3 • Méthodologie générale et approche prospective des consommations d'électricité pour le scénario négaWatt 103

A. Cadrage méthodologique du scénario négaWatt 103
1. Un scénario et une référence tendancielle 103
2. PIB et croissance sectorielle 103
3. Hypothèses de cadrage 103
B. Approche prospective des consommations d'électricité 104
1. L'approche négaWatt de la construction de la demande 105
2. Un exemple de résultat : le mode de construction du poste « cuisson électrique » 106
3. Conclusion 107
C. Une illustration du potentiel supplémentaire d'économies 108

Annexe 4 • Comparaison sectorielle entre Bilan prévisionnel RTE et scénario négaWatt 110

A. Comparaison globale 110
1. Comparatifs en 2010 et 2020 110

RTE

Enerdata

négaWatt

négaWatt

2. Écart entre les scénarios prévisionnels RTE et le scénario négaWatt 111
B. Comparaison par secteur 111
1. Résidentiel 111
2. Tertiaire 112
3. Industrie et agriculture 113
4. Transport 113
5. Énergie 114
C. Commentaires sur la comparaison avec RTE ..... 114 RTE

Annexe 5 • Détail des analyses de ruptures potentielles 116
A. Analyse détaillée de quelques ruptures potentielles ..... 116 E&E
1. Appareils de froid domestique 116
2. Poêles à granulés et à bûches 117
3. Les cycles Stirling et la micro-cogénération 119
B. Eléments complémentaires 121

Annexe 6 • Effacement des pointes de consommation d'électricité 123
A. Tarifs de vente de l'électricité et gestion des pointes de consommation ..... 123 EDF
B. Compléments ..... 124 RTE
C. Analyse de l'état des lieux ..... 124 E&E
D. Commentaires ..... 127 RTE

Annexe 7 • Présentation du scénario « Facteur 4 » DGEMP-OE (2005) 128
A. Les leviers potentiels ..... 128 DGEMP
B. Les résultats du scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005) 128

Annexe 8 • Présentation du scénario négaWatt-2006 131
A. La démarche négaWatt ..... 131 négaWatt
B. Les grandes lignes du scénario négaWatt-2006 131

Annexe 9 • Récapitulatif des hypothèses sous-jacentes aux prévisions de consommation du bilan prévisionnel RTE Région Ouest 134
A. Hypothèses générales ..... 134 RTE
1. Hypothèses démographiques 134
2. Autres hypothèses 134
B. Prévisions globales 135
1. Structure de la consommation 135
2. Prévisions jusqu'à 2020 135
C. Prévisions par secteur 135
1. Secteur tertiaire 135
2. Secteur résidentiel 136
3. Secteur industrie 136

Annexe 10 • Contribution du Conseil régional de Bretagne aux Commissions particulières du débat public EPR et THT Cotentin-Maine 138
Lettre du 17 mars 2006 de M. Jean-Yves Le Drian, Président du Conseil régional de Bretagne ..... 138 CRB

ORIGINE DU GROUPE ET NATURE DES TRAVAUX

On rappelle ici, avant d'en présenter les résultats dans les chapitres suivants, les questionnements à l'origine du groupe de travail « Bilan prévisionnel RTE », mis en place par les deux Commissions particulières du débat public en charge des débats sur le projet EPR et la ligne THT associées. On expose comment le groupe a été constitué et les différentes pistes de réflexions qu'il a explorées.

A. Origine du Groupe de travail « Bilan prévisionnel RTE »

Les réflexions engagées au sein du Groupe de travail sont issues d'un double questionnement apparu dans les débats publics sur le projet de réacteur EPR à Flamanville et sur la ligne THT associée, concernant leur opportunité et leurs alternatives :

- La réflexion sur l'apport de l'EPR et de la ligne THT à l'équilibre offre-demande et à la sécurité du réseau au niveau régional et national s'appuie sur des prévisions d'évolution des moyens de production et de la consommation d'électricité. Les hypothèses sur lesquelles se basent ces prévisions sont discutées sur le volet de l'offre comme de la demande, avec notamment des questionnements sur :
  - quelles alternatives énergétiques à la réalisation de l'EPR sont prises en compte ?
  - quel développement est prévu pour les autres moyens de production d'électricité, en particulier faisant appel aux énergies renouvelables ?
  - quelles prévisions sont faites sur la consommation d'électricité et dans quelle mesure intègrent-elles des efforts de maîtrise de la demande ?
- La ligne THT est liée au renforcement du réseau en cas d'implantation du réacteur EPR à Flamanville. Sa réalisation éventuelle a pour but premier la sécurité : une telle liaison contribuerait à renforcer la robustesse du réseau ; elle n'apporterait par contre pas d'amélioration notable quant à l'approvisionnement électrique de la « péninsule bretonne » à l'ouest de Rennes. Plusieurs questions se posent dès lors :
  - d'abord, ces équipements peuvent-ils être, d'un point de vue régional et national, « évités » ?
  - plus spécifiquement, les deux ouvrages sont-ils liés ? D'une part, la réalisation de l'EPR sur un autre site se traduirait-elle par une ligne THT équivalente ailleurs ? D'autre part, quels ouvrages de réseau THT seraient-ils nécessaires dans l'Ouest indépendamment du projet EPR (notamment en cas d'implantation sur un autre site voire de non-réalisation de l'EPR) ?
  - plus largement, quelle serait la véritable contribution de ces réalisations à l'équilibre offre-demande et à la sécurité du réseau électrique du Grand Ouest, dans un contexte où des solutions plus spécifiques sont envisagées ?

Ces différents questionnements ont notamment renvoyé au Bilan prévisionnel réalisé par RTE et publié en octobre 2005, qui établit des prévisions sur l'équilibre offre-demande et la sécurité du réseau, au niveau national et au niveau du Grand Ouest, à un horizon de 10 à 15 ans.

Le rôle de ce bilan prévisionnel dans l'exercice de Programmation pluriannuelle des investissements pour la production d'électricité (PPI) réalisée par le Ministère de l'industrie et l'articulation de celle-ci avec le cadre législatif de la politique énergétique ont également été évoqués à l'appui d'une demande d'expertise contradictoire sur les prévisions du bilan RTE.

Ces questions diverses ont donc conduit à examiner plus spécifiquement la nécessité de confronter les hypothèses sur l'offre et la demande du Bilan prévisionnel RTE avec les visions d'autres acteurs – en précisant pour commencer le périmètre, les conditions et les finalités d'un tel exercice.

B. Mise en place et constitution du Groupe de travail

Les Commissions particulières en charge des deux débats, EPR et THT, se sont saisies conjointement de cette demande à l'issue de leur réunion publique commune de Rennes, le 16 novembre 2005. Plutôt qu'une procédure d'expertise complémentaire commanditée par la Commission nationale du débat public, les discussions avec les maîtres d'ouvrage et les acteurs concernés ont conclu qu'il était plus pertinent de créer un groupe de travail pour examiner ces questions dans le cadre d'une analyse pluraliste.

Ce groupe a très vite été mis en place, avec un financement conjoint des deux maîtres d'ouvrage permettant de commanditer des analyses à différents experts indépendants.

Le groupe de travail ainsi constitué a réuni[5] :

- les deux Commissions particulières :
  - CPDP-EPR, représentée par MM. Jean-Luc MATHIEU, Michel COLOMBIER et Mme Danielle FAYSSE,
  - CPDP-THT, représentée par MM. Jean-Pierre GIBLIN et Loïc BLONDIAUX,
- le maître d'ouvrage du projet de réacteur EPR « tête de série » Flamanville 3 :
  - EDF, représenté par MM. Joël DOGUE, Goulven GRAILLAT et Michel BENARD,
- le maître d'ouvrage du projet de ligne THT Cotentin-Maine, et responsable de l'élaboration du Bilan prévisionnel :
  - RTE, représenté par MM. Jean VERSEILLES et Erik PHARABOD,
- les représentants des pouvoirs publics au niveau national :
  - la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) du Ministère de l'industrie, représentée par MM. Thomas BRANCHE et Jean-Luc PERRIN,
- les acteurs institutionnels au niveau régional :
  - Conseil régional de Bretagne, représenté par M. Ferdinand COSTES,
  - DRIRE-Bretagne, représentée par Mme Anicette PAISANT-BEASSE,
  - Délégation régionale de l'ADEME, représentée par M. Gilles PETITJEAN,
- des experts indépendants[6] :
  - négaWatt, représenté par MM. Thierry SALOMON et Olivier SIDLER,
  - M. Bertrand CHATEAU, Enerdata,
  - M. Pierre RADANNE, Futur Facteur 4, consultant,
  - M. Antoine BONDUELLE, E&E, consultant,
- un rapporteur :
  - M. Yves MARIGNAC, WISE-Paris, conseil scientifique et technique de la CPDP-EPR.

C. Cahier des charges et travaux du groupe

Le cahier des charges était initialement défini ainsi :

> *« Compte tenu du nombre de partenaires concernés et s'agissant d'un exercice prévisionnel, un travail collectif sera mené en atelier par un groupe d'experts pluraliste permettant de discuter différents scénarios d'évolution s'écartant de ceux retenus dans le bilan prévisionnel de RTE, qui a servi de base à la PPI et d'analyser la sensibilité des bilans énergétiques, à l'horizon 2020, à ces hypothèses plus contrastées.*

5. Une présentation des différents membres du Groupe de travail est proposée en fin de rapport.

6. Parmi ceux-ci, l'association négaWatt et Antoine Bonduelle avaient notamment demandé cette expertise complémentaire lors de la réunion publique de Rennes, le 16 novembre 2005.

Cette construction de scénario-discussion reposera notamment sur :

- *une analyse globale des hypothèses et critères d'équilibre du bilan prévisionnel de RTE ;*
- *une analyse globale des hypothèses et critères d'équilibre des scénarios alternatifs ;*
- *un approfondissement sur les hypothèses concernant la demande d'électricité, l'impact de la maîtrise de l'énergie et les substitutions entre électricité et autres sources d'énergie ;*
- *une analyse des écarts entre les différents scénarios ;*
- *un travail correspondant sur les hypothèses concernant les différents moyens de production d'électricité et notamment la place des énergies renouvelables et des micro-productions ;*
- *les enseignements à en tirer.*

De plus, pour répondre aux préoccupations plus précisément exprimées respectivement dans les débats EPR et THT, un regard spécifique sera apporté sur l'application de ces différents scénarios au cas de la région Ouest. »

Les réflexions engagées par le groupe de travail, dans ce cadre, se sont en fait développées dans plusieurs directions, entre deux bornes clairement établies : il ne s'agissait d'abord en aucun cas d'élargir l'exercice à l'élaboration de scénarios alternatifs aux prévisions RTE, à l'horizon 2020,, encore moins au-delà. À l'inverse, la réflexion ne pouvait se réduire à la discussion des hypothèses sur l'offre et la demande du bilan RTE indépendamment de tout contexte et de toute vision du long terme.

Aux vues des problématiques identifiées et des contributions proposées, les résultats du groupe de travail s'articulent autour de quatre questionnements :

1. L'insertion de l'exercice prévisionnel dans les processus de décision

De nombreuses questions se sont posées concernant le rôle du Bilan prévisionnel[7] RTE dans l'élaboration des décisions d'orientation du secteur électrique et des investissements dans ce domaine, au vu notamment de la place que lui attribue la législation.

Les explications fournies par la DGEMP[8], ainsi que les éclaircissements apportés par RTE et EDF sur leurs responsabilités respectives et sur la façon dont s'y insèrent l'EPR et la THT associée, ont permis de clarifier la place du Bilan prévisionnel RTE dans le processus d'élaboration de la politique énergétique, en resituant :

- l'articulation entre Bilan prévisionnel RTE, Programmation pluriannuelle des investissements et loi sur l'énergie ;
- les responsabilités des différents acteurs (pouvoirs publics, gestionnaire du réseau, opérateurs) et l'utilisation qu'ils font dans ce cadre du Bilan prévisionnel.

Cette clarification a permis de lever un certain nombre d'ambiguïtés et de préciser la nature et la fonction de l'exercice RTE, qui est d'établir un diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement en électricité à moyen terme, servant de base à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements. L'analyse des différents éléments et les nombreuses discussions des membres du groupe ont permis de faire évoluer et de préciser un certain nombre d'interrogations sur la cohérence globale des processus de décision des pouvoirs publics, du gestionnaire de réseau, des opérateurs et des collectivités territoriales. Ces questions, qui concernent notamment l'articulation entre les orientations sur l'offre et la demande, la cohérence entre la définition de solutions au niveau national et au niveau régional, ou l'inscription de décisions de court et moyen terme dans une perspective de long terme, ont nourri le travail du groupe.

---

7. RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, Edition 2005*, octobre 2005. http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/dossier_bilan2005.zip

8. Explications communiquées notamment dans deux notes rédigées pour le groupe :
- DGEMP, *« Lois du 10 février 2000 et du 13 juillet 2005, PPI et Bilan prévisionnel de RTE – Articulation entre ces textes de loi et les différents exercices »*, 14 décembre 2005 ;
- DGEMP, *« Rôles du Bilan prévisionnel de RTE et de la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) »*, 23 janvier 2006.

2. La discussion des prévisions du bilan RTE

La discussion des trajectoires dessinées par le bilan RTE sur l'offre et la demande d'électricité a constitué, conformément au cahier des charges, le cœur du travail du groupe. Cette analyse s'est développée à plusieurs niveaux :

- Un premier ensemble de réflexions s'est attaché à la discussion des prévisions RTE à l'horizon 2015 (pour l'offre) et 2020 (pour la demande) en comparaison d'autres visions possibles. Il s'est divisé en deux exercices :
  - une confrontation des prévisions de RTE sur la demande avec le point de passage en 2020 des principales « visions » de l'évolution de la demande à long terme telles qu'elles ont été caractérisées en appui de l'élaboration du Cahier collectif d'acteurs[9] du débat EPR.
    Cette comparaison a pu s'appuyer sur une description détaillée par RTE de ses prévisions par secteur d'activité[10]. Elle fait l'objet de la première partie d'une note élaborée pour le groupe par Enerdata[11], pièce centrale pour la réflexion collective. Cette analyse est complétée par une note produite par négaWatt[12], comparant plus précisément son scénario avec les prévisions RTE ;
  - une mise en perspective des prévisions de RTE par l'analyse des impacts potentiels sur l'offre et la demande de politiques et mesures en rupture avec les tendances décrites par RTE. Cette analyse, conduite par Antoine Bonduelle[13], porte sur quatre exemples significatifs déclinés au niveau national et/ou au niveau de la région Bretagne : marché de certificats d'économie d'énergie, effacements de pointe, poêles à granulés et à bûches, cycles Stirling. Elle peut en partie s'appuyer sur des réponses détaillées fournies par EDF.
- L'analyse de la trajectoire jusqu'en 2015-2020 est prolongée d'une réflexion sur sa cohérence avec les enjeux du long terme, c'est-à-dire à l'horizon 2050. Il ne s'agit pas ici de statuer sur la « soutenabilité » des trajectoires du bilan RTE en tant que telles, mais d'analyser leur écart, et leur éventuelle incompatibilité, avec les quelques trajectoires aujourd'hui identifiées comme susceptibles de répondre à l'objectif de long terme qu'est le « facteur 4 » sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre[14].

  Cette réflexion fait l'objet de la seconde partie de la note d'Enerdata, sur laquelle EDF, la DGEMP et négaWatt notamment ont apporté des commentaires contradictoires. Dans sa contribution négaWatt analyse plus avant l'écart susceptible de se dessiner à l'horizon 2050 entre son scénario et des projections réalisées par négaWatt à partir des valeurs de demande en 2020 de RTE[15].

---

9. Enerdata, *« Eclairages sur la demande électrique à l'horizon 2050 »*, Annexe 1, in *Cahier collectif d'acteurs – EPR et choix de société*, document préparatoire au Débat public EPR « tête de série » centrale électronucléaire Flamanville 3, juin 2005.
10. RTE, *« Récapitulatif des hypothèses sous-jacentes aux prévisions de consommation du Bilan Prévisionnel de RTE »*, document de travail, 22 décembre 2005.
11. B. Chateau (Enerdata), *« Analyse comparative du Bilan Prévisionnel RTE 2020 »*, note provisoire, 20 janvier 2006. Cette note a fait l'objet de commentaires apportés notamment par la DGEMP, EDF et négaWatt, qu'elle a en partie intégrés.
12. Th. Salomon, O. Sidler (négaWatt), *« Note comparative entre les bilans prévisionnels RTE et le scénario négaWatt 2006 »*, note de travail, 20 février 2006. Cette note intègre in fine l'ensemble des éléments transmis au Groupe dans plusieurs documents de travail par négaWatt (en particulier une première *« Note explicative et méthodologique sur le scénario négaWatt »* du 16 janvier 2006 puis une première partie de la *« Note comparative entre les bilans prévisionnels RTE et le scénario négaWatt »* du 29 janvier 2006).
13. A. Bonduelle (E&E Consultant), *« Discussion des projections, des ruptures possibles – Critique des projections RTE »*, document de travail, 15 février 2006.
14. Il faut souligner ici plusieurs limites à l'exercice :
    - d'abord, le « facteur 4 » n'est pas la seule contrainte à prendre en compte à long terme ; d'autres impératifs tels que la pénurie de ressources fossiles doivent être pris en compte également ;
    - ensuite, les scénarios prospectifs à considérer dans ce domaine sont des scénarios énergétiques, où l'électricité – donc la partie comparable avec le bilan prévisionnel RTE – n'est qu'une partie plus ou moins importante ;
    - enfin, les trajectoires soutenables en terme énergétique ne sauraient se limiter aux scénarios « facteur 4 » disponibles à ce jour en France pour établir cette comparaison.
15. RTE mentionne explicitement sur ce point qu'il ne valide pas les projections de ses scénarios au-delà de 2020 telles qu'elles ont pu être réalisées par négaWatt.

3. La définition du cadre prospectif

Les réflexions menées par le Groupe de travail ont établi une distinction claire entre une préoccupation de sécurité à court-moyen terme, dans laquelle s'inscrit le Bilan prévisionnel RTE, et un éclairage plus ouvert des stratégies énergétiques par rapport à des objectifs plus lointains – tout en pointant la nécessité d'une cohérence entre ces deux niveaux.

Sans que le Groupe consacre à cette question une analyse spécifique, cette cohérence a été discutée sous différents angles au cours des échanges. Les constats et interrogations qui en émergent ont été résumés par Yves Marignac.

Cette articulation entre l'enchaînement de bilans prévisionnels de court-moyen terme et la mise en œuvre de trajectoires de long terme ouvre la question de l'élaboration et du choix de ces trajectoires. Bien que cette question s'éloigne du cahier des charges du groupe de travail, celui-ci a jugé nécessaire d'approfondir la réflexion en s'accordant sur le caractère crucial de ce point de méthode.

Ce problème est analysé dans une note de Pierre Radanne[16], qui a fait l'objet d'un large consensus dans le groupe de travail. Celle-ci pointe notamment la nécessité de précéder les choix d'équipements de choix de stratégie énergétique qui doivent s'inscrire dans une vision claire et débattue du long terme. La note insiste sur la qualité de la prospective nécessaire à ces choix, et constate les manques actuels en matière de diversité des visions de l'avenir et de méthodologie pour les construire.

4. La prise en compte de la problématique régionale de la Bretagne

La dimension régionale était dès l'origine, notamment dans les demandes exprimées dans le débat sur la ligne THT, partie intégrante du champ de réflexion.

L'intention du groupe de travail, en liaison avec les acteurs institutionnels bretons qui en sont membres, était au départ de développer sur le niveau régional une réflexion parallèle à la réflexion menée au niveau national. Il est toutefois progressivement apparu que cette ambition n'était pas tenable, du fait du degré d'avancement moindre des réflexions menées par les instances régionales par rapport aux exercices nationaux.

Ainsi, la concertation engagée par la Région ou l'exercice de schéma de développement du réseau régional viennent seulement de s'ouvrir pour rendre leurs conclusions dans plusieurs mois.

Les travaux du groupe de travail ont cependant permis des apports à la réflexion qui doit se poursuivre :

- Les échanges ont bien sûr confirmé la situation spécifique de la Bretagne[17] en terme d'équilibre offre-demande, traduite par un caractère d'urgence sur la sécurité d'approvisionnement que l'on ne retrouve pas au niveau national ;
- Au niveau du cadrage des exercices de prévision et de prospective à l'échelle de la région, un premier rapprochement a pu être effectué entre les chiffres détaillés des prévisions sectorielles pour la région Ouest donnés par RTE[18] et les données tirées de l'étude de programmation énergétique réalisée par la Région et l'ADEME[19]. Ces écarts ont été analysés dans une note conjointe des membres bretons du groupe de travail[20] ;

16. P. Radanne, *« Facteurs à prendre en compte dans la réflexion prospective »*, note à la Commission particulière du débat public EPR, 18 janvier 2006.

17. Le groupe de travail a notamment pu s'appuyer sur une note établie par la DRIRE-Bretagne, *« Problématique de l'énergie en Bretagne »*, 7 décembre 2005.

18. RTE, *« Récapitulatif des hypothèses sous-jacentes aux prévisions de consommation du Bilan Prévisionnel de RTE Région Ouest »*, document de travail, 16 janvier 2006.

19. *Etude pour une programmation énergétique régionale en Bretagne*, octobre 2005.

20. Conseil régional de Bretagne, Délégation régionale de l'ADEME, DRIRE-Bretagne, *« Contribution technique à l'analyse pluraliste du bilan prévisionnel de RTE »*, note de travail, 27 janvier 2006. Note rédigée par Anicette Paisant-Beasse, Chef de la Division énergie, DRIRE-Bretagne, Yvon Basset, Délégué régional adjoint, ADEME Bretagne, et Ferdinand Costes, Chef de la mission énergie, Conseil régional de Bretagne.

- Les discussions ont mis en évidence le rôle d'animateur que la Région peut jouer dans une déclinaison régionale de la politique énergétique nationale, et ouvert la réflexion sur les conditions de cette animation. En particulier, la question se pose de savoir dans quelle mesure les projets de réacteur EPR et de ligne THT associée, en n'apportant pas de réponse spécifique au problème de sécurité d'alimentation électrique de la région (ou une réponse partielle, qui en tout cas n'est pas leur objectif premier), augmentent ou au contraire réduisent les marges de manœuvre de la Région Bretagne dans sa démarche.

PARTIE 1 L'EXERCICE PREVISIONNEL OFFRE-DEMANDE DANS LE PROCESSUS DE DECISION

Note : Cette partie propose une synthèse des clarifications apportées par le Groupe de travail sur le cadre législatif du processus de décision, à partir de notes de la **DGEMP** réorganisées par le rapporteur.

Les réflexions du Groupe de travail ont, parallèlement à l'analyse des prévisions établies dans son bilan par RTE, porté sur les processus de décision où ces prévisions s'insèrent. Il est apparu en effet essentiel de situer la discussion des prévisions dans le contexte plus général de la formation des orientations de politique énergétique.

On expose ici les clarifications apportées sur la place du Bilan prévisionnel RTE dans le processus de décision sur les orientations et les équipements du secteur électrique en France. On précise notamment son articulation avec la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité, et la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE), tout en spécifiant l'utilisation que les différents acteurs du secteur électrique font de ces outils en fonction de leurs responsabilités respectives.

A. Le Bilan prévisionnel RTE dans le processus de décision

Note : Les explications présentées dans cette section sont tirées des notes transmises au Groupe de travail par la **DGEMP**. DGEMP

La demande d'expertise complémentaire du Bilan prévisionnel publié en octobre 2005 par RTE était explicitement motivée par le rôle supposé essentiel de ce document dans les décisions d'orientation de politique énergétique. Ainsi négaWatt, formulant cette demande lors de la réunion publique du 16 novembre à Rennes, estimait que *« ce bilan RTE joue un rôle central : il forme, selon la loi sur l'électricité de février 2000, la base de la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) qui elle-même fonde les orientations de la loi sur l'énergie adoptée en juillet 2005 – et qui recommande la construction de l'EPR. »*

Les travaux du groupe, s'appuyant notamment sur deux notes d'explication produites par la DGEMP[21], complétées des précisions apportées par EDF et RTE sur leurs responsabilités respectives, ont permis de clarifier la place réelle du Bilan prévisionnel RTE dans le processus d'élaboration de la politique énergétique. Il apparaît nécessaire, au terme de cette analyse, de spécifier :

- l'articulation entre Bilan prévisionnel RTE, Programmation pluriannuelle des investissements et loi sur l'énergie ;
- les responsabilités des différents acteurs (gestionnaire du réseau, opérateurs, pouvoirs publics) et l'utilisation qu'ils font dans ce cadre du Bilan prévisionnel.

1. L'articulation du Bilan prévisionnel RTE avec la PPI

La réalisation du Bilan prévisionnel RTE, et son insertion dans le processus de décision, est établie par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité – et plus précisément son titre II qui traite spécifiquement de la production d'électricité[22].

21. Notes du 14 décembre 2005 et du 23 janvier 2006, *op. cit.*

22. Il est important de rappeler que le Bilan RTE et les autres dispositifs concernant l'électricité ne couvrent qu'un des aspects de la problématique de l'énergie. Certains textes ou outils traitent spécifiquement de ce secteur, d'autres comme la loi sur l'énergie doivent établir une cohérence entre les orientations ainsi fixées pour le secteur électrique et une politique énergétique globale.

Cette loi institue ainsi, dans son article 6, une programmation pluriannuelle des investissements de production électrique par le Gouvernement, dite PPI. Ce dispositif, qui vise à donner à l'Etat des moyens pour assurer un développement du parc de production électrique conforme aux orientations de politique énergétique, s'accompagne d'instruments de régulation :

- le mécanisme de déclaration ou d'autorisation,
- le mécanisme d'appel d'offres,
- le mécanisme de l'obligation d'achat de l'électricité produite pour certaines filières.

La Programmation pluriannuelle des investissements recouvre deux volets : dans un premier temps, elle fait l'objet d'un rapport remis par le Ministre de l'énergie au Parlement ; puis dans un deuxième temps, le Ministre en charge de l'énergie fixe par arrêté des objectifs quantifiés d'évolution du parc de production d'électricité à court et moyen terme.

Le même article 6 précise, à son 3ème alinéa, que *« pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les 2 ans, sous le contrôle de l'Etat, par le gestionnaire du réseau public de transport »*.

Le schéma de services collectifs de l'énergie (SSCE) est une disposition introduite par la loi n° 99-533 du 25 juin 1999 d'orientation pour l'aménagement et le développement durable du territoire (dite LOADT). Il vise notamment à définir des objectifs régionaux *« dans le cadre de la politique nationale de l'énergie »*. Le SSCE a été adopté, ainsi que les sept autres schémas de service collectifs, par le décret n° 2002-560 du 18 avril 2002.

Au terme de la loi, le bilan prévisionnel établi régulièrement par RTE est bien un des fondements de la PPI, mais qui loin de s'élaborer sans concertation avec les pouvoirs publics s'établit au contraire sous le contrôle de ceux-ci. Le rythme fixé pour les deux exercices peut être différent ; en pratique, les travaux du bilan prévisionnel 2005 de RTE ont débuté quelques mois avant ceux de la PPI à paraître en 2006. Un lien est, dans tous les cas, établi sous le contrôle de la DGEMP : en conséquence, au final, les résultats du bilan prévisionnel et de la PPI sont relativement en ligne pour les parties communes aux deux exercices. Toutefois, si les scénarios retenus dans les deux exercices sont semblables, ils conservent des finalités différentes qui conduisent à des analyses distinctes[23].

2. L'articulation de la PPI avec la loi d'orientation sur l'énergie[24]

C'est encore la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui établit la relation entre la Programmation pluriannuelle des investissements et la loi d'orientation sur l'énergie.

Le 1er alinéa du I de l'article 6 de cette loi stipule : *« avant le 31 décembre 2002, une loi d'orientation sur l'énergie exposera les lignes directrices de la programmation pluriannuelle des investissements de production »*. Le 2ème alinéa précise que *« Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. Le premier de ces rapports [PPI] est présenté dans l'année qui suit la promulgation de la présente loi »*.

Ainsi, la loi établit clairement que les orientations de la PPI sont subordonnées aux orientations fixées par la loi d'orientation sur l'énergie, et non l'inverse. Ceci apparaît être un processus naturel. Elle a cependant instauré une exception pour la première PPI, dont le Parlement avait souhaité une parution rapide, avant une loi d'orientation sur l'énergie, pour que l'ensemble des mécanismes reposant sur la PPI puisse être mis en place (notamment l'arrêté PPI, nécessaire au lancement d'éventuels appels d'offre).

---

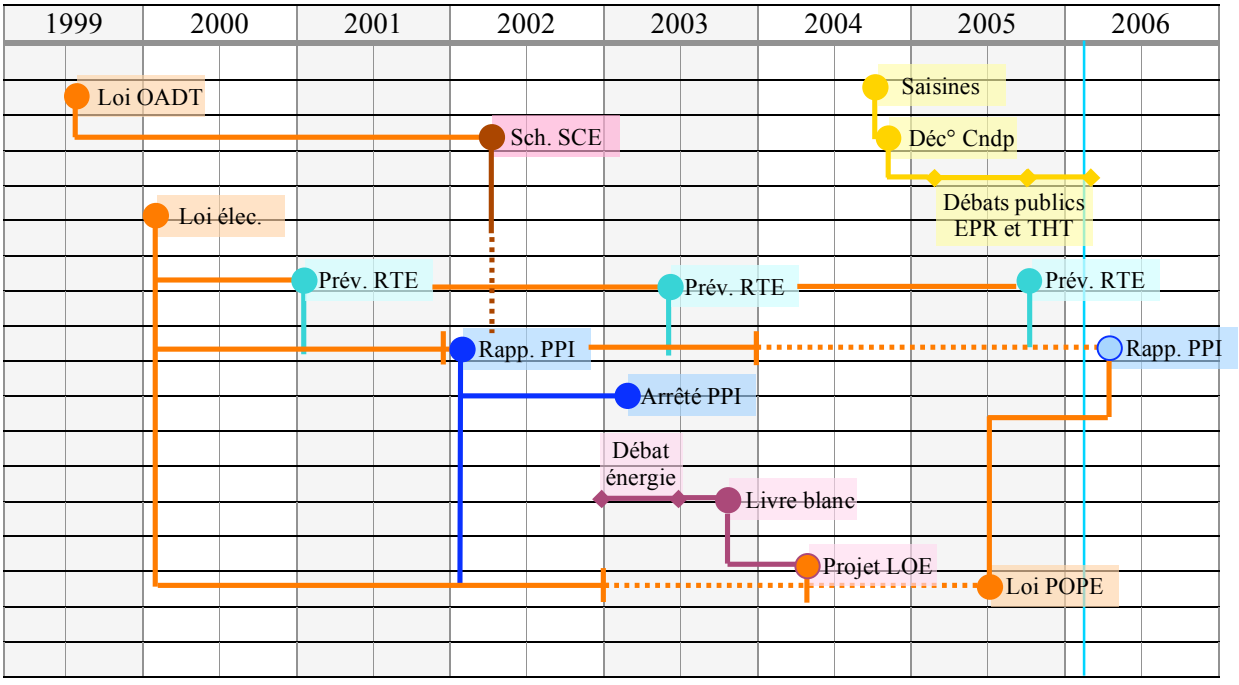
23. Notamment, les scénarios centraux retenus parmi les différentes prévisions envisagées peuvent être différents, de même que les conclusions qui en sont tirées en termes de moyens de production nécessaires.

24. Cette « loi d'orientation sur l'énergie », prévue par la loi du 10 février 2000, est la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

3. Le calendrier de réalisation

L'articulation des différents éléments prévus par la loi de février 2000 a globalement été respectée, malgré les glissements intervenus dans le calendrier de réalisation[25], dont les principaux éléments sont rappelés dans la Figure 1 (sur laquelle sont également figurées, pour les situer par rapport à ce processus, les principales étapes des débats publics EPR et THT en cours).

Fig. 1 Enchaînement du processus de décision autour du Bilan prévisionnel RTE



Source : WISE-Paris pour le Groupe de travail, 2006

Depuis l'entrée en vigueur de la loi de février 2000, RTE a conformément à cette loi produit successivement trois bilans prévisionnels, en janvier 2001, juin 2003 et octobre 2005.

Prévu dans l'année suivant la promulgation de la loi de février 2000, le premier rapport PPI a été remis au Parlement le 29 janvier 2002. Il est à noter que si ce rapport PPI pouvait s'appuyer sur le premier bilan prévisionnel RTE, il n'a pas pu s'articuler avec les éléments finaux du schéma de services collectifs de l'énergie (développé en application de la LOADT), définitivement adopté en avril 2002. Ce premier rapport PPI a été suivi d'un arrêté du 7 mars 2003. Celui-ci n'a établi des objectifs qu'à l'horizon 2007, reportant explicitement les orientations pour le nucléaire à la loi d'orientation sur l'énergie et donc à la PPI qui doit la suivre.

Il était prévu dans la loi du 10 février 2000 que cette loi d'orientation sur l'énergie soit adoptée avant fin 2002. La première PPI issue de cette loi devait intervenir avant fin 2003.

Cette loi, devenue entre temps loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (ou loi POPE), a finalement été adoptée le 13 juillet 2005 au terme d'un long processus entamé début 2003 : un débat national sur l'énergie a ainsi préparé un Livre blanc sur l'énergie, contenant un avant-projet de loi soumis à concertation ; le Gouvernement a finalement présenté le 5 mai 2004 un projet de loi, dont l'examen parlementaire s'est étendu, en plusieurs étapes, sur plus d'une année.

La loi POPE ainsi promulguée (n° 2005-781) fixe donc les orientations de la nouvelle PPI, dont la publication est prévue au cours du printemps 2006.

25. Des appréciations contradictoires sont d'ailleurs portées sur le rythme d'exécution de ce calendrier : ainsi la loi POPE du 13 juillet 2005 est considérée par certains côtés comme ayant été adoptée trop tard (par rapport à la loi de 2000), et par d'autres trop tôt (par rapport au débat public sur l'EPR).

B. L'utilisation du Bilan prévisionnel RTE par les acteurs de la décision

Note : Les explications présentées dans cette section sont tirées des notes transmises au Groupe de travail par la **DGEMP**.

DGEMP

Conformément à la loi du 10 février 2000, le bilan prévisionnel RTE et la Programmation pluriannuelle des investissements s'articulent entre eux tout en obéissant à des objectifs différents. Ces deux exercices se développent dans le cadre de la politique énergétique nationale fixée par la loi POPE du 13 juillet 2005. Ce sont des outils dont les acteurs (pouvoirs publics, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, opérateurs) se saisissent en fonction de leurs responsabilités, elles aussi bien distinctes.

• RTE établit le bilan prévisionnel avec un rôle d'alerte :

Le bilan prévisionnel de RTE relève exclusivement d'une problématique de sécurité d'approvisionnement et joue, à ce titre, un rôle d'alerte : il s'agit d'établir des prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays puis de confronter ces prévisions avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production.

L'objectif est pour RTE dans sa mission de sécurité du réseau de transport, en concertation avec les pouvoirs publics qui en ont la responsabilité, de pouvoir *« identifier les moyens de production électriques supplémentaires à mettre en service dans les années à venir pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique sur le territoire français »*. Cette prévision, basée sur l'observation des tendances, intègre dans ses projections les moyens de réalisation des objectifs fixés par la PPI.

Trois facteurs expliquent la position privilégiée de RTE pour réaliser ce bilan prévisionnel :

- les compétences techniques et l'accès aux très nombreuses données nécessaires à l'analyse de l'équilibre offre-demande sont très spécifiques et conduisent l'Etat à s'appuyer sur un acteur directement impliquer dans la gestion du système électrique pour en établir la prévision ;
- dans un marché de l'électricité désormais ouvert, seul le gestionnaire du réseau de transport conserve une vision exhaustive de la production et de la consommation du système français, vision à laquelle les producteurs d'électricité n'ont plus accès ;
- enfin, la loi du 10 février 2000 met RTE en position de neutralité vis-à-vis des acteurs du système électrique et lui impose des obligations de non-discrimination et de respect de la confidentialité des données auxquelles il a accès.

• Le Ministre de l'industrie établit la PPI avec une mission d'objectifs :

La PPI est la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle doit permettre de vérifier la mise en ligne des objectifs de politique énergétique nationale au niveau du secteur électrique. Ces objectifs ont été fixés par la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

La vocation de la PPI dépasse donc celle du bilan prévisionnel dont l'unique objectif est de déterminer les besoins en puissance permettant de répondre à la croissance de la demande. La PPI prend par exemple en compte les dimensions économiques et environnementales. Ceci se traduit notamment par des choix en matière de filière énergétique (par exemple en matière d'identification des filières renouvelables stratégiques ou de préconisation du recours à des cycles combinés à gaz plutôt qu'à des centrales charbon pour les moyens de semi-base), ce qui n'est pas réalisé dans le bilan prévisionnel.

La PPI constitue la vision qu'ont les pouvoirs publics de l'avenir du secteur électrique pour sa partie production. Elle inclut des mécanismes de régulation pour la réalisation des orientations fixées. Ainsi, elle permet au Gouvernement d'intervenir si nécessaire sur le développement des moyens de production d'électricité. C'est sur la base de l'arrêté PPI que le Ministre chargé de l'énergie peut

décider de lancer un appel d'offres pour des moyens de production électrique[26] (article 8 de la loi du 10 février 2000). Au cas où les capacités installées dépasseraient les objectifs de l'arrêté, le Ministre peut suspendre l'obligation d'achat pour les futures installations de la catégorie concernée voire refuser des installations sur ce fondement (article 7 de la loi du 10 février 2000).

La PPI constitue enfin le document de référence de la politique énergétique française pour le secteur électrique. Elle est donc notamment utilisée par les pouvoirs publics dans leurs relations avec les opérateurs électriques et avec la Commission Européenne. Un exemple permet d'éclairer l'utilisation qui est faite de la PPI : elle sert notamment de base aux négociations pour l'attribution des quotas de CO_2, que ce soit avec les opérateurs électriques ou la Commission Européenne.

• EDF dépose son projet de réacteur EPR avec une stratégie d'opérateur :

Le dossier soumis au débat public par EDF souligne la stratégie industrielle de maintien des compétences et de préparation de l'avenir qui est au cœur du projet de réacteur EPR à Flamanville. L'évaluation de cette stratégie s'inscrit toutefois dans une vision de l'avenir du parc de production électrique français et de l'évolution de la consommation nationale d'électricité – eux-mêmes s'inscrivant dans une évolution du secteur électrique en Europe.

Pour EDF, comme pour tout opérateur du système électrique français, la PPI et le Bilan prévisionnel RTE jouent vis-à-vis de telles décisions stratégiques des rôles distincts.

Le bilan prévisionnel constitue pour tous les acteurs du marché électrique une base technique permettant d'apprécier les besoins en moyens de production au regard de la croissance envisagée de la demande électrique. Il est de ce fait particulièrement utile aux producteurs pour l'optimisation de leurs investissements.

Dans le même temps, leurs choix d'investissements doivent s'inscrire dans le cadre de la réalisation des objectifs de la PPI, et plus largement des orientations fixées par la loi POPE, qui se traduisent par des incitations ou des freins à la mise en service de moyens de production selon les filières de production. À ce titre, le projet d'EDF s'inscrit pleinement dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique qui prévoit la réalisation d'un réacteur EPR de démonstration à Flamanville.

26. L'arrêté du 7 mars 2003 a ainsi permis de lancer trois appels d'offres pour la production électrique d'origine renouvelable : un concernant la production à partir de biomasse (le ministre délégué à l'industrie a délivré en janvier 2005 des autorisations d'exploiter pour 216 MW à partir de biomasse et 16 MW à partir de biogaz), un concernant la production éolienne en mer (105 MW ont été retenus par le ministre délégué à l'industrie en septembre 2005), et un concernant la production éolienne terrestre (près de 300 MW ont eté retenus par le ministre délégué à l'industrie en novembre 2005). Un appel d'offres a également été lancé en Martinique pour une turbine à combustion destinée à satisfaire des besoins de pointe.

PARTIE 2 LES PREVISIONS DU BILAN RTE DANS LE PANORAMA DU COURT-MOYEN TERME

Note : Cette partie rassemble les contributions apportées au Groupe de travail pour l'analyse des prévisions du Bilan prévisionnel RTE au niveau national. Elle est construite successivement sur :

- une description par **RTE** de ses prévisions (complétée par une note en **Annexe 1**) ;
- une comparaison par **Enerdata** de ces prévisions avec un panorama de visions prospectives (visions décrites plus en détail en **Annexe 2**), et des commentaires d'**EDF** sur cette comparaison ;
- une comparaison spécifique par **négaWatt** des prévisions RTE avec son scénario (complétée par des notes techniques en **Annexes 3** et **4** – le scénario lui-même est par ailleurs décrit en **Annexe 8**),· et des commentaires de **RTE** sur cette comparaison ;
- Une analyse par **E&E** de potentiels de rupture sur ces prévisions (complétée en **Annexe 5**),· suivie de commentaires de la **DGEMP** et de commentaires de **RTE** ;
- enfin, une analyse par **E&E** sur les effacements de pointe (complétée en **Annexe 6**),· suivie de commentaires de la **DGEMP**.

Une partie essentielle du travail du Groupe a été consacrée à la discussion, sous divers angles, des hypothèses du Bilan prévisionnel RTE.

Le Bilan prévisionnel de RTE établit des prévisions sur la demande à l'horizon 2020 et des prévisions et préconisations sur l'offre à l'horizon 2015. Les travaux du Groupe de travail se sont essentiellement concentrés sur la partie demande de ces prévisions. Cette priorité est cohérente avec le rôle déterminant prêté à la demande dans les analyses prospectives et son caractère central dans les divergences des scénarios de long terme actuels.

Cette orientation choisie par le Groupe dans les délais qui étaient les siens n'enlève rien à la nécessité d'une discussion aussi approfondie sur le volet offre des prévisions : des divergences importantes sont apparues notamment sur les hypothèses concernant le parc nucléaire bien sûr (à commencer par la contestation, par certains membres du groupe, de la pertinence du projet EPR, dont la réalisation est intégrée par les prévisions de RTE), mais aussi le rythme et le niveau de développement des énergies renouvelables[27]. Dans le cadre de la réflexion prospective menée par le Groupe, cette discussion a toutefois semblé de second ordre par rapport à la discussion sur la demande.

Les travaux du Groupe, qui ont pu s'appuyer sur des informations détaillées sur ses prévisions fournies par RTE, se sont essentiellement développés dans les directions suivantes :

- une analyse comparative, proposée par Bertrand Château (Enerdata), des évolutions prévues par RTE sur la demande avec les points de passage en 2020 de trajectoires envisagées à plus long terme ;
- une confrontation plus poussée, menée par Thierry Salomon et Olivier Sidler pour négaWatt, des prévisions sur la demande du Bilan RTE avec le scénario négaWatt ;
- une discussion, proposée par Antoine Bonduelle (E&E Consultants), de l'impact sur les prévisions de ruptures possibles à court terme, via les instruments de régulation ou la pénétration de certaines technologies, sur l'offre et sur la demande.

Les conclusions à l'horizon 2020 ont été prolongées, notamment par Enerdata et négaWatt, par une réflexion sur l'articulation des trajectoires tracées par les prévisions de RTE à 2020 avec des trajectoires se poursuivant jusqu'en 2050. Cette réflexion est présentée dans le chapitre suivant (Partie 3).

27. Cette discussion est en partie abordée au début de la Partie 4.

A. Récapitulatif des hypothèses sur la demande du Bilan prévisionnel RTE

Note : Cette section reprend une contribution de **RTE** présentant la finalité et les principales hypothèses des scénarios pris en compte dans son bilan prévisionnel.

RTE

Les travaux du Groupe ont pu s'appuyer sur une note fournie par RTE détaillant secteur par secteur les hypothèses sur la demande du Bilan prévisionnel. Cette note est présentée en intégralité dans l'**Annexe 1**. On résume ci-dessous l'origine et les principales caractéristiques de ces prévisions.

RTE fait des prévisions de consommation d'électricité en France afin d'établir un diagnostic sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans les années à venir. Ces prévisions sont publiées dans le Bilan Prévisionnel de RTE, qui sert de base aux pouvoirs publics pour établir la PPI et en particulier, déterminer les besoins en moyens de production d'électricité.

Les prévisions de RTE vont jusqu'en 2020. En ce sens, il ne s'agit pas de « prospective à long terme » permettant d'explorer les futurs possibles mais d'une « prévision à moyen terme » permettant d'éclairer des décisions d'investissements à prendre aujourd'hui.

Pour faire ces prévisions, RTE se fonde d'abord sur une analyse des consommations observées dans le passé, qui sont détaillées par secteur d'activité et par usage de l'électricité. Puis trois scénarios de prévisions jusqu'en 2020 sont construits. Le scénario central R2 sert de référence pour l'analyse de la sécurité d'approvisionnement par RTE.

Les trois scénarios se fondent sur les hypothèses de croissance démographique de l'INSEE et sur les hypothèses de croissance économique du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.

Le scénario le plus haut, appelé R1, est construit essentiellement sur la base des tendances de consommation actuelles ou amorcées. Il se réfère à une activité économique largement fondée sur le développement d'une économie de marché.

Le scénario le plus bas, appelé R3, est construit en prenant en compte un engagement fort en faveur d'une politique environnementale, qui est supposée se traduire par des efforts accrus en matière de maîtrise de la demande d'électricité (MDE).

A titre d'exemple, le scénario R3 prend en compte des réductions significatives de consommations unitaires (c.u.) dans le secteur résidentiel à l'horizon 2020 :

- baisse de 44 % de la c.u. du chauffage dans le neuf, baisse de 22 % dans l'existant,
- baisse de 14 % des c.u. de la climatisation,
- baisse de 29 % des c.u. d'éclairage,
- baisse de l'ordre de 20 % des c.u. des appareils électroménagers.

Toutefois, cette amélioration de l'efficacité énergétique ne suffit pas à compenser la croissance de la consommation résultant de l'accroissement du parc de bâtiments (+21 % dans le tertiaire à l'horizon 2020, +14 % dans le résidentiel) ni l'accroissement probable de nouveaux usages de l'électricité (climatisation par exemple). Le détail des différents effets combinés est présenté en **Annexe 1**, le récapitulatif des scénarios en est donné ci-après.

Tab. 1 Evolution de la demande dans les trois scénarios prévisionnels de RTE

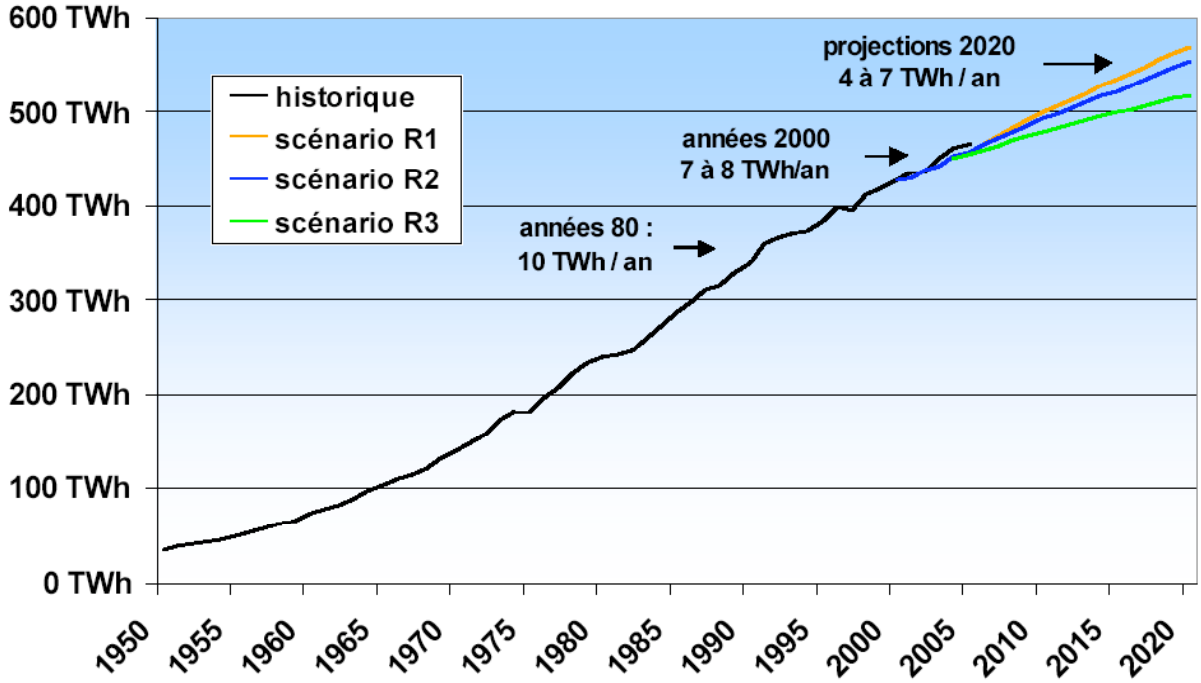
	Energie annuelle[a] (en TWh)			Taux de croissance annuel moyen[b] (TCAM)			
	2004	2010	2020	2002-2010	2010-2020	2002-2010	2010-2020
Scénario R1	468,5	515	569	1,7 %	1,3 %	8 TWh/an	7 TWh/an
Scénario R2		508	552	1,5 %	1,2 %	7 TWh/an	6 TWh/an
Scénario R3		494	518	1,2 %	0,8 %	5 TWh/an	4 TWh/an

a. Energie annuelle à conditions normales.
b. Taux calculés hors baisse de consommation d'Eurodif.

Source : RTE, 2005

La figure suivante met en regard ces différents scénarios par rapport à l'historique de consommation.

Fig. 2 Evolution de la consommation d'électricité en France[a] : 1950-2005 et projections 2020



a. Consommation d'Eurodif exclue.
Historique non corrigé des aléas climatiques.

Source : RTE, 2005

De manière générale, ce schéma montre que la croissance de la consommation d'électricité en France ralentit. De 10 TWh/an dans les années 80, elle s'établit autour de 7 à 8 TWh/an en moyenne sur les cinq dernières années.

Les prévisions construites par RTE prolongent ce ralentissement. De plus, le scénario le plus haut, avec 7 TWh/an entre 2010 et 2020, soit 1,3 % par an, présente une croissance moindre que celle escomptée pour le PIB. Cela signifie que l'intensité énergétique[28] relative à l'électricité diminue, ou encore que l'efficacité énergétique s'améliore.

Dans le scénario R3, le ralentissement de la croissance de la consommation est plus accentué. À l'horizon 2020, elle ne serait plus que de 4 TWh/an. Ainsi que cela est détaillé dans le Bilan Prévisionnel, cela suppose que l'efficacité de la maîtrise de l'électricité (MDE) permette de faire l'économie de 25 TWh par an à l'horizon 2010 et 55 TWh par an à l'horizon 2020.

Ces volumes tout à fait significatifs concernent essentiellement l'amélioration des consommations unitaires dans les usages thermiques et les usages spécifiques des secteurs résidentiels et tertiaires : renforcement de l'isolation des bâtiments, diffusion de l'éclairage basse consommation, appareils électroménagers labellisés, moindre consommation des appareils en veille dans la bureautique, etc.

Pour obtenir ces gains, une politique de MDE volontariste, allant bien au-delà des tendances déjà amorcées, doit être mise en place. Il convient de souligner que l'utilisation des certificats d'économie d'énergie par les fournisseurs d'électricité est l'un des moyens d'une telle politique, et non pas un effet supplémentaire qui viendrait s'ajouter. À ce titre, les objectifs actuels des certificats blancs, exprimés en TWh cumulés et actualisés, sont en deçà des enjeux nécessaires pour atteindre le scénario R3. Ils ne couvrent en effet qu'une très faible partie des 25 puis 55 TWh par an de MDE à réaliser.

28. Intensité énergétique : consommation annuelle d'énergie divisée par le PIB. On peut effectuer ce calcul spécifiquement pour la consommation d'électricité. La diminution de l'intensité énergétique signifie que de moins en moins d'énergie serait nécessaire pour une même production économique.

En conclusion, les scénarios R1 et R2, par leurs hypothèses même, s'inscrivent sensiblement dans les tendances actuelles. Un scénario de type R3, reposant sur une large place faite à la maîtrise de la demande, est sans doute accessible ; mais une telle inflexion apparaît encore très incertaine. RTE considère aujourd'hui que s'appuyer sur un tel scénario, voire sur des scénarios encore plus ambitieux, ne répondrait pas à sa mission de surveillance et de maintien de la sécurité d'alimentation du système électrique français.

B. Analyse comparative du Bilan prévisionnel RTE avec les visions sur la demande

Note : Cette section reprend la première partie de la contribution de Bertrand Chateau (**Enerdata**) au Groupe de travail. La seconde partie de son analyse est présentée dans la Partie 3 du rapport. **Enerdata**

La discussion sur les prévisions présentées par RTE, vis-à-vis d'efforts attendus par certains acteurs du débat sur les consommations d'électricité, conduit naturellement à comparer ces prévisions à 2020 avec le point de passage au même horizon des trajectoires débattues à plus long terme.

1. Les scénarios considérés dans l'analyse comparative

Dans le cadre du débat public sur le projet de réacteur EPR « tête de série » à Flamanville, un travail de cadrage des analyses actuelles sur l'évolution à long terme de la demande électrique en France a été demandé à Enerdata. Cette note de cadrage, reprise en **Annexe 2**, regroupe les analyses en quatre « visions » de la demande électrique à 2050. Ces « visions » ont été établies sur la base des grands exercices de prospective énergétique menés ces dernières années :

- Rapport « Charpin-Dessus-Pellat » sur l'économie du nucléaire à 2050 (2000),
- Scénarios « tendanciel » DGEMP (2004) et « facteur 4 » DGEMP-Observatoire de l'énergie (2005),
- Scénario négaWatt (première édition en 2003, actualisé en 2006),
- Scénarios de la 4ème Communication nationale.

Ces « visions » n'ayant pas pour objet de se substituer à des analyses prospectives fines mais de synthétiser les principaux enseignements des études prospectives menées par ailleurs, elles ne peuvent servir de base par elles-mêmes à une analyse comparative précise du bilan prévisionnel de RTE. Il faut pour cela revenir aux études prospectives d'origine, dont les hypothèses économiques et techniques peuvent être effectivement comparées à celles retenues par RTE.

2. Les hypothèses socio-économiques de base

La comparaison des hypothèses de base a été volontairement limitée aux variables directrices fondamentales des besoins, population et croissance économique.

Tab. 2 Comparaison des hypothèses de croissance de la population et de l'économie

Exercices[a]	C-D-P		RTE			DGEMP		négaWatt	
	S2	S3	R3	R2	R1	Tend.	Fact4	Tend.	négW
Population 2020 (millions)	63,5	63,5	62,7	62,7	62,7	64,8	64,8	62,7	62,7
PIB (produit intérieur brut)	1997-2020 2,3 % par an		2002-2020 2,3 % par an			2001-2020 2,3 % par an		Pas d'hypothèse	

a. Respectivement : C-D-P : Rapport « Charpin-Dessus-Pellat » (2000) ; RTE : Bilan prévisionnel (2005) ; DGEMP : scénario tendanciel de l'Observatoire de l'énergie (2003), scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005) ; négaWatt : scénario nW-2006 (2005).

Source : Enerdata, 2006

Cette comparaison aboutit aux constats suivants :

- il y a une forte convergence des hypothèses macro-économiques entre tous les scénarios à l'horizon 2020, à l'exception de négaWatt qui ne se prononce pas sur ce sujet, contestant sa pertinence au regard de l'évolution des besoins d'électricité[29] ;
- il y a une forte convergence des hypothèses démographiques entre les scénarios, hormis les scénarios DGEMP qui sont plus élevés, conformément à la révision à la hausse des projections de l'INSEE ;
- en conséquence, il ne semble pas y avoir de divergence significative sur l'appréciation des besoins fondamentaux entre tous les scénarios.

3. Résultats bruts sur les projections 2020

Les projections rassemblées dans le tableau ci-dessous permettent de comparer les niveaux atteints en 2020 dans les différents scénarios étudiés, et dans les « visions » attachées au cahier collectif d'acteurs, pour les rubriques suivantes :

- consommation finale,
- consommation nationale (consommation finale + pertes de transport/distribution + consommation du secteur énergie[30]),
- demande totale (consommation nationale + pompage = production nette aux bornes des centrales, hors importations/exportations).

Figurent également dans ce tableau les hypothèses retenues sur la production diffuse (décentralisée): la différence entre la demande totale et la production diffuse est la demande adressée au réseau gravitaire.

Pour certains scénarios, on indique également la consommation finale d'électricité pour les usages captifs et les usages thermiques des secteurs résidentiel et tertiaire, afin de mesurer l'influence du taux de pénétration de l'électricité dans ces usages sur la consommation finale d'électricité projetée.

Enfin, partout où cela était possible, on a indiqué également la répartition sectorielle de la consommation finale d'électricité.

29. Pour une explication de cette opposition méthodologique, voir la note de méthodologie du scénario négaWatt présentée en Annexe 4.

30. Par convention de la comptabilité énergétique, la ligne énergie comprend les usages internes de la branche énergie, hors consommation des auxiliaires des centrales et hors pompages. Il s'agit donc essentiellement :
- de l'électricité consommée pour l'enrichissement de l'uranium à Eurodif (de l'ordre de 15 à 20 TWh avec la technologie de diffusion gazeuse actuelle, 2 TWh en 2020 après le passage projeté à la technologie de centrifugation),
- de la consommation des raffineries (environ 4 TWh en 2004),
- de celle des cokeries et des usines à gaz (environ 5 TWh en 2004).
Le changement de technologie d'Eurodif conduirait à une valeur de 11 TWh par an, qui compte-tenu d'une croissance attendue de l'activité de la branche énergie, notamment des raffineries, conduit à une tendance de 15 TWh en 2020.

Tab. 3 Projections de demande électrique à 2020, résultats bruts

Exercices[a]	C-D-P		RTE			DGEMP		négaWatt		« Visions »			
TWh	S2	S3	R3	R2	R1	Tend.	Fact4	Tend.	négW	A1	A2	B1	B2
Cons. finale	484	434	466	497	513	534	458	509	391	391	425	479	531
dont Spécifique	n.d.	n.d.	360	387	n.d.	n.d.	349	n.d.	319	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Thermique	n.d.	n.d.	106	110	n.d.	n.d.	109	n.d.	72	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
dont Résidentiel	162	142	151	160	167	204	159	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Transports	20	23	17	14	14	14	16	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Autres	302	269	298	323	332	316	282	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Industrie	*n.d.*	*n.d.*	*162*	*174*	*177*	*179*	*162*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*
Tertiaire	*n.d.*	*n.d.*	*135*	*149*	*155*	*134*	*118*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*
Autres	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*2*	*2*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*
Energie	17	17	18	18	18	15	15	n.d.	n.d.	n.d.	17	17	15
Pertes réseau	42	37	34	37	38	46	39	n.d.	n.d.	n.d.	37	41	46
Cons. nationale	543	488	518	552	569	594	512	n.d.	n.d.	n.d.	479	537	592
Pompage	8	6	8	8	8	8	7	n.d.	n.d.	n.d.	6	8	8
Total demande	551	494	526	560	577	602	519	571	425	425	485	545	600
Décentralisé	15	40	29-38	29-38	29-38	15	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	40	15	15

a. Respectivement : C-D-P : Rapport « Charpin-Dessus-Pellat » (2000) ; RTE : Bilan prévisionnel (2005) ; DGEMP : scénario tendanciel de l'Observatoire de l'énergie (2003), scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005) ; négaWatt : scénario nW-2006 (2005) ; « Visions » : note Enerdata pour le Cahier collectif d'acteurs, débat public EPR (2005).

Source : Enerdata, 2006

On peut faire sur ces résultats les commentaires suivants.

On constate une assez forte convergence des projections de demande totale associées aux scénarios « business as usual » entre tous les exercices de prospective, dans une fourchette 550-600 TWh en 2020 (soit moins de10 % d'écart entre les extrêmes). Les scénarios R1 et R2 de RTE (le scénario R2 est le scénario de référence de RTE) se situent bien dans cette fourchette.

On constate également une forte convergence entre les exercices de prospective, hormis négaWatt, sur l'appréciation des possibilités de maîtriser la hausse de la demande électrique par des actions de nature technique d'ici 2020, dans une fourchette 495-520 TWh (<5 %). Le scénario R3 de RTE se situe également dans cette fourchette.

Le scénario négaWatt propose une vision basse de la demande électrique beaucoup plus radicale : 425 TWh en 2020 (20 % plus basse que la fourchette basse ci-dessus), qui s'explique par deux phénomènes :

- une moindre pénétration de l'électricité dans les usages thermiques résidentiels et tertiaires (34 TWh de moins que le scénario R3 de RTE : 19 TWh de moins dans le résidentiel, 15 TWh de moins dans le tertiaire)
- une forte inflexion des comportements dans le sens de la sobriété, dont l'impact est évalué en première instance à 48 TWh en 2020.

La modification des comportements dans le sens de la sobriété est selon certains acteurs une composante inéluctable des transformations à accomplir dans la perspective du facteur 4. Elle va naturellement bien au-delà de l'électricité, mais elle l'intègre nécessairement.

Il est manifeste que tous les scénarios de forte maîtrise de la demande électrique, hormis négaWatt, ne se sont penchés que sur les aspects techniques de la maîtrise de la demande, et non sur les inflexions de comportement.

Pour autant, définir et mesurer spécifiquement la sobriété, en particulier par rapport aux gains techniques d'efficacité, comme le fait négaWatt, n'est pas chose facile. Trois difficultés apparaissent dans l'interprétation des chiffres de négaWatt :

- l'absence d'hypothèse sur la croissance économique ne permet pas de discerner clairement ce qui relève de l'effet revenu et ce qui relève réellement des modifications de comportement,
- l'absence d'indication claire sur la ligne de partage entre modification réelle de comportement et gains technique d'efficacité par développement d'équipements relais de comportements économes,
- l'absence d'une délimitation précise du champ et de l'ampleur des modifications réelles de comportement à 2020.

Ces difficultés de lecture du chiffre avancé par négaWatt sur l'impact de la sobriété, rendent son utilisation dans l'analyse critique du bilan prévisionnel RTE problématique, d'autant qu'elle se double de divergences d'appréciation sur le poids des inerties sociales et politiques, et du rythme possible des changements de comportement d'ici 2020.

Au-delà de ces difficultés, il convient de rappeler que le bilan prévisionnel RTE et le scénario négaWatt sont construits selon deux logiques entièrement différentes :

- logique exploratoire « balistique » dans le cas de RTE, sans questionnement sur le modèle social (comme tous les autres exercices de prospective, hormis le scénario facteur 4 DGEMP-OE 2005),
- logique normative téléologique (back-casting) dans le cas de négaWatt.

Une analyse plus détaillée des écarts entre les prévisions du Bilan prévisionnel RTE et le scénario proposé par négaWatt est présentée par négaWatt dans la section suivante et dans la Partie 4 du rapport. Il faut toutefois noter que la présentation tardive de cette analyse détaillée n'a pas permis, dans le cadre du Groupe de travail, une discussion approfondie des sources d'écart existantes et des leviers qui devraient être mis en œuvre pour passer le cas échéant d'une trajectoire à une autre.

4. Éclairages complémentaires sur des résultats corrigés

Les résultats bruts montrent certaines divergences d'appréciation des pertes de transport/distribution en 2020, pour des niveaux de consommation finale comparable. Ces divergences s'expliquent en partie par le développement de la production diffuse, mais surtout par la complexité technique de l'évaluation des pertes.

Il faut donc « épurer » la comparaison des résultats sur la demande totale des biais dus aux pertes de transport/distribution. Pour cela, on a recalculé les demandes totales pour tous les scénarios en utilisant les taux de pertes de RTE pour les niveaux de consommation voisins (rappelons que la répartition sectorielle de la consommation finale est très voisine entre les exercices prospectifs, pour des niveaux de consommation finale voisins, et que cela n'induit donc pas de différence sur les pertes).

Tab. 4 Projections de demande électrique à 2020, résultats redressés avec les taux de perte de RTE

Exercices[a]	C-D-P		RTE			DGEMP		négaWatt		« Visions »			
TWh	S2	S3	R3	R2	R1	Tend.	Fact4	Tend.	négW	A1	A2	B1	B2
Cons. finale	484	434	466	497	513	534	458	509	391	391	430	483	534
Énergie	18	18	18	18	18	18	18	0	0	n.d.	18	18	18
Pertes réseau	36	32	34	37	38	40	33	0	0	n.d.	31	36	40
Cons. nationale	538	484	518	552	569	597	509	0	0	n.d.	479	537	592
Pompage	8	6	8	8	8	8	7	0	0	n.d.	6	8	8
Total demande	546	490	526	560	577	605	516	571	425	425	485	545	600
Décentralisé	40	40	29-38	29-38	29-38	0	0	0	0	n.d.	40	15	15

a. Respectivement : C-D-P : Rapport « Charpin-Dessus-Pellat » (2000) ; RTE : Bilan prévisionnel (2005) ; DGEMP : scénario tendanciel de l'Observatoire de l'énergie (2003), scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005) ; négaWatt : scénario nW-2006 (2005) ; « Visions » : note Enerdata pour le Cahier collectif d'acteurs, débat public EPR (2005).

Source : Enerdata, 2006

On constate d'abord que ce redressement ne remet pas en cause les commentaires précédents.

Les différents scénarios sont construits sur des années de base différentes, et les chiffres utilisés pour mesurer les consommations prennent en compte à des degrés divers l'influence des aléas climatiques. Pour rendre la comparaison entre ces scénarios plus rigoureuse, il est préférable de la faire porter sur les accroissements annuels moyens entre les années de base et 2020, plutôt que sur les niveaux absolus 2020. C'est l'objet du tableau ci-dessous.

Tab. 5 Accroissements annuels moyens de la demande électrique totale à 2020 : résultats redressés

Exercices[a]	C-D-P		RTE			DGEMP		négaWatt	
	S2	S3	R3	R2	R1	Tend.	Fact4	Tend.	négW
Période	1995-2020		2004-2020			2000-2020		2000-2020	
Total demande (TWh/an)	5,8	3,6	3,1	5,2	6,3	7,9	3,4	6,1	-1,2

a. Respectivement : C-D-P : Rapport « Charpin-Dessus-Pellat » (2000) ; RTE : Bilan prévisionnel (2005) ; DGEMP : scénario tendanciel de l'Observatoire de l'énergie (2003), scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005) ; négaWatt : scénario nW-2006 (2005).

Source : Enerdata, 2006

Ce tableau amène à compléter les premières conclusions tirées plus haut :

- il confirme bien la convergence entre les scénarios de type « business as usual » (BAU) d'un côté, où l'accroissement annuel moyen est de 6 TWh / an environ (8 TWh /an en moyenne sur les 10 dernières années), et la convergence entre les scénarios de maîtrise de la demande de l'autre (hormis négaWatt), où l'accroissement annuel moyen est de 3,5 TWh / an environ ;
- il montre aussi que le scénario tendanciel DGEMP, avec 7,9 TWh / an est dans le strict prolongement du trend historique, sans inflexion[31], ce qui le singularise par rapport à tous les autres ;
- il montre enfin que négaWatt envisage qu'une rupture complète de tendance est possible, avec une décroissance voisine de 1 TWh / an en moyenne entre 2000 et 2020.

31. Le maintien du même rythme moyen d'accroissement de la consommation en valeur absolue correspond cependant à un ralentissement du taux de croissance.

5. Commentaires sur les résultats comparés

Note : L'analyse proposée par Bertrand Chateau a suscité des commentaires d'**EDF** dont la première partie, concernant l'écart à 2020 entre le scénario négaWatt et les autres « visions », est présentée ici. **EDF**

La première partie de la note d'Enerdata procède à une comparaison, à l'horizon 2020, des scénarios de demande électrique du Bilan prévisionnel RTE et des scénarios à la base des principaux exercices de prospective énergétique de ces dernières années.

EDF note tout d'abord que la comparaison, très détaillée et chiffrée, fait apparaître que les scénarios du Bilan prévisionnel RTE sont tout à fait convergents avec les scénarios de projections de demande électrique réalisés pour les exercices Charpin-Dessus-Pellat et DGEMP (étude facteur 4), dans une fourchette entre 520 TWh et 580 TWh en 2020, ainsi qu'avec les projections des visions du Cahier collectif d'acteurs pour les scénarios A2, B1 et B2.

Seul le scénario négaWatt, qui correspond au scénario A1 du Cahier collectif d'acteurs, affiche une projection de demande électrique en 2020 beaucoup plus basse, de 425 TWh, inférieure de près de 100 TWh par rapport au bas de la fourchette indiquée.

La note Enerdata indique que cet écart provient, à peu près à parts égales, d'une pénétration moindre de l'électricité dans les usages tant résidentiels que tertiaires et d'une forte inflexion des comportements dans le sens de la sobriété.

Toutefois, la note indique que l'absence d'hypothèse sur la croissance économique retenue, l'absence d'éléments précis et chiffrés sur les gains techniques d'efficacité, et l'absence d'éléments explicatifs sur la nature précise et l'ampleur attendue des modifications de comportement des consommateurs, rendent l'utilisation du scénario négaWatt problématique dans une analyse critique du Bilan prévisionnel RTE.

EDF partage cet avis et regrette l'arrivée tardive d'une « granulométrie » suffisante du scénario négaWatt pour juger de sa pertinence dans le cadre des travaux du Groupe.

C. Confrontation du Bilan prévisionnel RTE au scénario négaWatt

Note : Au-delà de l'analyse proposée par Bertrand Chateau (Enerdata), une comparaison plus détaillée a été menée avec son propre scénario par **négaWatt**. Elle est reprise ci-dessous et dans la Partie 3. **négaWatt**

1. Référence des comparaisons

Le travail prospectif réalisé par l'association négaWatt en 2003, puis révisé fin 2005 et début 2006, a conduit à construire 2 scénarios :

- un scénario dénommé « tendanciel » qui, dans ses grandes lignes, prolonge les tendances des années précédentes.
- un scénario dénommé « négawatt », fondé sur un recours volontariste à la sobriété énergétique, à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables.

Une note méthodologique sur le scénario négaWatt est présentée en **Annexe 3** ; les grandes lignes de ce scénario qui porte jusqu'à 2050 sont rappelées en **Annexe 8**.

La présente analyse porte sur la comparaison du scénario négaWatt (et de son scénario tendanciel de référence) avec les trois prévisionnels RTE, tels que décrits dans le document de travail *« Récapitulatif des hypothèses sous-jacentes aux prévisions de consommation du Bilan Prévisionnel de RTE »*

2. Comparaison globale sur 2000-2020

Pour tous ces scénarios les projections de demande intérieure nette, hors exportations et hors autoconsommation des centrales sont les suivantes.

Tab. 6 Evolution de la demande intérieure nette, comparaison RTE / négaWatt

Demande en TWh		2000	2002[a]	2010	2020
Prévisions RTE	**R1**	—	454	515	569
	R2	—	454	508	552
	R3	—	454	494	518
Tendanciel nW		448	*462*	518	570
Scénario nW		448	*451*	464	409

a. En italique, valeurs approchées, le scénario négaWatt ayant son origine en 2000.

Source : négaWatt, 2006

Le point de départ est quasi-identique, l'écart pouvant s'expliquer par la prise en compte ou non des variations saisonnières climatiques.

Le « tendanciel négaWatt », qui poursuit les tendances des années précédentes, est très proche du prévisionnel R1 sur toute la période.

Le « scénario négaWatt » repose sur l'hypothèse d'un démarrage très rapide, *dès début 2006*, à travers un certain nombre de mesures, d'ordre essentiellement réglementaires, qui peuvent être mises en application sans attendre[32]. Sur la base de cette hypothèse, le niveau de production intérieure nette en 2010 est de 464 TWh. Il est supérieur de 13 TWh au niveau de 2002 du fait de l'inertie des actions sur la demande, mais inférieur de 30 TWh au prévisionnel R3 : la croissance de la consommation d'énergie électrique n'est donc pas encore contenue en 2010, mais l'inflexion est nette, même par rapport au prévisionnel RTE le plus « environnemental ». Entre 2010 et 2020 s'opère une baisse, puis une stabilisation de la consommation d'électricité.

Par ailleurs les prévisionnels RTE ne tiennent pas compte des pertes par autoconsommation des centrales, de l'ordre de 24 TWh/an. Or une analyse énergétique visant une évaluation des énergies primaires et des impacts environnementaux doit les intégrer, ce qui a été calculé dans le cadre du scénario négaWatt.

Pour comparer les productions brutes, il a été tenu compte sur R1, R2 et R3 d'un coefficient de 6 % de pertes par autoconsommation des centrales.

Hors exportations, mais avec autoconsommation, les projections de demande intérieure **brute**, sont alors les suivantes.

Tab. 7 Evolution de la demande intérieure brute, comparaison RTE / négaWatt

Demande en TWh		2000	2002	2010	2020
Prévisions RTE	**R1**	—	481	546	603
	R2	—	481	538	585
	R3	—	481	524	549
Tendanciel nW		472	*487*	545	600
Scénario nW		472	*477*	494	447
dont part couverte par ENR[a]		76	*76*	101	150

a. Consommation brute d'électricité couverte par des productions en énergies renouvelables dans le scénario négaWatt.

Source : négaWatt, 2006

32. Comme par exemple, à titre de mesures rapides, sans coût de mise en œuvre important pour la collectivité : contrôle effectif des températures intérieures de chauffage, limitation des éclairages collectifs inutiles, suppression de la vente de certains appareillages dont les veilles sont trop élevées, vérification de l'asservissement des circulateurs de chaudière…

L'écart sur la demande intérieure brute entre le scénario le plus bas (R3) et le scénario nW est donc de 102 TWh à l'horizon 2020.

3. Conclusions de l'analyse sectorielle

L'analyse sectorielle détaillée en **Annexe 4** permet de mieux appréhender les raisons d'un tel écart. Les différences se répartissent schématiquement comme résumé dans le tableau suivant.

Tab. 8 Récapitulatif de la comparaison sectorielle sur la demande d'électricité entre le scénario R3 (bas) de RTE et le scénario négaWatt à 2020

Demande intérieure brute		Écart négaWatt par rapport à R3 de RTE
Électricité spécifique	Résidentiel	- 11 TWh
	Tertiaire	- 27 TWh
Usages thermiques	Résidentiel	- 18 TWh
	Tertiaire	- 14 TWh
Industrie		- 4 TWh
Transport		+ 2 TWh
Secteur énergie et pertes		- 30 TWh
Total		**- 102 TWh**

Source : négaWatt, 2006

Ces écarts totalisés sont importants : sur la période 2006-2020 la « production de négawatts », résultat d'un effort volontariste sur la sobriété et l'efficacité énergétiques, est de l'ordre de grandeur de la production de 8 réacteurs EPR par rapport à R3, et 13 réacteurs par rapport à R1[33].

Pour aller plus loin dans l'analyse comparative, il faudrait cependant se livrer à une analyse poste par poste, en comparant chacune des hypothèses prises. Il résulte cependant de cette première étude que les écarts les plus importants proviennent :

1 - pour 32 % **de la diminution des besoins sur les usages thermiques** par trois moyens :

- la réduction à la source des besoins (isolation renforcée, régulation, programmation)
- l'amélioration du rendement des équipements électriques (pompes à chaleur performantes).
- la substitution totale ou partielle de l'électricité par d'autres sources d'énergie (solaire essentiellement pour l'eau chaude et le lavage, appareils de chauffage par biomasse)

2 - pour 38 % du **développement très affirmé des équipements efficaces** dans le résidentiel et le tertiaire

3 - pour 30 % de la **réduction des pertes électriques sur la production et la distribution** d'énergie dont une grande part est mécaniquement liée à la réduction sur la demande, c'est-à-dire le résultat des deux points précédents.

4. Commentaires sur la comparaison avec RTE

Note : suite à cette comparaison proposée par négaWatt, **RTE** apporte sur le scénario négaWatt les commentaires suivants. **RTE**

Les mesures relatives à l'amélioration de l'efficacité énergétique, de nature généralement technique, sont très largement modélisées dans les scénarios de RTE. Un effet supplémentaire dans le scénario

33. Pour 7.500 h par an et 1.600 MW soit 12 TWh/an pour un réacteur EPR

négaWatt résulte toutefois d'hypothèses de rénovation dans le logement existant extrêmement volontaristes.

Les mesures relatives à la sobriété, qui vont de la pédagogie à l'interdiction, sont partiellement prises en compte dans les scénarios de RTE mais ne correspondent pas à ce jour à une tendance forte dans la société française.

La substitution des usages thermiques de l'électricité par d'autres sources d'énergie suppose une évolution des coûts, des prix et des stratégies commerciales des acteurs. Dans le contexte actuel de tension sur les marchés de l'énergie, l'issue de ces jeux d'acteurs est aujourd'hui très incertaine.

Enfin, le potentiel de réduction annoncé dans le secteur de l'énergie et des pertes n'a pas été discuté avec RTE, qui émet des réserves sur le chiffre avancé (l'origine des 30 TWh de gains annoncés n'est pas très explicite).

En conclusion, RTE considère que le scénario négaWatt est un exercice prospectif intéressant mais qu'il ne peut pas tenir lieu de prévision de consommation à l'horizon 2020 dans le cadre de l'analyse de la sécurité d'approvisionnement électrique.

D. Discussion de quelques potentiels de rupture sur les prévisions d'offre et de demande

On présente dans cette section, en complément des analyses comparatives menées sur la demande, une discussion autour de la notion de ruptures envisageables sur l'offre et sur la demande par rapport aux prévisions élaborées à partir de tendances par RTE. Cette discussion est alimentée par une analyse d'Antoine Bonduelle sur des exemples ciblés de mesures ou de technologies. On rapporte ici la synthèse de cette analyse, dont le détail est intégré en **Annexe 5**, ainsi que les commentaires qu'elle suscite de la part d'autres membres du Groupe de travail.

Note : On reprend ici la synthèse des analyses développées par Antoine Bonduelle (**E&E**). Des notes plus détaillées sur les exemples traités sont présentées en annexe. **E&E**

1. La « rupture » et le cadre général de modélisation

Présentés à Rennes comme des scénarios « sans rupture » par les responsables du RTE, les scénarios R1-R3 étudiés dans notre groupe ont tout d'abord le désavantage majeur d'un encadrement contraignant et pas forcément réaliste, comme le souligne Pierre Radanne[34] (croissance économique, répartition des branches industrielles…). L'homogénéité des différents scénarios étudiés (autres que négaWatt) semble en partie procéder de leur proximité d'origine, avec un cadre similaire de croissance normatif et une modélisation semblable.

Ainsi, en 2005, année marquée par une faible croissance de l'industrie, la France a observé une augmentation limitée des consommations d'électricité de 3,6 TWh. Ce chiffre est inférieur à 4 TWh, niveau présenté ailleurs dans l'exercice comme « ambitieux à la baisse » et caractéristique du scénario R3, qui serait « le plus que l'on peut faire » annuellement.

Ce chiffre semble effectivement attribuable aux conditions macro-économiques de cette année, et pas aux développements de la maîtrise de l'énergie puisque les ménages, eux, augmentent leur consommation. Mais ceci illustre l'incertitude sur les conditions choisies pour le cadre de long terme[35], que l'on peut illustrer également par les déterminants choisis pour l'emploi dans les scénarios R1-R3 de RTE, résumés dans le tableau suivant.

34. Voir les sections B. et C. de la Partie 4 dans ce rapport.

35. On peut noter que l'exercice du Commissariat au Plan présidé par Pierre Boisson de 1998 était également simulé dans MEDEE, sur la base de 2,3 % de croissance jusqu'en 2020. L'exercice était ouvertement pris de haut par des représentants de Bercy qui estimaient que la croissance « serait plutôt de l'ordre de 4 % ».

Tab. 9 Evolutions sur l'emploi dans les scénarios R1-R3 du Bilan prévisionnel RTE

	2002	2020	Taux de croissance annuel moyen (TCAM)
Population active (millions)	26,5	28,5	0,41 %
Population active occupée (millions)	24,1	27,4	0,72 %
Taux de chômage	9,06 %	3,86 %	-4,63 %

Source : Estimation E&E à partir du document de travail RTE (Annexe 1), 2006

Les hypothèses prises sur le taux de croissance sont telles qu'elles ramènent le taux de chômage en 2020 à 3,86 %. Pour bien fixer les idées, cela correspond à une baisse moyenne annuelle du chômage de plus de 4,5 %. En ironisant, il serait intéressant de transmettre la méthode aux aspirants Premier Ministres des différents partis du pays, qui apprécieront de plus que la méthode de projections s'affiche « sans rupture ».

Ce choix d'hypothèses a des conséquences importantes. Par exemple, les personnes qui travaillent mangent de plus en plus à l'extérieur, or elles sont de plus en plus nombreuses à travailler (il n'y a presque plus de chômage) et comme visiblement tout le monde a suffisamment d'argent pour manger au restaurant, on aboutit à des taux de croissance de l'usage cuisson dans le tertiaire de l'ordre de 4 %, ce qui revient à doubler ce poste de consommation en 18 ans. À noter aussi que dans le même temps, la cuisson chez les particuliers augmente, car de nouveaux usagers compensent les baisses de consommation unitaire. Dans le même scénario, la croissance forte des secteurs des loisirs et le secteur des cafés-hôtels-restaurants peut se justifier si réellement le chômage disparaît, et que le pouvoir d'achat augmente fortement. Mais encore une fois il faut accepter le cadre macro-économique imposé. L'année « exceptionnelle » 2005 devrait nous suggérer de prendre ces conditions avec précaution.

2. Rôle du scénario volontariste (R3 ou autre à définir)

Au-delà de ces critiques du cadre de modélisation, la place du scénario R3 mérite d'être soulignée. Il s'agit d'un scénario parfois qualifié de « volontariste » voire « inatteignable »[36]. Outre les questions de cadre de la prospective déjà soulignées, cette projection pose une question de méthode qui a piégé les modélisateurs du RTE, et explique une partie des polémiques qui ont émaillé les discussions.

Tout d'abord, le scénario R3 n'est pas considéré comme le scénario prudent dans les discussions de planification du réseau électrique. RTE le dit explicitement, et les Pouvoirs Publics se réfèrent avant tout au R2 –et même au R1- dans le lancement des discussions régionales de planification via les DRIRE. Le R3 serait donc devenu un objet « pour mémoire ». L'insistance des participants à maintenir ou à radicaliser les potentiels serait donc paradoxale puisque le scénario n'a pas d'enjeu à priori pour le RTE. En réalité l'orientation du niveau de R3 a plusieurs significations :

- Une conséquence du scénario R3 est d'abord d'affirmer que nous avons maintenant une très grande fiabilité des prévisions. Par comparaison avec les projections qui ont fondé le premier parc nucléaire et sa surcapacité, il s'agit de projeter –ou non- une maîtrise forte des prospectives par les pouvoirs publics[37]. Une amplitude limitée à 9 % sur la projection de demande[38] (contre une erreur de plus de 100 % lors des décisions des années 70 sur le nucléaire) peut sembler pour le moins présomptueuse, même si encore une fois on se situe dans un cadre de croissance contraignant. Cet argument a été

36. Dans leur contribution au Cahier collectif d'acteurs sur le débat public EPR, les administrations déclarent ainsi « regarder le scénario R3 comme très improbable et plutôt associé à un ralentissement très important de la croissance économique sur la période, qui n'est bien entendu pas souhaitable ».

37. Voir Bonduelle A. « La Surcapacité nucléaire, quelle aurait pu être une stratégie d'équipement optimale », *Revue de l'Energie* n°569 Janvier-Février 2006.

38. La DGEMP souhaite apporter sur ce point le commentaire suivant : si le calcul d'Antoine Bonduelle est correct, on peut s'interroger sur la signification de ce chiffre. Sans considérer que le niveau actuel de consommation est un acquis ne pouvant être revu à la baisse, la base actuelle est a priori assez peu évolutive d'ici 2020. Il apparaît donc au moins aussi pertinent de comparer les variations 2004-2020 des trois scénarios réalisés par RTE que de comparer les demandes totales d'électricité. Cette comparaison conduit à une augmentation de 50 TWh dans le scénario R3 et de 100 TWh dans le scénario R1, soit un rapport de 1 à 2 qui montre l'ouverture des scénarios de demande électrique réalisés par RTE.

entendu par les CPDP comme justifiant la constitution d'un groupe de travail. Il est aussi intéressant de prendre note de l'argument d'EDF dans le débat[39] selon lequel l'entreprise revendique une forte flexibilité dans le temps pour la construction des EPR qui suivraient l'exemplaire à construire à Flamanville. Malgré ces écarts faibles dans les projections, les temps sont très incertains pour les électriciens.

- Dans le même ordre d'idée, on peut même affirmer que l'orientation à la hausse de l'ensemble des scénarios « formate » à l'avance le débat public vers une hausse inéluctable (et donc vers des constructions nouvelles de centrales). Pourtant, les potentiels techniques et les instruments politiques existent pour réaliser une baisse des consommations en valeur absolue. Un tel choix est-il plus « irréaliste » que celui d'une baisse de moitié du chômage ?
- RTE s'est mis dans une position ambiguë dans le débat CPDP en développant le R3 comme un scénario « butoir », puisque le scénario n'est pas pour lui une projection opérationnelle. En attribuant des valeurs estimées de réussite ou d'échec pour les politiques de l'Etat et d'autres pouvoirs locaux ou européens, RTE se retrouve cible des critiques. Il s'agissait au départ de contribuer à la PPI par ses compétences reconnues (ce que montre bien les introductions institutionnelles de la DGEMP) mais le transporteur de courant se retrouve en première ligne.
- En effet, il n'apparaît pas démontré que le R3 scénario reprend l'ensemble des politiques de l'Etat. Un tel choix pourrait déjà être discutable pour un scénario de « prudence » à court terme tel que le R2, même si il n'est pas indifférent pour un organisme d'Etat de considérer que les politiques de ce même Etat sont vouées à échouer. En effet, la réglementation RT 2005 en cours de mise en œuvre prévoit une forte amélioration du confort d'été dans le bâti, et donc une limitation des besoins de climatisation en été, en plus de renforcer les conditions d'isolation en hiver. Ceci est peu compatible avec des scénarios de poursuite du développement de la climatisation dans l'habitat et le tertiaire, et ceci ne tient pas compte des changements technologiques en cours[40].
- La même critique pourrait être faite pour les politiques à venir, comme le choix de la rénovation de l'ancien. Dans le R3, les gains de chauffage sur les bâtiments existants ne tiennent pas compte des projets de réglementation actuellement en discussion qui permettraient des économies importantes sur les logements –les plus nombreux- construits entre 1948 et 1975. Cet exemple montre le problème pour fixer le niveau de volontarisme des pouvoirs publics (au-delà des règles déjà décidées) et de mobilisation des populations. Clairement encore ici RTE ne devrait pas avoir à fixer ce niveau nécessairement arbitraire dans une projection.
- Encore plus difficile pour RTE, la détermination du niveau de sobriété que la population est prête à engager. D'un côté, l'observation empirique des consommations apparentes indique que les ménages ne semblent pas encore limiter leur consommation. À l'inverse, les enquêtes ménages[41] montrent 84 % des Français comme très vigilants vis-à-vis de leur facture d'électricité, et 69 % disent ne pas laisser leur télévision en veille. C'est ici que le choix de RTE de placer 11 TWh (sur 16 TWh d'augmentation dans l'habitat) en consommations diverses « inconnues » dans le scénario qualifié de « volontariste » est critiquable. Sur quinze ans cela présuppose une certaine démission et des citoyens et des pouvoirs publics.

3. Conditions d'émergence du scénario

Un scénario de maîtrise de l'énergie volontariste se justifie en tant qu'élément essentiel du débat, comme on vient de le voir. Il existe cependant de nombreuses raisons ou hypothèses justifiant la

39. Voir par exemple à ce sujet l'intervention de Joël Dogué, directeur du projet EPR-Flamanville 3, lors de la réunion publique du débat EPR à Dunkerque le 30 janvier 2006.

40. Pour offrir le même service, les développements les plus récents vont aux appareils à évaporation de génération récente plutôt qu'à compression. Leur efficacité est jusqu'à cinq fois meilleure dans le cas de la France (dans des pays chauds ou tropicaux le système ne fonctionnerait pas aussi bien). Les prix d'investissement sont similaires selon le type d'appareil. Ces appareils ont aussi l'atout d'être exempts de gaz fluorés producteur d'effet de serre lors des fuites et des maintenances. Voir Kinney L. « Evaporative coolers : affordable comfort that's easy on the grid? », ECEEE 2005 summer study.

41. IFEN d'après INSEE.

possibilité qu'un tel scénario se réalise. Par rapport aux projections critiquées réalisées il y a deux ans, ce nouveau contexte inclut notamment :

La sensibilité aux prix. L'augmentation forte des prix européens de l'électricité a un impact à la fois direct sur les consommateurs français, mais aussi correspond à un développement accéléré de la diffusion des appareillages performants, sous l'effet des prix et sous l'effet des politiques publiques des voisins. Même si l'électricité baissait ses prix relatifs par rapport au gaz (un lien qui a rarement été brisé historiquement), sa part de marché serait elle-même rognée par les énergies renouvelables thermiques (solaire et bois)

Les choix en matière de climat. Le travail des vingt prochaines années en matière de maîtrise de l'énergie sera le point crucial si nos sociétés veulent lutter efficacement contre l'effet de serre et l'épuisement du pétrole. L'électricité spécifique –même si elle revendiquait moins d'émissions induites que dans d'autres pays européens- ne peut se tenir à l'écart d'un tel mouvement.

Les certificats blancs. Cet outil expérimenté en Angleterre fait ses débuts en France. Les distributeurs sont obligés par la loi d'investir dans des économies d'énergie. Même si la période d'origine est modeste par son exigence, lors des quatre périodes suivantes pourraient se voir attribuer des quotas de plus en plus exigeants, en particulier pour remplacer les subventions ou les crédits d'impôt. Comme l'augmentation des prix de l'énergie, cet instrument peut fournir un contexte fort pour la multiplication du marché des produits et services économes en énergie.

Politiques européennes. Outre des objectifs en matière d'énergies renouvelables thermiques – défendus à Bruxelles par des politiques français – l'Union Européenne semble prendre la question des économies d'énergie plus au sérieux. Plusieurs textes sur les équipements économes ou les économies dans les bâtiments vont déboucher prochainement et être ensuite transposés en France.

Des actions régionales. Une application immédiate de ce principe de priorité aux actions de maîtrise de l'énergie est l'alignement sur les meilleures normes de 400 000 logements en moyenne par an d'ici à 2050. Ce type d'engagement est antérieur à 2010 et portera des effets importants durant la décennie suivante, soit plusieurs millions de logements anciens dont la consommation est alors divisée. Une telle politique de rénovation générale du bâtiment fait actuellement l'objet d'un large consensus dans le monde associatif et d'une partie de la classe politique de gauche et de droite. Du point de vue des projections, il est donc tout à fait possible qu'une alternance proche le décide et en prenne les moyens. Cet effort massif peut être mis en regard de l'impact des réglementations durant les dernières décennies, estimées par Traisnel et al.[42] à plus de 160 TWh dans le neuf et 120 TWh dans l'ancien.

Structures de mobilisation. L'expérience des agences locales de l'énergie (ALE) suggère que de telles structures peuvent avoir un impact sur les comportements généraux : respect des températures de référence, choix d'appareils, limitations des gaspillages. La multiplication de ces structures peut donc avoir un impact national à la fois pour la mise en œuvre des politiques publiques mais aussi sur le comportement des ménages.

4. Quantification

Le cadre défini par les CPDP pour le Groupe de travail ne prévoyait pas de reprendre toute la modélisation ni même une partie. Seuls quelques potentiels d'économie et d'offre décentralisée ont été recalculés pour illustrer ce que serait un scénario volontariste mais non irréaliste. La constitution de tels scénarios pour les exercices futurs peut d'ailleurs être une piste d'approfondissement ultérieur du présent travail.

Trois types d'action ont été estimés, qui concernent l'électricité spécifique dans l'habitat et le tertiaire, le solaire thermique et le bois, et enfin la micro-cogénération au gaz[43]. Ces exemples montrent la possibilité de définir un scénario nettement plus volontariste que celui référencé R3.

---

42. Traisnel J.-P., Peuportier B., Bornarel A., Akiki E., « Habitat et développement durable », CLIP N°13, avril 2001, CNRS-LTMU/Institut Français d'Urbanisme, CENERG/Ecole des Mines de Paris, TRIBU.

43. Du point de vue d'un scénario de demande, une substitution par du solaire, du bois ou par un générateur de faible puissance a le même effet que la maîtrise de l'énergie.

Électricité spécifique

Pour l'électricité spécifique dans l'habitat (incluant l'éclairage et les usages collectifs), le potentiel physique est particulièrement élevé si l'on se base sur les appareils les plus performants existants sur le marché. Sur ce marché où les scénarios présentés dans le groupe de travail sont les plus comparables entre eux, Olivier Sidler estime que le gisement atteint sur ce marché un potentiel global de 39,3 TWh par rapport au scénario le plus énergivore (R1), malgré des taux d'équipement et des ménages en hausse. On peut en déduire que le scénario R3 a donc exploité environ le tiers (13,5 TWh) de ce potentiel, et le scénario négaWatt les deux tiers (25,8 TWh) sur les quinze ans de la période.

Le cas de l'éclairage est plus épineux. Il a fait l'objet d'un échange spécifique entre Antoine Bonduelle et RTE que l'on reprend ici :

- Antoine Bonduelle relève que la simulation du scénario R3 prévoit l'équipement des ménages par trois quarts de points lumineux économes (contre la moitié dans les autres scénarios). Cependant, ce postulat – et les consommations affichées – aboutit au résultat de doubler ou de tripler le nombre de points lumineux dans chaque ménage, soit nettement plus que dans les scénarios plus gaspilleurs[44].
- RTE précise que l'équipement en LBC pour moitié conduit à une baisse de 17,5 % de la consommation unitaire d'éclairage total par logement et l'équipement aux trois quarts à une baisse de 29 %, sachant que ces taux d'équipement en LBC concernent les 5 éclairages principaux des logements et que le point initial n'est pas zéro. La baisse totale de l'éclairage résidentiel de 11,5 à 9,3 TWh est le résultat de la baisse des consommations unitaires partiellement compensée par l'accroissement du parc de logements (voir à ce sujet les précisions apportées en **Annexe 1**).
- Pour Antoine Bonduelle, faute d'hypothèses plus détaillées de RTE et d'un temps alloué insuffisant, il n'a pas été possible de poursuivre plus avant les comparaisons entre les potentiels. Il reste qu'une stabilité des consommations absolues pour l'éclairage à un horizon de quinze ans n'est pas un scénario particulièrement volontariste quand le potentiel technique est de plus de 50 %[45] et que ce potentiel est de plus pour l'essentiel rentable du point de vue de la collectivité.

La réfrigération représente un poste très important des consommations domestiques. Un scénario de 1999 décrivant l'installation des modèles performants et l'impact des labels, publié dans le CLIP n°11[46], et considéré à l'époque comme volontariste, a été pulvérisé par les évolutions techniques. Non seulement les appareils « A+ » (soit -60 % de consommation unitaire par rapport aux appareils vendus il y a dix ans) deviennent dominants avec cinq ans d'avance, mais déjà les appareils « A++ » viennent les concurrencer (-70 % d'économie). Ceci est à comparer avec la baisse de 25 % sur le marché de 2002 des appareils neufs, utilisée comme base du scénario R3.

Pour établir un potentiel total atteignable par les politiques volontaristes et l'animation forte du public, le curseur est donc arbitraire, selon les hypothèses prises. On peut alors se baser sur un objectif déjà édicté par nos voisins en Allemagne, soit une réduction de 20 % des consommations des usages spécifiques de l'habitat et du tertiaire pour 2010[47]. On considère cet objectif pour 2015 en France au moyen de politiques de retraits des appareils anciens, d'aides du type « certificat blanc » pour l'accélération du renouvellement, en plus d'une exigence normative sur les appareils neufs. Les ordres de grandeur des économies sont alors de 37 TWh vis-à-vis d'un scénario de laisser faire (y compris l'éclairage). Si l'objectif est sévérisée de dix pour cent sur la période suivante vers 2020, l'objectif dépasse 55 TWh. Ceci apparaît très nettement supérieur aux réductions opérées dans le R3 vis-à-vis du R1 sur ces secteurs, soit 23,9 TWh.

Chauffe-eau solaire

Si nous considérons la proposition du Ministre François Loos de faire de la France le premier marché européen du chauffe-eau solaire, on peut alors estimer que la France rattrape l'Allemagne sur ce

44. En se basant sur le ratio conservateur d'une efficacité quintuplée en LBC.

45. La généralisation des lampes à basse consommation (LBC) conduirait dans l'absolu à une diminution des consommations de 70 % si l'on tient compte des parcs existants.

46. « Le froid domestique : étiquetage et efficacité énergétique » CLIP, décembre 1999, 93 p., IDDRI

47. Voir : http://www.ifeu.org/energie/pdf/UBA_Strom_Endbericht_Zsfsg_kurz_fr.pdf

marché à l'horizon 2000[48]. Si la France dépasse les 900 000 m² du leader allemand, cela représente un parc de 7 à 10 millions de m² installés en 2020. La part de substitution de l'électricité est alors de plus de 2 TWh par an.
Le scénario CLIP 13[49], basé sur une modélisation détaillée des parcs de logements et de leurs limitations, obtient pourtant un impact de 40 % de la consommation d'eau chaude sanitaire (ECS) par le solaire, soit une substitution ultime de 11,6 TWh à l'horizon du scénario. Le parc est alors de 1 m² par personne dans la construction neuve, et un taux deux fois moindre dans l'ancien en fin de période (2050).

Bois énergie, filière granulés
La filière bois granulés, décrite en **Annexe 5**, a pour atout une possibilité accrue de ralenti et de combustion particulièrement complète (90 % et au-delà). Cela permet notamment l'utilisation de simples ventouses pour l'évacuation des fumées, et l'installation dans des appartements de petite taille. Les appareils doivent cependant être alimentés en électricité pour l'alimentation automatique du combustible.

Ces appareils d'usage économique sont bien adaptés en énergie d'appoint pour les logements chauffés à l'électricité, où les utilisateurs peuvent trouver un amortissement rapide de l'équipement. Il est aussi adapté à une offre de distributeur d'électricité en complément de chauffage type « tempo-bois ». Un scénario d'expansion de la filière par substitution des inserts classiques et par introduction dans les zones de banlieue actuellement peu approvisionnée en bois montre un potentiel pouvant dépasser 8 TWh d'électricité substituée par an avant 2020. Ceci correspond à la consommation d'un million de tonnes de bois[50].

Les cycles de micro-cogénération
Les cycles Stirling sont basés sur un moteur à combustion externe (le piston ou la turbine est inclus dans un système fermé). Le moteur est inclus dans une chaudière thermique dont le taux de récupération totale est similaire à une chaudière classique moderne. Les modèles en cours de diffusion remplacent une chaudière sur sol ou murale, dans un volume identique.

Le financement et l'économie d'un tel système est particulièrement adapté à un tiers financeur, organisme de crédit ou producteur d'électricité. Il s'agit même d'un des moyens les moins onéreux actuellement pour un nouvel entrant des marchés de l'électricité pour s'assurer une clientèle fidèle et une capacité de production pour un surcoût acceptable.

Les potentiels ultimes sont particulièrement élevés, qui peuvent à terme dépasser la consommation électrique de l'habitat selon les technologies considérées. [51] Un scénario basé sur des machines existantes et une capture d'une fraction du marché des chaudières aboutit à une substitution de 3,5 à 7 TWh en 2020.

La puissance produite peut être déclenchée lors de la pointe ou réalisée en suivi de charge selon les tarifications en vigueur du point de vue du consommateur vis-à-vis de son fournisseur et de celui-ci vis-à-vis du réseau de transport.

48. Il s'agit bien entendu d'une première place européenne, puisque la situation chinoise (plus de 10 millions de m² par an et en forte croissance) représentera à l'horizon de 2020 la substitution de production de plus de 20 réacteurs nucléaires…

49. Traisnel JP« les perspectives offertes par le solaire thermique », CLIP N°16-, 2004, CNRS-LTMU

50. L'approvisionnement des usines en sciure est encore largement inexploité à l'échelle de l'industrie mondiale. Par ailleurs, la fabrication ultérieure des granulés à base de plaquette forestière broyée est aussi très intéressant vu les rendements de combustion très supérieurs des équipements, et vu les valeurs ajoutées intéressantes par rapport à la filière bois traditionnelle.

51. Bonduelle A., Plouchart G., Barbier C., Radanne P. 2004 « cogénération et émissions de CO_2 », CLIP N°15, IDDRI Paris. Rapport réalisé en coopération avec les services de recherche de l'EDF et de GDF. Du point de vue du CO_2 un tel développement est positif en cas de retour en base du nucléaire, et globalement neutre pour le cas d'un parc identique à l'actuel.

5. Réserves sur la micro-génération

Note : Après intégration par Antoine Bonduelle d'arguments entendus dans le Groupe de travail, la **DGEMP** apporte une réserve sur la micro-génération. **DGEMP**

La DGEMP souhaite apporter sur l'argument en faveur de la micro-génération, développé par Antoine Bonduelle, un certain nombre de réserves.

Au-delà des cycles Stirling, la problématique peut être élargie à la microcogénération qui est destinée à l'équipement de maisons individuelles afin d'assurer les besoins de chauffage et d'eau chaude et les besoins en électricité.

En terme de CO_2, le kWh_{el} produit par la micro-cogénération contient entre 330 et 440 gCO_2, soit en France un doublement des émissions si l'on se réfère à l'étude conjointe de l'ADEME et d'EDF concluant à un contenu CO_2 du chauffage électrique en France d'environ 180 g/kWh_{el}. On peut donc s'interroger sur l'intérêt environnemental de la filière micro-cogénération en France. L'intérêt économique reste également à démontrer.

6. Commentaires sur les ruptures potentielles

Note : L'analyse proposée par Antoine Bonduelle (E&E) a suscité des commentaires de **RTE** qui sont présentés ci-dessous. **RTE**

En réponse aux critiques faites par Antoine Bonduelle sur la démarche adoptée pour établir les prévisions de consommation nécessaires au Bilan Prévisionnel, RTE rappelle que le Bilan Prévisionnel est un exercice de prévision et non de prospection. La démarche adoptée pour effectuer ces prévisions est dictée par un souci de rigueur et de réalisme dans le cadre de la responsabilité qui incombe à RTE sur le plan de la sécurité d'approvisionnement.

Ce faisant, la méthode a pour objectif d'intégrer et concilier les tendances actuelles, connues par le biais d'enquêtes détaillées menées pour le compte de RTE, et les inflexions futures relevant d'objectifs politiques inscrits dans le cadre législatif. Elle s'appuie en tant que de besoin sur les hypothèses émanant des pouvoirs publics et d'organismes tels que l'INSEE ou l'Observatoire Français des Conjonctures Economiques, dans la mesure où ces hypothèses font référence.

La fourchette de 10 % d'écart de consommation entre les scénarios R1 et R3 à l'horizon 2020 est adaptée au cadre d'un exercice de prévision qui a vocation à être réactualisé tous les 2 ans. Cette fourchette représente une croissance annuelle qui va du simple au double entre scénarios hauts et bas, ce qui est significatif. Par ailleurs la croissance affichée est naturellement une moyenne sur plusieurs années, sa comparaison à la croissance conjoncturelle d'une année donnée – qui peut facilement varier d'une amplitude de plus ou moins 4 TWh d'une année à l'autre – n'est pas pertinente.

Concernant les mesures proposées par Antoine Bonduelle, certaines sont de facto déjà prises en compte dans les scénarios du Bilan Prévisionnel, d'autres sont encore trop hypothétiques pour passer du caractère de prospective à celui de prévision, ainsi que résumé ci-après.

L'effet des certificats blancs est déjà pris en compte dans les scénarios du Bilan Prévisionnel. Sachant que pour atteindre R3 il faut réaliser 55 TWh/an d'économie de consommation en 2020, disposer de certificats blancs qui permettent d'en mobiliser une partie va dans le bon sens pour rendre R3 crédible. Mais cela n'est pas suffisant et n'est en aucun cas un gisement supplémentaire qui puisse être ajouté (ou pour mieux dire, retranché) à R3.

Le développement éventuel de la micro-cogénération concerne la production et non la consommation. La besoin d'électricité des consommateurs n'est pas moindre, c'est la source de production qui est différente. L'effet micro-cogénération n'est donc pas comptabilisé dans des scénarios de prévision de consommation.

La pénétration massive de certaines techniques évoquées (Stirling par exemple) est, vue d'aujourd'hui, encore très hypothétique. La généralisation du chauffage au bois est une hypothèse qui doit être analysée d'un point de vue énergétique global et ses conséquences doivent être évaluées dans tous les domaines (énergie, environnement, socio-économique, etc).

Les gisements potentiels identifiés dans la note d'Antoine Bonduelle ne peuvent donc pas être ajoutés tels quels au scénario R3 pour construire une prévision de consommation cohérente. De plus, l'absence de construction d'un scénario global chiffré englobant de manière cohérente l'ensemble de ces mesures ne permet pas de mener la comparaison avec les scénarios établis pour le Bilan Prévisionnel.

E. Les besoins en puissance appelée et l'effacement des pointes

La nécessité d'intégrer aux raisonnements sur les prévisions d'offre et de demande non seulement des quantités annuelles d'énergie mais aussi des besoins ponctuels en puissance a été à plusieurs reprises reconnue par le Groupe de travail. En particulier, ce sont bien les besoins liés aux pointes extrêmes de consommation qui justifient, dans la logique de construction du Bilan prévisionnel RTE, les besoins déclarés en moyens de production supplémentaires.

Le Groupe de travail a de plus observé, sans approfondir cette question, que le phénomène de pointe tendait à augmenter – l'une des explications étant la forte pénétration de l'électricité dans le chauffage résidentiel et tertiaire.

L'analyse spécifique des problèmes de pointe est en termes de modélisation beaucoup plus complexe que l'analyse des quantités moyennes d'énergie. En pratique, le Groupe de travail a considéré que seul RTE disposait de la connaissance fine des consommations d'électricité nécessaire à une telle modélisation, et qu'une analyse pluraliste n'était donc pas possible à ce stade sur cette question.

Une réflexion s'est toutefois engagée sur un aspect particulier de ce problème : le potentiel d'effacement de la pointe par des actions ciblées auprès des consommateurs. Cette discussion a pu notamment s'appuyer sur la transmission par EDF et par RTE de données sur les contrats actuellement mis en place pour encourager des effacements, et sur une analyse proposée par Antoine Bonduelle des évolutions possibles dans ce domaine (le détail de ces différents éléments est présenté en **Annexe 6**). On reprend ici les conclusions de cette analyse, tout en insistant sur l'intérêt d'une réflexion plus globale sur la maîtrise des évolutions en puissance de l'équilibre offre-demande.

RTE rappelle en préambule que les hypothèses du bilan prévisionnel incluent la possibilité de recourir aux effacements de pointe à hauteur de 3.000 MW aux horizons de temps étudiés. Les résultats du Bilan Prévisionnel en termes de risques de défaillance et de moyens supplémentaires à mettre en œuvre sont établis en tenant compte de cette possibilité.

1. Les potentiels liés à l'effacement des pointes

Note : Cette section reprend une analyse proposée par Antoine Bonduelle (**E&E**) dans sa contribution, sur laquelle il a notamment échangé avec RTE. Des compléments sont proposés en annexe. **E&E**

Les tarifs d'Effacement des Jours de Pointe (EJP) et Tempo (un système plus étalé et sophistiqué de tarif saisonnier) ont été établis à l'origine pour réaliser des économies d'électricité en pointe chez les particuliers ou les petits consommateurs. L'effacement existe également dans l'industrie sous forme d'effacement déclenché par le réseau, et aussi sous diverses formes tarifaires.

Selon les projections collectives des réseaux réalisées par l'UCTE[52] les effacements s'élèvent en France à 3.900 MW actuellement (dont 1.000 MW pour l'industrie). Ce chiffre recouvre à 100 MW

52. « System Adequacy Forecast 2006-2015 », Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), 2006 p. 27 et p.64. La synthèse des effacements selon les pays est présentée pour la première fois dans l'édition 2006. Cependant, les mesures de limitation de la pointe ne sont pas incluses dans les marges de sécurité présentée par ailleurs par l'UCTE.

près les données recueillies auprès de l'EDF pour le groupe de travail (voir **Annexe 6**) soit 3.300 MW pour l'EJP + et 500 MW pour les contrats Tempo.

Il s'agit donc de puissances très importantes vis-à-vis des quantités débattues dans le cadre des investissements futurs. Actuellement les contrats EJP ne sont plus proposés aux particuliers et les tarifs existants sont simplement conservés en l'état. Le document de l'UCTE projette d'ailleurs une baisse à 3.000 MW en 2010 et 2015.

Au total, l'effacement est actuellement un moyen non négligeable d'ores et déjà pour passer l'hiver ou dans le cas des régions tendues dans leur approvisionnement comme la Bretagne ou la Provence. Mais le système actuel est en déclin, peu lisible entre les acteurs qui n'y retrouvent pas leur intérêt. Il y a clairement un manque d'implication des pouvoirs publics ou des collectivités locales.

Le système tarifaire de saison de pointe est actuellement en désuétude faute de répartition claire des prérogatives, des coûts et des gains. Le système semble orphelin de la séparation comptable entre les structures et victime de la libéralisation. À tout le moins il convient de réunir les acteurs et de proposer une évolution tarifaire et législative.

Des offres tarifaires nouvelles purement commerciales pourraient voir le jour de la part des nouveaux entrants ou de la part d'EDF, qui tiendraient compte du nouveau contexte. Ces offres pourraient se combiner avec la diffusion des équipements complémentaires au chauffage électrique (programmation, équipements performants voire appoint bois) comme cela a déjà été développé par le passé.

Ce gain limité à la production est déjà de facto intégré dans certaines offres tarifaires pour les tarifs non régulés. Pour l'industrie il manque encore un recensement systématique des potentiels et un système d'échange des gains qui soit le plus équitable possible, même si s'amorcent de telles discussions.

Mais le gain collectif obtenu si l'on augmentait fortement la capacité d'effacement est probablement très supérieur à la somme des gains à la production. Ainsi, la distribution n'est pas organisée actuellement pour calculer et bénéficier de tels gains. La réforme d'EDF avec notamment la séparation comptable d'avec le transport n'a pas encore eu de conséquences sur ce plan.

Cependant il serait judicieux que ces développements soient encouragés par une vision plus globale que peuvent avoir les pouvoirs publics ou les collectivités, en incluant les gains pour l'environnement. Il s'agit en particulier de connaître les potentiels réels par un recensement plus complet qui pourrait être réalisé par les DRIRE ou les syndicats d'électrification.

2. Commentaires sur les effacements de pointe

Note : Après intégration par Antoine Bonduelle d'arguments entendus dans le Groupe de travail, la **DGEMP** apporte sur les effacements de pointe les commentaires suivants. **DGEMP**

Il convient en préambule de souligner qu'il est plus approprié de qualifier les offres EJP et Tempo d'offres horosaisonnalisées que d'offres à effacement. En effet, l'effacement suppose une interruption effective de la consommation tandis que les offres horosaisonnalisées se caractérisent par des prix variables en fonction de la période considérée. L'effacement est une solution adaptée aux cas des grands industriels qui peuvent optimiser leur coût en stoppant pendant quelques jours leur consommation tandis que les offres horosaisonnalisées répondent mieux aux attentes des petits consommateurs qui peuvent réduire mais pas supprimer totalement leur consommation en électricité.

Comme le souligne Antoine Bonduelle, les effacements et les offres horosaisonnalisées présentent un intérêt important pour la sécurité d'approvisionnement à travers une utilisation rationnelle de l'énergie. Il s'en dégage également un bénéfice environnemental, notamment du point de vue des émissions de CO_2, puisque ces actions visent à limiter la demande d'électricité de pointe, ce qui conduit à limiter la sollicitation du parc thermique à flamme. Cet intérêt n'a pas échappé au gouvernement qui a soutenu les dispositions de l'article 74 de la loi du 13 juillet 2005 prévoyant que *« la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution*

d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

Les tarifs d'utilisation des réseaux, adoptés par la décision des ministres en date du 23 septembre 2005, sont horosaisonnalisés et plusieurs options sont disponibles pour les utilisateurs (à différenciation temporelle suivant 5 ou 8 périodes pour le domaine de tension HTA par exemple). Sur la base de ces tarifs, des coûts de production d'électricité et des prix de l'électricité, les fournisseurs peuvent élaborer leurs offres commerciales et proposer des tarifs horosaisonnalisés du type EJP ou Tempo.

En revanche les tarifs d'utilisation des réseaux ne comportent pas de clause d'effacement, à la différence de ce qui est proposé dans les offres de fourniture d'EDF associées à des effacements. Ceci s'explique notamment par le fait qu'un tarif d'utilisation des réseaux à effacement ne permettrait pas de refléter les coûts de développement et d'exploitation des réseaux. En effet, à la différence de certains moyens de production dédiés à la pointe, il n'existe pas d'ouvrages du réseau spécifiquement dédiés à la pointe et le critère dimensionnant utilisé pour les décisions d'investissement des gestionnaires de réseaux est celui de la qualité de la desserte plus que celui de la puissance transportée à la pointe.

Pour autant, tous les fournisseurs sont aujourd'hui en mesure de proposer des offres à effacement à leurs grands clients du fait des économies à la production ou à l'achat d'électricité qui les sous-tendent. EDF continue à proposer des offres d'effacement, y compris à ses clients qui ont exercé leur éligibilité.

La question soulevée par Antoine Bonduelle de la pertinence de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux fait partie des préoccupations de la DGEMP et mérite d'être approfondie. Ceci permettrait notamment d'évaluer les avantages et les inconvénients d'un système tarifaire plus horosaisonnalisé que celui actuellement en vigueur.

PARTIE 3 LES PREVISIONS DU BILAN RTE VIS-A-VIS DES TRAJECTOIRES A LONG TERME

Note : Cette partie rassemble les contributions apportées au Groupe de travail sur la discussion de la compatibilité des trajectoires du Bilan prévisionnel RTE avec des trajectoires à plus long terme. Elle est construite successivement sur :

- une analyse par **Enerdata** de ces prévisions vis-à-vis de trajectoires « facteur 4 » à 2050, suivie de commentaires de la **DGEMP** (voir aussi le scénario « facteur 4 » DGEMP-OE 2005 en **Annexe 7**) et de commentaires d'**EDF** sur cette analyse ;
- une analyse spécifique sur une prolongation des trajectoires RTE par **négaWatt** (dont le scénario négaWatt-2006 est décrit en **Annexe 8**).

La comparaison menée dans la Partie 2 entre les prévisions RTE et des trajectoires à plus long terme sur leur période commune, c'est-à-dire jusqu'à 2015-2020, se prolonge inévitablement par des interrogations sur la suite des trajectoires.

D'un point de vue « balistique », en effet, les trajectoires qui prolongeraient les prévisions RTE au-delà de 2015-2020 sont en partie déterminées par ce que ces prévisions intègrent d'évolutions structurelles sur le court-moyen terme. Il est donc légitime de s'interroger sur la compatibilité des évolutions en germe dans les trajectoires dessinées par RTE avec des objectifs à atteindre à l'horizon 2050.

Une première approche est de comparer ces trajectoires avec celles dessinées par les quelques scénarios aujourd'hui présentés comme susceptibles de répondre à l'objectif de long terme qu'est la réduction par un « facteur 4 » des émissions nationales de gaz à effet de serre. Cette question a fait l'objet d'analyses menées par Enerdata et négaWatt dans le prolongement de celles portant sur la période antérieure à 2020. Ces analyses sont présentées ici ainsi que les différents commentaires qu'elles ont suscité chez d'autres membres du Groupe de travail.

Ces exercices sont volontairement séparés des comparaisons à court terme pour bien marquer leur nature différente. En effet, il faut souligner que les prévisions réalisées par RTE n'ont pas d'autre horizon que 2015-2020 : ainsi, RTE ne saurait être engagé par les analyses menées sur des prolongations supposées de ces prévisions. De même, celles-ci ne sauraient être interprétées en termes de plus ou moins grande « soutenabilité » de trajectoires construites autour d'une logique différente dans sa méthode et dans ses objectifs.

A. Analyse du Bilan prévisionnel RTE vis-à-vis des trajectoires à long terme

Note : Cette section s'appuie sur la seconde partie de la contribution de Bertrand Chateau (**Enerdata**) au Groupe de travail. La première partie de son analyse est présentée dans la Partie 2 du rapport.

Enerdata

On rappelle en préalable à ces réflexions que les prévisions établies par RTE n'ont pas d'autre horizon que 2020 : par conséquent, toute analyse du prolongement de ces trajectoires n'engage que ses auteurs. On peut toutefois, à partir de la comparaison des points d'arrivée en 2020 des prévisions RTE avec les points de passage en 2020 de trajectoires à plus long terme, raisonner sur les évolutions possibles entre 2020 et 2050.

Il s'agit en particulier de discuter la faisabilité, en cas de réalisation des prévisions de RTE à l'horizon 2020, de trajectoires prolongeant ces points de passage pour atteindre des objectifs visés à plus long terme. Une première approche est d'analyser la suite possible des trajectoires esquissées par les prévisions de RTE en regard des quelques trajectoires définies aujourd'hui comme susceptibles d'atteindre l'objectif du facteur 4 à l'horizon 2050.

1. Conclusions sur le point de passage 2020 pour les trajectoires de demande d'électricité

Les projections R2 (projection de référence) et R1 de RTE se situent clairement dans la logique des visions B1 annexées au cahier collectif d'acteur, c'est-à-dire sur des trajectoires prenant en compte des gains d'efficacité électrique qui vont au-delà de la vision tendancielle, avec une pénétration moyenne de l'électricité dans les usages concurrentiels.

La projection R3 de RTE n'est pas très éloignée (à 2020) de la trajectoire conduisant au facteur 4 établie pour la DGEMP. Infléchir la tendance des consommations d'électricité conformément à cette trajectoire R3 supposerait néanmoins des politiques volontaristes, allant bien au-delà de ce qui est déjà effectif. Ce n'est pas ce scénario qui a été retenu dans le rapport PPI à paraître en 2006[53].

Le scénario négaWatt suggère que des réductions supplémentaires de la demande pourraient être obtenues au-delà de R3 par des comportements plus sobres, sans attenter au bien-être. Si la sobriété semble bien devoir être un impératif du « facteur 4 » en général, on ne peut toutefois pas trancher à ce stade sur l'ampleur réelle des réductions supplémentaires spécifiques qu'apporterait la sobriété dans le contexte économique, social et politique sous-jacent aux scénarios RTE.

La projection RTE de référence (R2) de demande électrique n'est pas nécessairement inconciliable avec la trajectoire facteur 4 à 2050 du scénario DGEMP-OE (2005), mais elle réduit de 30 % environ la marge de progression admissible de la demande électrique après 2020 (50 TWh sur 180). Ceci reviendrait à limiter la progression annuelle moyenne de la demande électrique à 4 TWh/an après 2020 (contre 6 TWh/an en moyenne les années précédentes) : c'est cohérent avec ce que devraient être les trajectoires de maîtrise soutenue de la demande électrique d'ici 2020, mais cela exigera de toutes les façons des décisions politiques fortes d'ici 2010.

Il existe certainement d'autres trajectoires « facteur 4 » que celle du scénario DGEMP-OE (2005), mais il est vraisemblable que toutes combinera nécessairement une forte maîtrise de la demande d'énergie en général avec une forte pénétration des énergies non-carbonées dans les usages finals, dont l'électricité.

2. Réflexions sur la cohérence à long terme (2020-2050) avec les trajectoires facteur 4

Comme il a été rappelé plus haut, un certain nombre de précautions doivent être prises dans l'analyse de différentes trajectoires envisagées vis-à-vis du « facteur 4 ». D'une part, cet objectif ne saurait constituer seul le guide d'une politique énergétique, qui doit prendre en compte d'autres considérations de nature socio-économique notamment. D'autre part, l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre est un objectif global, dont la déclinaison dans le secteur électrique peut être très différente selon les évolutions prévues dans d'autres secteurs, en particulier sur la partie non électrique de la production et de la consommation d'énergie (ainsi d'ailleurs que la répartition entre secteur électrique et autres secteurs énergétiques pour la satisfaction des besoins en énergie).

Au vu de ces différents facteurs, les quelques scénarios « facteur 4 » proposés aujourd'hui à la réflexion en France sont loin de donner une représentation complète des différentes stratégies envisageables, même si un certain nombre de facteurs communs se dégagent des exercices achevés ou en cours.

La question qui se pose est celle de savoir si la trajectoire de demande électrique de référence retenue par RTE dans le bilan prévisionnel (R2) est susceptible d'induire un développement du système

53. La DGEMP apporte les explications suivantes sur le choix du scénario de demande dans le projet de rapport PPI :
Le scénario R3 suppose une forte inflexion de la croissance de la demande électrique dès aujourd'hui, ce qui n'apparaît pas compatible avec l'intervalle de temps existant entre les mesures et leurs effets. Ceci conduit donc à considérer le scénario R3 comme *très improbable*. C'est pourquoi il n'est pas retenu dans le projet de rapport PPI : il serait trop risqué d'identifier les investissements en moyens de production sur la base d'un scénario de demande électrique vraisemblablement inférieur à la réalité.
Le scénario R3 est en revanche naturellement souhaitable s'il n'est pas associé à un ralentissement de l'économie mais dû exclusivement au succès des actions de maîtrise de la demande. Le fait de ne pas retenir le scénario R3 ne remet nullement en cause l'importance des actions de maîtrise de la demande mais, bien au contraire, la renforce. Il importe que les pouvoirs publics poursuivent et intensifient leur action de maîtrise des consommations afin de se rapprocher autant que possible du scénario R3.

d'offre d'électricité pouvant remettre en cause la nécessaire inflexion après 2020 de la demande électrique.

Comme on vient de le dire, il n'y a pas qu'une seule trajectoire « facteur 4 » possible, de même qu'il n'y a pas un seul système électrique compatible avec le facteur 4. Toutefois, dans l'optique du Débat Public sur l'EPR « tête de série », il convient d'examiner cette question dans l'hypothèse d'un renouvellement du parc nucléaire français.

On partira d'un premier constat : plus les coûts d'investissement par kW sur le réseau gravitaire sont élevés, plus la pression est forte pour amortir ces investissements sur un grand nombre de kWh vendus.

Ce constat suggère l'existence d'un conflit d'intérêt entre investir dans des équipements très capitalistiques sur le réseau gravitaire d'une part, et maîtriser les consommations et promouvoir la production distribuée (diffus) d'autre part. Deux raisons essentielles à cela :

- la recherche de prix de revient de la production d'électricité les plus bas possibles du fait de la concurrence avec les autres producteurs, et donc une influence baissière sur les prix aux consommateurs finals ;
- la vigueur commerciale pour placer le plus grand nombre de kWh possible, condition de la baisse des prix de revient.

Ce conflit d'intérêt aura d'autant plus de conséquences dans les décennies à venir sur la demande énergétique que la part de la demande satisfaite par le réseau gravitaire sera importante.

Ce constat ne préjuge pas de l'intérêt que les entreprises électriques puissent porter à l'efficacité énergétique, ni de l'impact possible des certificats d'économies d'énergie. Mais la logique financière qu'imposera la libéralisation complète du secteur électrique obligera à choisir d'abord en faveur de la compétitivité et de la baisse des prix de revient.

Le facteur 4 imposera nécessairement de fortes limites aux émissions de CO_2 du secteur électrique, et empêchera tout recours significatif aux énergies fossiles sans capture-sequestration du carbone. De ce fait, les investissements de production sur le réseau gravitaire devront en tout état de cause se porter massivement sur des technologies telles que le nucléaire, l'éolien de grande puissance ou le charbon avec capture/séquestration du CO_2, toutes très capitalistiques. Pour le nucléaire, comme pour l'hydraulique ou l'éolien, où les coûts variables sont faibles ou quasi nuls, le conflit avec la maîtrise de la demande risque d'être particulièrement aigu. Le renouvellement du parc nucléaire français sur la base de l'EPR, qui s'inscrit bien dans cette hypothèse, est donc susceptible de contrecarrer la nécessaire inflexion de la trajectoire R2 indiquée plus haut.

Le développement de la production distribuée (diffus) peut limiter l'ampleur des conséquences de ce conflit d'intérêt sur l'évolution de la demande électrique. Mais cela n'aurait d'utilité au regard des émissions de CO_2 que si elle s'appuie massivement sur des énergies renouvelables (solaire, biomasse). Il faudrait alors que le coût d'usage de ces énergies renouvelables soit compétitif par rapport au prix d'achat de l'électricité sur le réseau gravitaire, ce qui pourra se révéler d'autant plus difficile que la part prise par les modes de production très capitalistique - dont le nucléaire - sur le réseau gravitaire sera importante.

3. Questions soumises au débat

Les conclusions ci-dessus soulèvent la question du degré de compatibilité entre nucléaire et maîtrise des consommations dans l'optique du facteur 4. Plus précisément se pose la question de savoir avec quelles options nucléaires peut-on raisonnablement envisager de limiter la croissance de la demande à 4 TWh/an après 2020.

Mais d'abord, pourquoi limiter a priori la croissance de la demande électrique dans l'optique du facteur 4 si l'on dispose d'énergie nucléaire en abondance? Le problème vient de ce que, pour être compétitif, le nucléaire a besoin d'un facteur d'utilisation très important, limitant sa contribution globale à la fourniture d'électricité autour de 60-70 % (la base). Plus la demande électrique sera importante, plus il faudra recourir à des combustibles fossiles pour combler les 30-40 % restant en

semi-base et en pointe (l'hydraulique est limité à 70 TWh, l'éolien, qui nécessite un back-up thermique, est également limité). Or, le facteur 4 impose que le secteur électrique n'émette pas plus de CO_2 en 2050 qu'aujourd'hui.

Si effectivement on doit limiter la croissance de la demande à 4 TWh/an après 2020, ou mettre le curseur sur l'énergie nucléaire pour que d'un côté le secteur électrique n'émette pas plus qu'aujourd'hui, et de l'autre les effets en retour sur la demande et le développement des systèmes diffus utilisant les énergies non-carbonées restent maîtrisables ?

Si l'enjeu des 4 TWh après 2020 paraît trop lourd, quels degrés de liberté pour s'aligner plus tôt sur la trajectoire R3 sans risque pour le consommateur : maîtrise effective de la demande, encadrement du chauffage électrique, procédures de suivi et de correction… ?

Quel impact une trajectoire R3 aurait-elle sur le bilan prévisionnel et les durées moyennes d'utilisation des installations programmées dans la PPI ?

4. Commentaires sur les questions soulevées

Note : Les questions posées par Bertrand Chateau concernant la poursuite de trajectoires à partir des prévisions de RTE au-delà de 2020 ont entraîné les commentaires suivants de la **DGEMP**.

DGEMP

Les conclusions et questions soulevées par Bertrand Chateau appellent de la part de la DGEMP des remarques complémentaires. Ces remarques se veulent constructives, elles visent à renforcer, préciser et compléter les éléments de Bertrand Chateau.

Le difficile mariage entre la compétitivité du kWh et la maîtrise de la demande énergétique

Bertrand Chateau fait le constat que deux des objectifs de la politique énergétique ne sont pas aisément conciliables : un kWh peu cher (loi POPE[54], article 1 : assurer un prix compétitif de l'énergie et garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie) et la maîtrise de la demande énergétique[55] (loi POPE, article 2). Concernant l'électricité, le constat de Bertrand Chateau ne prête pas à discussion, un kWh cher facilite la pénétration des actions de maîtrise de la demande d'électricité (le consommateur cherchant alors à limiter l'augmentation de sa facture énergétique). Pour autant, la présentation de son analyse peut laisser penser que les actions de maîtrise de la demande dépendent exclusivement des consommateurs et des vendeurs d'énergie. Il importe de rappeler l'action des parlementaires et de l'Etat pour lesquels les volets compétitivité de l'énergie et maîtrise de la demande énergétique ne sont pas antagonistes mais complémentaires. On citera les certificats d'économie d'énergie, la réglementation thermique, les crédits d'impôt, l'action de l'ADEME… Au-delà du débat sur le niveau de ces mesures, il importe que le public ait conscience que les pouvoirs publics n'opposent pas compétitivité de l'énergie et maîtrise de la demande énergétique et qu'ils mènent une politique en ce sens.

De plus, dans la formulation actuelle de la note de Bertrand Chateau, il semble que la compétitivité du kWh est globalement présentée (i) comme un problème pour le succès des actions de maîtrise de l'électricité et (ii) comme le moyen pour les industriels d'augmenter leur compétitivité et leurs prix de revient. Pour que le rendu de l'expertise soit équilibré, il apparaît nécessaire d'ajouter qu'un kWh compétitif est bénéfique pour l'ensemble des consommateurs, particuliers ou industriels. L'importance de ce sujet est notamment illustrée par l'existence d'un tarif social et les travaux menés depuis un an entre l'Etat, les producteurs d'électricité et les industriels électrointensifs.

Le développement des systèmes diffus

Les systèmes diffus sont, au même titre que les moyens centralisés, des moyens de production. S'ils permettent de réduire l'appel aux moyens centralisés, ils ne diminuent pas la demande énergétique.

54. Loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

55. L'objectif consiste bien à maîtriser la demande toutes énergies confondues.

Les systèmes diffus présentent, bien entendu, un intérêt (cf. mécanisme d'obligation d'achat, crédits d'impôt) mais ne peuvent constituer une fin en soi. Ils peuvent présenter un intérêt en termes d'économies de réseau (à chiffrer néanmoins) mais ne présentent pas d'intérêt en terme de maîtrise de la demande d'énergie.

Enfin, du point de vue de la problématique CO_2, les systèmes diffus non-carbonés ne permettent pas de répondre efficacement à la demande de pointe (par exemple absence de soleil à la pointe du soir en hiver) et n'auront/n'auraient qu'un faible impact sur les productions charbon / fioul.

Il apparaît donc dangereux de lier le développement des systèmes diffus à la problématique de la maîtrise de la demande énergétique et surtout à la problématique du réchauffement climatique (mis à part pour les énergies renouvelables qui sont toutes non émettrices de gaz à effet de serre).

Le chauffage électrique

L'étude Ademe sur le contenu CO_2 du kWh électrique (France continentale) conduit à un contenu CO_2 équivalent pour le chauffage à partir d'électricité ou de gaz. Pour la France continentale, le chauffage électrique ne doit donc pas être montré du doigt dans la problématique climat. La vraie question est la réduction des besoins de chauffage et donc à la question de l'isolation des bâtiments.

5. Analyse complémentaire sur la place du nucléaire dans ces trajectoires

Note : De même, les questions posées par Bertrand Chateau concernant la poursuite de trajectoires à partir des prévisions de RTE au-delà de 2020 ont entraîné les commentaires suivants d'**EDF**.

EDF

L'horizon 2050

La note d'Enerdata procède à une analyse de la compatibilité des scénarios RTE avec des trajectoires de demande d'électricité dites « facteur 4 » et en tire un certain nombre de conclusions et de questions.

Le document, tel qu'il est rédigé, peut conduire le lecteur non spécialiste à la conclusion qu'il y aurait une incompatibilité entre une optique de renouvellement du parc nucléaire par des moyens de type EPR et l'atteinte d'un objectif de réduction des émissions de CO_2 de type « facteur 4 », ce qui est un non sens.

En effet, l'architecture générale du raisonnement est la suivante :

1 – Les points de passage de consommation des scénarios RTE à 2020 ne sont pas incompatibles avec la consommation d'électricité projetée à 2050 du scénario « facteur 4 » de la DGEMP.

2 – Toutefois, pour respecter la projection à 2050 du scénario « facteur 4 » de la DGEMP, il faudra, au cas où le point de passage à 2020 soit celui correspondant au scénario R2 de RTE (présenté comme central), être capable de limiter, entre 2020 et 2050, l'augmentation de la demande à 4 TWh par an.

3 – Par ailleurs, il existe une forte probabilité d'un conflit d'intérêt[56] entre l'investissement dans des moyens de production fortement capitalistiques, notamment le nucléaire, et l'implication dans la maîtrise des consommations d'électricité et/ou la promotion de production décentralisée, conflit accru par la libéralisation du marché de l'électricité.

4 – Donc, le remplacement du parc nucléaire par du nucléaire à base d'EPR empêcherait d'infléchir la trajectoire de demande d'électricité après 2020 et de ce fait l'atteinte du point 2050 du scénario facteur 4.

5 – Il faut donc se poser « la question du degré de compatibilité entre nucléaire et maîtrise des consommations dans l'optique du facteur 4 ».

6 – Même en admettant que d'autres scénarios « facteur 4 » puissent en toute rigueur s'accommoder d'une demande d'électricité plus élevée, comme le nucléaire ne peut satisfaire que 60 % à 70 % des

56. La note ne précise pas si l'intérêt en question est celui d'un opérateur d'électricité ou plus globalement de la collectivité.

besoins d'électricité, les 30 % à 40 % restants seront comblés par des combustibles fossiles, ce qui serait incompatible avec l'objectif « facteur 4 ».

EDF se doit de relever le caractère pour le moins ambigu d'un tel raisonnement et de faire état de son point de vue, à savoir :

- EDF considère, tout d'abord, que l'objectif majeur de diviser par 4 en 2050 nos émissions de gaz à effet de serre (objectif « facteur 4 »), dépasse très largement la question de la maîtrise de la demande *d'électricité* et interroge plus globalement la maîtrise de la demande *d'énergie*, plus particulièrement « l'énergie carbonée », dans tous les secteurs et notamment celui des transports.
- En France, où le secteur de la production d'électricité est déjà très peu émetteur de CO_2 grâce au parc de production hydraulique et nucléaire (8 % des émissions contre 30 % en Allemagne), la question du rôle de l'électricité dans l'atteinte de l'objectif « facteur 4 » est, à cet égard, tout à fait particulière, dans la mesure où le renforcement absolument indispensable de l'efficacité énergétique dans les usages existants n'est pas antinomique avec un recours accru à ce vecteur pour de nouveaux usages (par exemple dans les transports – diminution des impacts environnementaux tant locaux que globaux[57] – ou encore pour la substitution des usages du fioul de chauffage dans les logements anciens par des pompes à chaleur haute température).
- De tels scénarios ne seraient par ailleurs pas du tout incompatibles, contrairement à ce que laisse entendre la note d'Enerdata, avec le maintien à long terme d'une part faible des moyens de production à base de combustibles fossiles dans le mix de production électrique. Rappelons pour mémoire que la production à partir de combustibles fossiles n'a représenté en 2005 que 11 % de la production totale et 12,5 % de la consommation intérieure française.
- Ensuite, EDF ne partage pas l'idée qu'il pourrait y avoir obligatoirement un conflit d'intérêt pour un opérateur, entre l'investissement dans des moyens de production fortement capitalistiques, notamment le nucléaire, et son implication dans la maîtrise de l'énergie et dans les énergies renouvelables et décentralisées.
- Comme il a été indiqué tout au long du débat, EDF n'oppose pas les énergies entre elles mais s'implique au contraire dans toutes les formes d'énergie et dans l'efficacité énergétique. C'est le sens de son investissement par des mesures volontaires dans les ENR thermiques (chauffe-eau solaire, pompes à chaleur, biomasse…), dans l'amélioration de l'isolation du bâti, dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements de chauffage et des équipements ménagers. Le dispositif légal des certificats d'économie d'énergie, en cours de mise en place, en imposant aux opérateurs une obligation de résultat, va de plus venir renforcer leur implication sur ce volet.
- Pour autant, si la part d'énergie décentralisée (diffuse) peut certainement être augmentée, il convient de ne pas oublier l'enjeu vital que représente le réseau électrique centralisé et interconnecté associé à des moyens de production de taille, pour la sécurité d'alimentation (en quelque sorte la « solidarité électrique » entre chaque région, entre chaque commune, entre chaque citoyen).
- Enfin et surtout, comme EDF l'a indiqué dans le dossier du MOA et expliqué tout au long du débat public, la question pour l'après-2020 n'est pas du tout celle de la réponse à une *demande d'électricité* mais, celle de la réponse à un renouvellement potentiellement massif de *l'offre de production*, dans le cas de la mise à l'arrêt progressive, à partir de 2020, d'une part significative des moyens de production de base en France et en Europe.
- Les décisions du renouvellement proprement dit ne seront à prendre qu'autour de 2015. À ce moment-là, des suppléments d'information sur tous les paramètres de l'équation énergétique française (contexte environnemental – notamment sur l'après-Kyoto –, contexte des énergies fossiles – sécurité d'approvisionnement, durabilité des ressources, prix –, structure et niveau de la demande d'énergie, développement des ENR, émergence de nouvelles technologies dans le

57. Les annonces récentes des groupes Bolloré et PSA sur le lancement en série de voitures hybrides à l'horizon 2010 en sont une illustration.

domaine de la production centralisée et décentralisée, durée de vie des centrales nucléaires actuelles…) seront disponibles.

- Ils permettront d'opérer alors des choix cohérents avec la politique énergétique française (voire européenne) et les objectifs moyen terme correspondants, notamment ceux, relatifs à la lutte contre l'effet de serre.

Sans préjuger de ce que seront ces choix le moment venu, EDF, au vu de tous les éléments d'information connus à ce jour, considère qu'il serait déraisonnable de compter uniquement, comme moyen de production de base pour le futur, sur des centrales au charbon et au gaz émettant du CO_2 et posant des problèmes de sécurité d'approvisionnement pour leur combustible.

Au contraire, pouvoir compter, parmi la palette des moyens de production à disposition, d'un outil de production nucléaire moderne, testé et éprouvé, compétitif et d'un tissu industriel prêt à le développer, donnera à la collectivité nationale, au moment d'effectuer ces choix, une véritable flexibilité sur les leviers permettant d'atteindre les objectifs de type « facteur 4 ».

C'est la raison même du projet de centrale tête de série Flamanville 3.

B. Analyse sur les prolongements possibles des prévisions RTE par négaWatt

Note : On reprend ici la comparaison proposée par **négaWatt** de projections à 2050 construites à partir de RTE avec le scénario négaWatt. La comparaison sur la période 2000-2020 figure dans la Partie 2. négaWatt

Il a été bien clarifié par RTE que les extrapolations de ses scénarios au-delà de 2020 sont produites par négaWatt et n'engagent que leurs auteurs.Toute référence à ces projections doit être faite sous le terme « projection négaWatt du scénario R1 » etc, sans laisser penser qu'elles émanent de RTE.

1. Projection sur la période 2000-2050

Dans l'optique d'atteindre le « Facteur 4 » en 2050 il est indispensable de ne pas s'arrêter à 2020 mais de regarder aussi en tendance la période 2020-2050. Quelles seraient les prolongations sur 2002-2050 des prévisionnels R1 R2 et R3 ?

Soit P1, P2, P3 ces hypothèses prospectives, *qui n'engagent bien entendu pas RTE*, mais qui donnent une intéressante idée des trajectoires possibles au-delà de 2020.

L'analyse tendancielle aux points de passage 2002, 2010 et 2020 des 3 scénarios est linéaire ou logarithmique. On peut à partir de ces points construire les projections suivantes.

Tab. 10 Projections post-2020 de négaWatt à partir des prévisions à 2020 de RTE

Base RTE < 2020	Projection négaWatt > 2020	Équation tendancielle[a]	Coef. de régression
RTE-R1	nW-P1	Y = 6,3484 X – 12.252	R^2 = 0,9902
RTE-R2	nW-P2	Y = 10.865 Ln(X) – 82.138	R^2 = 0,9853
RTE-R3	nW-P3	Y = 7.057,4 Ln(X) – 53.191	R^2 = 0,9581

a. Avec (X) = numéro de l'année

Source : négaWatt, 2006

Sur la base de ces tendances sur la période 2020-2050, négaWatt a extrapolé les consommations prévisionnelles RTE et obtenu les valeurs suivantes.

Tab. 11 Evolution de la demande intérieure nette, projections post-2020 de négaWatt à partir des prévisions à 2020 de RTE

Demande en TWh	2000	2002[a]	2010	2020		2030	2040	2050
RTE-R1	—	454	515	569	**nW-P1**	635	699	762
RTE-R2	—	454	508	552	**nW-P2**	608	661	714
RTE-R3	—	454	494	518	**nW-P3**	557	591	626
Tendanciel nW	448	*462*	518	570		639	709	778
Scénario nW	448	*451*	464	409		387	379	366

a. En italique, valeurs approchées, le scénario négaWatt ayant son origine en 2000.

Source : négaWatt, 2006

Demande intérieure nette 2000-2050

Pour comparer les productions brutes, il a été tenu compte sur R1, R2 et R3, puis sur P1, P2 et P3 d'un coefficient de 6 % de pertes par autoconsommation des centrales.
Hors exportations, mais avec auto-consommation, les comparatifs tendanciels sont alors les suivants.

Tab. 12 Evolution de la demande intérieure brute, projections post-2020 de négaWatt à partir des prévisions à 2020 de RTE

Demande en TWh	2000	2002[a]	2010	2020		2030	2040	2050
RTE-R1	—	481	546	603	**nW-P1**	673	741	808
RTE-R2	—	481	538	585	**nW-P2**	646	703	760
RTE-R3	—	481	524	549	**nW-P3**	590	627	664
Tendanciel nW	472	*487*	545	600		674	747	820
Scénario nW	472	*477*	494	447		433	432	427
dont part ENR[b]	76	*76*	101	150		219	269	361

a. En italique, valeurs approchées, le scénario négaWatt ayant son origine en 2000.
b. Consommation brute d'électricité couverte par des productions en énergies renouvelables dans le scénario négaWatt.

Source : négaWatt, 2006

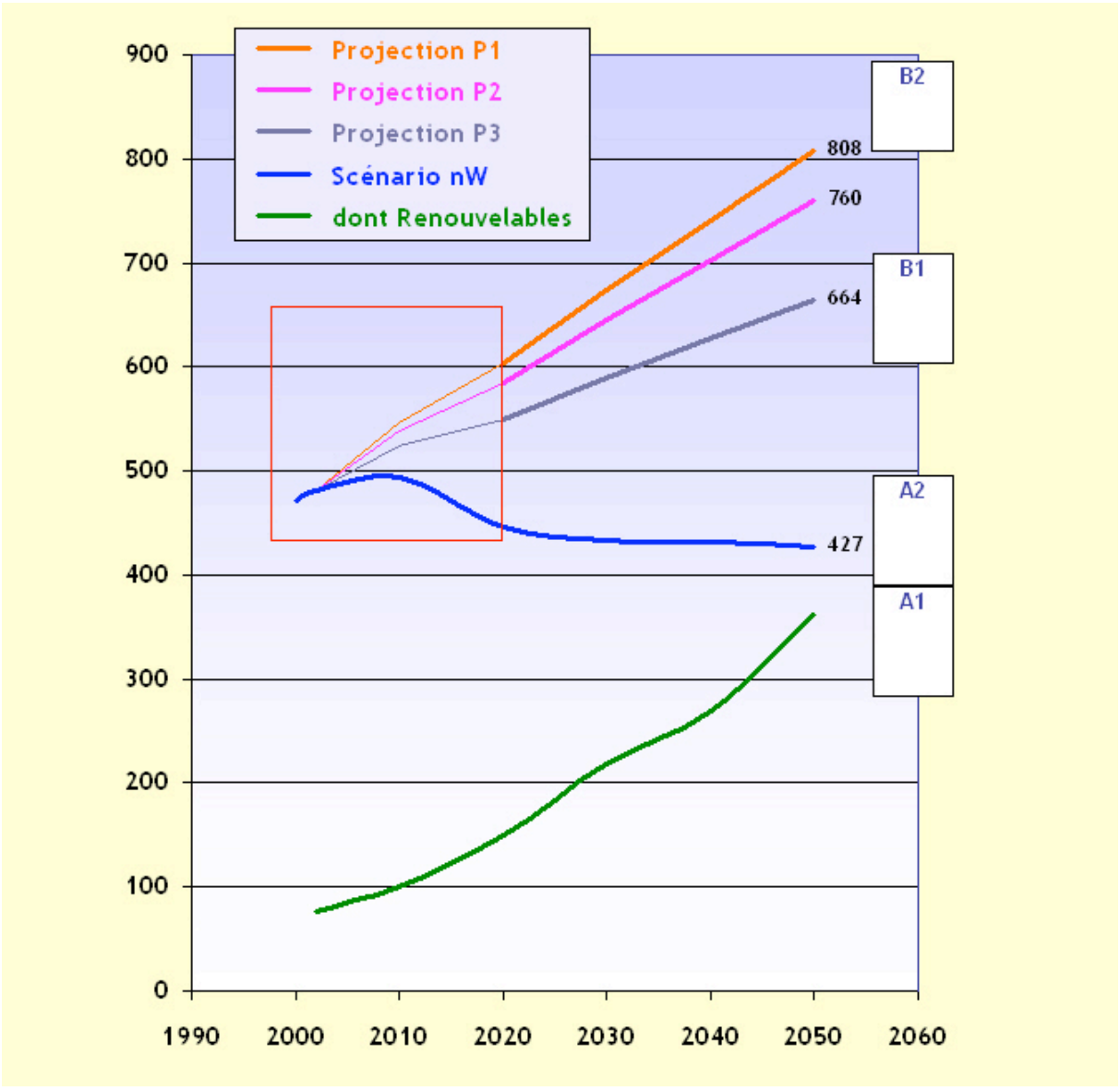
Le « tendanciel nW » est toujours très proche de R1 puis de P1, à 1,5 % près jusqu'en 2050.

P1, P2 et P3 se démarquent très nettement du scénario négaWatt, lequel, après une inflexion 2010-2030 (-61 TWh soit -3 TWh/an en moyenne) stabilise la demande intérieure brute entre 2030 et 2050.

Le graphique suivant représente les trois projections P1, P2 et P3 sur 2020-2050, comparées au scénario négaWatt ainsi que la part de renouvelables dans ce scénario.

À titre indicatif sont représentées les quatre « visions de la demande d'électricité » proposées par Enerdata pour 2050, et caractérisées par la part « gravitaire » du réseau, c'est-à-dire la part centralisée de la demande.

Fig. 3 Comparaisons des projections sur la demande intérieure brute (en TWh)



Source : négaWatt, 2006

La « vision B2 » (demande haute, réseau très centralisé) est supérieure aux projections P1 et P2. B1 (demande basse, réseau très centralisé) est semblable à P3. Le scénario négaWatt est assez centré sur l'intervalle A2 (demande basse, réseau décentralisé). La vision A1 est nettement inférieure au scénario négaWatt (demande très basse, réseau décentralisé).

P1 et P2 conduisent en tendance à une demande prévisionnelle 2050 respectivement de +89 % et +78 % par rapport au scénario négaWatt. P3, partant de R3 plus volontariste sur le plan environnemental, aboutit à une demande supérieure de 237 TWh, soit 55 %.

Les écarts tendanciels P1, P2 et P3 sont donc finalement assez peu tranchés en projection 2050 : *il n'y a pas d'inflexion nette de la demande*, et ces trois projections aboutissent à l'horizon 2050 à une consommation nettement supérieure à celle de 2002 (entre 38 % (R3) et 68 % (R1)), nécessitant donc une forte augmentation des moyens de production.

2. Compatibilité avec le maintien du nucléaire

Analyse à production nucléaire constante

Pour analyser les implications sur l'offre de ces projections sur la demande, négaWatt s'appuie sur une estimation de la contribution des différentes filières de production à la consommation intérieure. Dans ce cadre, négaWatt évalue à 375 TWh la part de production nucléaire « destinée à la consommation interne » (sur une production nucléaire totale de 430 TWh nets en 2005). En faisant l'hypothèse d'un maintien de la contribution du nucléaire à la consommation interne à hauteur de 375 TWh, et en tenant compte de la production renouvelable actuelle, quels seraient les moyens de production restant à couvrir par les énergies fossiles et par de nouveaux équipements renouvelables pour satisfaire la demande ?

Fossiles + nouveaux EnR = Demande – (Nucléaire 2002, 375 TWh) – (Renouvelables 2002, 76 Twh))

La contribution nécessaire serait alors la suivante :

Tab. 13 Production à couvrir hors nucléaire (valeur constante) et renouvelables (existant), projections post-2020 de négaWatt à partir des prévisions à 2020 de RTE

En TWh		2010	2020		2030	2040	2050
	RTE-R1	95	152	**nW-P1**	222	289	357
	RTE-R2	87	134	**nW-P2**	194	252	309
	RTE-R3	72	98	**nW-P3**	139	176	213
Par rapport à la demande nW		42	0		0	0	0

Source : négaWatt, 2006

Dans l'hypothèse où la troisième génération EPR ne servirait qu'à remplacer les centrales existantes à production égale, P1 et P2 conduisent donc à une demande très élevée (de 309 à 357 TWh, soit de l'ordre de grandeur de la production nucléaire actuelle), à satisfaire par de nouvelles sources de production d'énergie, d'origine fossile ou renouvelable.
Par comparaison, les nouveaux moyens de production d'origine renouvelable dans le scénario négaWatt sont de 361 – 76 = 285 TWh, soit une croissance moyenne de 6,3 TWh/an jusqu'en 2050.
Cet effort, déjà très volontariste, devrait donc être supérieur dans le cas des projections P1 et P2 pour éviter un recours très important aux énergies fossiles.
La France serait alors confrontée à une triple charge :

- renouveler le parc existant de production nucléaire, arrivé en fin de vie, tout en assurant les coûts de démantèlement.
- financer un programme de développement des énergies renouvelables du même ordre de grandeur, voire supérieur à celui proposé par négaWatt,
- et être encore plus dépendant d'achat d'énergies fossiles dont le coût, à l'horizon 2030 – 2050 est une inconnue économique majeure. En effet dans l'hypothèse d'un développement de moyens de production d'origine renouvelable au niveau de ce que propose le scénario négaWatt (285 TWh), la part restant à couvrir par les fossiles dans P1 serait de 357 – 285 = 72 TWh, soit plus du double de la situation actuelle.

P3 est moins critique mais conduit cependant à une demande de 213 TWh, plus de 7 fois supérieure à la consommation actuelle d'énergies fossiles (30 TWh). Les nouveaux équipements renouvelables devraient donc assurer au moins 183 TWh pour éviter une consommation d'énergies fossiles supérieure à la valeur 2002.
Dans ces conditions, le recours à des programmes ambitieux de maîtrise de la demande d'électricité (c'est-à-dire une quatrième charge additionnelle aux 3 autres !) sera très difficile, et en tous cas trop tardif pour aboutir à l'objectif du facteur 4.
Le simple remplacement des centrales à production *sans mesures d'inflexion puis de stabilisation* de la demande conduit donc à une situation extrêmement tendue. À l'inverse, la priorité mise *dès aujourd'hui* sur la maîtrise de la demande d'électricité par des actions volontaristes de sobriété et

d'efficacité énergétique permet de desserrer les contraintes, et de laisser ouvertes plusieurs options pour l'avenir.
Enfin cette analyse montre que l'augmentation de la production nucléaire – et non le simple renouvellement à production constante – est nécessairement sous-jacente aux choix initiaux des 3 prévisionnels R1, R2 et R3 sauf inflexion majeure en 2020.

Analyse à production nucléaire limitée à 65 % du parc de production
Examinons maintenant une deuxième hypothèse.
Selon négaWatt, de nombreuses analyses montrent que la part du nucléaire dans le bouquet électrique français (78 %) est aujourd'hui trop élevé, pour des raisons tant techniques qu'économiques : la part maximale devrait être de 60 à 70 %[58], voire inférieure. Retenons 65 % comme valeur centrale, à partir de 2020 (soit un maintien du niveau actuel dans le scénario R2).
Si le parc nucléaire est limité à 65 % de la production intérieure brute hors importations et en tenant compte de la production d'origine renouvelable actuelle, quelle serait la production restant à assurer par les énergies fossiles et de nouveaux équipements renouvelables pour couvrir la demande ?

La production nucléaire serait dans les projections la suivante.

Tab. 14 Production « intérieure » nucléaire (part constante) projections post-2020 de négaWatt à partir des prévisions à 2020 de RTE

En TWh	2002	2010	2020		2030	2040	2050
% nucléaire	78 %	70 %	65 %		65 %	65 %	65 %
RTE-R1	375	382	392	**nW-P1**	438	481	525
RTE-R2	375	377	380	**nW-P2**	420	457	494
RTE-R3	375	367	357	**nW-P3**	383	408	432
Tendanciel nW	375	381	390		438	486	533
Sur base demande nW	375	345	290		282	281	277

Source : négaWatt, 2006

Et la production d'origine fossile et de nouveaux équipements renouvelables serait de :
Fossiles + nouveaux EnR = Demande – (Nucléaire à x %, maxi 65 %) – (Renouvelables 2002, 76 Twh))

Tab. 15 Production à couvrir hors nucléaire (part constante) et renouvelables (existant), projections post-2020 de négaWatt à partir des prévisions à 2020 de RTE

En TWh	2002	2010	2020		2030	2040	2050
RTE-R1	30	88	135	**nW-P1**	160	183	207
RTE-R2	30	86	129	**nW-P2**	150	170	190
RTE-R3	30	81	116	**nW-P3**	130	143	156
Sur base demande nW	25	72	80		76	75	73

Source : négaWatt, 2006

Ici encore l'effort demandé serait considérable pour P1, P2 et P3. Pour éviter de recourir à plus d'énergies fossiles qu'aujourd'hui, il faudrait :

- renouveler le parc de production nucléaire existant

58. Bertrand Chateau indique par exemple dans sa contribution que « le nucléaire ne devrait pas dépasser 70 % de la demande intérieure (base) ».
Sans souhaiter entrer dans un débat théorique sur la part du nucléaire, la DGEMP souhaite rappeler qu'un tel débat ne peut avoir lieu que dans un système électrique fermé et non à l'échelle d'un pays. Pour traiter d'une éventuelle surcapacité nucléaire, le niveau pertinent est donc le réseau européen interconnecté. A cette échelle, la production d'électricité d'origine nucléaire représente de l'ordre de 30 % de la production totale.

- et lancer un programme nucléaire additionnel de 150 TWh (P1) à 57 TWh (P3)
- et lancer un très important programme de développement des moyens de production électrique d'origine renouvelable : afin de maintenir les fossiles au niveau de 2002, ceux-ci devraient être capables de fournir 177 TWh (P1) ou 126 TWh (P3), soit respectivement 62 % ou 44 % des 285 TWh proposés par le scénario négaWatt.

L'hypothèse d'un maintien à un haut niveau du nucléaire n'empêchera donc pas le recours à un programme très important sur les renouvelables afin d'éviter que le secteur de la production électrique ne soit plus émissif en CO_2 qu'aujourd'hui.

Alors, pourquoi attendre ?

3. Conséquences d'un retard des actions à mettre en œuvre

Quelles conséquences d'un retard sur l'engagement d'actions de sobriété et d'efficacité énergétiques ?

Supposons que la France suive l'une des prévisions P1, P2 ou P3, et qu'il soit décidé en 2010, 2020 ou 2030 de revenir sur un objectif de consommation énergétique proche de celui évalué pour 2050 par le scénario négaWatt soit par *choix* politique, ou bien par *contraintes* économiques (le coût de l'énergie), physiques (la raréfaction des ressources), techniques (un défaut générique) voire climatiques.

Supposons donc que l'on s'engage, *mais avec 4, 14 ou 24 ans de retard*, dans une politique de sobriété et d'efficacité. Quel sera alors le rythme des économies d'énergies nécessaire pour atteindre le niveau 2050 de demande du scénario négaWatt ?
Il correspond à :

Rythme annuel = Ecart/Durée = [(Demande année x) – (Demande scénario nW 2050)] / (2050 – x)

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant.

Tab. 16 Effort de maîtrise de la demande d'électricité selon la date d'engagement, projections post-2020 de négaWatt à partir des prévisions à 2020 de RTE

	Effort tendanciel annuel moyen de maîtrise des consommations d'énergie		
Effort à réaliser en débutant en …	**2010**	**2020**	**2030**
nW-P1	-3,0 TWh/an	-5,9 TWh/an	-12,3 TWh/an
nW-P2	-2,8 TWh/an	-5,3 TWh/an	-10,9 TWh/an
nW-P3	-2,4 TWh/an	-4,1 TWh/an	-8,2 TWh/an
Scénario nW	-1,7 TWh/an	-0,5 TWh/an	-0,2 TWh/an

Source : négaWatt, 2006

Par exemple si la France s'engage sur une trajectoire P1, et si l'on attend 2020 pour infléchir la demande vers un « objectif 2050 négaWatt » cela nécessitera de réduire chaque année la demande de **-5,9 TWh**, durant 30 ans entre 2020 et 2050. Si la France s'engage sur une trajectoire P3, l'effort devra être de -4,1 TWh.

Si l'on retarde enfin jusqu'en 2030 le rythme demandé (ou plutôt imposé) sera drastique, de l'ordre de **-8 à -12 TWh/an** sur 20 ans.

À titre comparatif l'effort *moyen sur 45 ans* en s'engageant dès à présent dans la voie tracée par le scénario négaWatt est 10 fois moindre (-0,5 TWh/an) avec un maximum de -4,7 TWh/an dans la période 2010-2020 de nette inflexion de la tendance[59]. Tout retard aura donc des conséquences très importantes, et rendra politiquement et socialement cet objectif de plus en plus difficile à atteindre.

59. C'est-à-dire un retour de 494 TWh à 447 TWh sur 10 ans.

4. Conclusions

- Aucune des projections par négaWatt au-delà des trois scénarios prévisionnels R1, R2, R3 de RTE ne prévoit une inflexion majeure de notre consommation d'énergie électrique : tous trois sont des projections sans réelle rupture de l'accroissement historique de nos consommations d'énergie électrique.
- Le rythme d'augmentation de la consommation d' énergie qu'ils impliquent rendra très difficiles les objectifs du « facteur 4 ».
- Ceux-ci sont en effet contraints par une triple limite : la proportion nucléaire dans le mix de production électrique, les contraintes techniques et spatiales des renouvelables et l'impératif de réduire ou stabiliser à leur niveau actuel les émissions de gaz à effet de serre issus des moyens de production à base de combustibles fossiles.
- Seule une politique volontariste affichant clairement un objectif d'inflexion puis de stabilisation de la demande permettra de limiter nos émissions de GES au niveau actuel, quel que soit le choix vis-à-vis du nucléaire (amplification, progression ou bien sortie).
- L'engagement volontariste d'actions de sobriété et d'efficacité énergétiques est donc une priorité de premier rang, incontournable quels que soient les choix sur l'offre.
- L'effort sur les renouvelables est également incontournable : aucun scénario ne peut faire l'impasse sur leur très fort développement. Les contraintes de mise en oeuvre sont cependant plus importantes que pour les actions de maîtrise de l'énergie.
- Les trois prévisionnels RTE impliquent dans le prolongement de la logique actuelle un accroissement (R3), voire une forte amplification (R1) de la production nucléaire actuelle[60] : l'affectation des ressources correspondantes risque d'être antagoniste avec les priorités sur la maîtrise de la demande et les renouvelables (effet d'éviction).
- La prévention est toujours plus sûre, moins coûteuse et moins douloureuse que le traitement en urgence : si l'objectif d'inflexion et de stabilisation de la demande peut être aujourd'hui un choix collectivement accepté, il sera demain, si aucune décision n'est prise, un impératif à très fortes contraintes sociales et politiques.

60. Sur ce point, RTE rappelle que ses scénarios ne préjugent pas de la manière dont la croissance de la consommation sera satisfaite sur le plan du choix des filières de production.

PARTIE 4 L'INSERTION DANS UN CADRE PROSPECTIF POUR LES CHOIX A LONG TERME

Note : Cette partie rassemble les contributions apportées au Groupe de travail sur l'articulation des exercices prévisionnels avec un cadre prospectif pour le long terme. Elle est construite successivement sur :

- une synthèse par **WISE-Paris** des discussions du Groupe sur la nécessaire cohérence des processus de décision, complétée d'une présentation par la **DGEMP** des différentes initiatives en cours en terme de prospective énergétique (dont le scénario « Facteur 4 » DGEMP-OE 2005, présenté en **Annexe 7**) ;
- une analyse proposée par **Futur Facteur 4** sur l'insertion de la commande de l'EPR dans une vision à long terme de la demande d'électricité ;
- la poursuite de l'analyse de **Futur Facteur 4** sur l'objectivation du débat par la prospective, assortie de remarques complémentaires d'**Enerdata**.

La comparaison menée entre les trajectoires tracées par l'exercice prévisionnel de RTE et des exercices de scénarios prospectifs souligne leur différence de nature et de fonction dans le processus de décision. L'analyse de ces différences débouche sur une réflexion sur la cohérence nécessaire entre les décisions construites à partir de la prévision court-moyen terme et les orientations voulues à long terme. Cette cohérence a fait au cours des échanges du Groupe l'objet d'interrogations de certains membres, qui sont résumées ici.

Ces réflexions pointent aussi vers un déficit des visions à long terme. Ainsi, la confrontation des trajectoires dessinées par les prévisions de RTE aux trajectoires énergétiques à plus long terme se heurte à une absence manifeste de consensus sur la pertinence des trajectoires considérées.

Il existe certes une forme d'accord global sur les principaux objectifs à atteindre à long terme autour notamment de la notion de « facteur 4 » (diminution par quatre à l'horizon 2050 des émissions françaises de gaz à effet de serre) et de la préservation de la sécurité énergétique dans un contexte de renchérissement puis de raréfaction des ressources hydrocarbures. Mais le travail d'élaboration des stratégies énergétiques envisageables pour atteindre ces objectifs reste limité : la discussion au sein du Groupe s'est ainsi appuyée sur les deux seuls scénarios « facteur 4 » prospectifs construits à ce jour pour la France, le scénario DGEMP-OE (2005) et le scénario négaWatt (2005). Suffisamment contrastés pour amorcer la réflexion, ils ne reflètent toutefois pas l'ensemble des visions possibles d'un avenir énergétique soutenable.

Bien que cette question l'éloigne du cahier des charges initial, le Groupe de travail a jugé utile de réfléchir sous l'angle méthodologique à la construction des choix de stratégie énergétique de long terme. Cette réflexion apparaît aujourd'hui essentielle pour éclairer les difficultés actuelles d'articulation du court et du moyen terme avec les objectifs du type facteur 4 dans les processus de décision. Elle est rassemblée dans cette section, essentiellement à partir de la note préparée pour le Groupe de travail par Pierre Radanne (Futur Facteur 4)[61], auteur notamment pour la MIES en 2004 d'un exercice de construction d'images énergétiques contrastées pour 2050.

A. La nécessaire cohérence des processus de décision

Note : La présente section s'appuie sur une analyse par Yves Marignac (**WISE-Paris**) des principales interrogations sur le processus de décision de politique énergétique apparues dans le groupe de travail. **WISE-Paris**

L'horizon détermine les choix qu'on considère comme ouverts. Mais une mauvaise articulation des décisions d'ajustement à court-moyen terme avec les programmes de long terme est-elle susceptible de fermer certains choix ? On examine ici la nécessité d'une cohérence entre le court-moyen terme et le long terme.

61. P. Radanne, *« Facteurs à prendre en compte dans la réflexion prospective »*, note à la Commission particulière du débat public EPR, 18 janvier 2006.

On s'interroge ensuite, autour de cette cohérence, sur des possibles faiblesses du processus de décision. Ces questions soulevées portent notamment sur l'articulation entre les orientations sur l'offre et la demande, sur la cohérence entre la définition de solutions au niveau national et au niveau régional, ou encore sur l'inscription de décisions de court et moyen terme dans une perspective de long terme.

1. La cohérence entre court terme et long terme

Les mécanismes que le Groupe de travail a analysés, à partir des questions sur le Bilan prévisionnel RTE dont il a été saisi, se partagent très clairement entre trois niveaux.

- Le premier correspond à la mission explicite de garantir la sécurité électrique à court-moyen terme. Par rapport à cet objectif, RTE a un rôle d'alerte en réalisation des scénarios d'équilibre offre / demande visant à identifier les besoins en capacités de production supplémentaires éventuellement nécessaires.

  L'exercice RTE est essentiellement prévisionnel (basé sur une évaluation de l'existant et des tendances) même s'il peut inclure une part de volontarisme (issu en l'espèce de la PPI). Il explore les évolutions engagées sur l'équilibre offre-demande et définit les besoins d'ajustement.

  Dans l'horizon de court-moyen terme (2015-2020) auquel se place ce type d'exercice, les marges de manœuvre se trouvent plus facilement du côté des équipements de production. Ainsi, sur la base de l'arrêté PPI, le Gouvernement peut lancer des appels d'offres pour le développement de nouveaux moyens de production.

- Le second correspond à la nécessité de définir les orientations de politique énergétique, c'est-à-dire les choix de stratégie pour réaliser des objectifs fixés pour le long terme. Cette mission revient aux pouvoirs publics.

  L'exercice est essentiellement prospectif (basé sur une exploration des possibles) même s'il intègre une référence tendancielle. Il définit, en fonction du cadre socio-économique, des trajectoires envisageables pour atteindre les objectifs donnés par une mobilisation cohérente de potentiels entre les ressources et les besoins. Cette analyse replace l'évolution possible du secteur électrique dans une vision globale du système énergétique.

  L'horizon de cette prospective à long terme (2050) permet d'intégrer les temps liés à des programmes sur les infrastructures (renouvellement du parc de production, réseau de transport, parc de logements…). Les marges de manœuvre tirées de tels programmes, mineures à court terme, sont parmi les plus importantes à cet horizon. Elles peuvent devenir déterminantes, selon les objectifs choisis, à condition d'être mises en œuvre suffisamment en amont de l'échéance visée. Cette prospective peut donc également faire apparaître l'importance de décisions à court terme.

- Un troisième niveau est donc indispensable : celui qui garantit la cohérence entre les deux exercices précédents. En effet, des interactions existent dans les deux sens :

  - les décisions liées à la sécurité du réseau visent un point à court-moyen terme et sont par nature aveugles au-delà. Elles mettent pourtant en œuvre des actions qui se prolongent à long terme : par exemple, un outil de production implanté pour faire face à un besoin en 2015 produira longtemps après cette échéance. Il faut donc vérifier que les outils de l'ajustement à court-moyen terme trouvent leur place dans une trajectoire visée à long terme, et qu'ils ne sont pas incompatibles avec d'autres éléments constitutifs de cette trajectoire.

  - À l'inverse, la définition prospective d'une stratégie à long terme implique des décisions à court terme. La transformation du parc de bâtiments ou l'émergence et la pénétration de technologies sont des processus lents dont l'impact à long terme est d'autant plus grand qu'ils sont engagés tôt. Il faut donc également vérifier que ces actions sont entreprises aussi vite que nécessaire, et que l'engagement de tels programmes à long terme ne va pas contre l'ajustement recherché à court-moyen terme.

2. Les interrogations sur le processus de décision

Les clarifications apportées par les membres du Groupe de travail ont permis de lever un certain nombre d'ambiguïtés et de préciser la nature et la fonction de l'exercice RTE. L'analyse des différents éléments et les nombreuses discussions du groupe ont toutefois fait émerger un certain nombre d'interrogations sur la cohérence globale des processus de décision des pouvoirs publics, du gestionnaire de réseau, des opérateurs et des collectivités territoriales.

Ces éléments ont notamment été soumis à discussion par Yves Marignac lors de la réunion de Rennes le 8 février 2006. Ces discussions ont abouti à un certain nombre de points résumés dans les conclusions du présent rapport. On reprend ici, en tentant d'apporter des compléments d'explication, ces différents points.

• Ajustement sur l'offre ou sur la demande ?

Comme on l'a vu plus haut, parmi les exercices sur lesquels s'appuient la décision publique aujourd'hui, le Bilan prévisionnel établi par RTE et la Programmation pluriannuelle des investissements établie par la DGEMP portent par nature le regard en priorité sur les actions sur l'offre. Celles-ci apparaissent en effet plus efficaces, dans la perspective de combler des écarts éventuels entre moyens de production et besoins de consommation à court-moyen terme, que les actions sur la demande et les comportements qui s'inscrivent sur le plus long terme.

Comme le rappelle RTE dans le Bilan prévisionnel publié en octobre 2005, *« l'objectif de ce Bilan prévisionnel est d'identifier les moyens de production supplémentaires à mettre en service dans les années à venir pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique sur le territoire français. (…) Il s'agit, en pratique, d'établir des prévisions sur la consommation intérieure d'électricité et sur les échanges entre la France et les pays voisins, et à les confronter aux perspectives connues d'évolution du parc de production. Compte tenu du caractère non stockable de l'électricité et de phénomènes aléatoires (…), il existe des situations dites de "défaillance", pour lesquelles l'offre ne peut couvrir la demande, et qui imposent des délestages de consommation. Le choix d'un critère définissant le niveau de risque de défaillance acceptable permet d'évaluer le besoin de nouvelles capacités ».*

Ainsi, le Bilan prévisionnel est méthodologiquement construit autour de prévisions différenciées sur la demande, croisées avec des évolutions plus ou moins volontaristes sur l'offre, pour aboutir à des recommandations centrées sur les moyens de production manquants pour garantir la sécurité électrique à l'horizon très court – une dizaine d'années – auquel il se situe. Cet horizon est jugé trop court pour réaliser un ajustement par des efforts supplémentaires sur la demande (par rapport aux mesures intégrées aux scénarios de consommation).

En regard, les pouvoirs publics mettent en avant les efforts d'ores-et-déjà engagés pour réaliser des potentiels de maîtrise de la demande envisageables sur des temps plus longs. À l'inverse, des membres du Groupe comme négaWatt ou Antoine Bonduelle pointent le risque que ce qu'ils perçoivent comme un déséquilibre à court terme se répercute fortement dans les orientations de long terme, et cantonne les actions sur la demande dans un rôle trop limité vis-à-vis des réductions qu'ils jugent nécessaires.

Au vu de ces inquiétudes, il paraît manquer dans le dispositif actuel un mécanisme susceptible de corriger les effets éventuels de tels déséquilibres. Dans un premier temps, une analyse des rétroactions éventuelles de préconisations sur l'offre vis-à-vis des hypothèses de départ sur la demande pourrait être mise en place pour s'assurer de l'absence de glissement : en effet, on peut s'interroger sur l'effet à long terme sur la courbe de demande d'une correction systématique, à court terme, des écarts entre celle-ci et la courbe de production par une augmentation de l'offre.

Plus globalement, il importe de veiller à l'existence d'un cadrage de long terme et à ce que les décisions nécessaires à l'atteinte des objectifs de long terme ne soient pas obérées par les actions de court-moyen terme.

• Réalisme ou volontarisme sur les hypothèses de production ?

Une discussion s'est développée au sein du Groupe de travail sur la justification apportée à la transcription différenciée, dans les hypothèses du Bilan prévisionnel, des objectifs de la loi sur l'énergie. L'analyse montre en effet un traitement distinct, concernant les hypothèses sur le parc de

production, entre les deux secteurs sensibles dans le contexte des débats publics que sont le nucléaire et les énergies renouvelables.

- D'un côté, la mise en service d'un EPR en 2012 dans le bilan RTE répond à l'objectif de la loi de *« maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant, vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération »* (article 4).
  Pour RTE, *« comme maintenir l'option nucléaire ouverte est un axe majeur de la politique énergétique française, inscrit dans la loi Programme fixant les orientations de politique énergétique (POPE), la concrétisation du projet EPR apparaît quasiment certaine »*.
- Mais de l'autre, l'objectif de produire de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à hauteur de 21 % de la consommation nationale à l'horizon 2010[62], également inscrit dans la loi, ne serait atteint qu'entre 2013 et 2017 dans le bilan RTE.
  Tout en rappelant dans le Bilan prévisionnel l'importance de cet objectif, RTE distingue de ce point de vue trois scénarios sur l'offre, correspondant à un développement différencié des énergies renouvelables (EnR) :
  - « Le scénario "EnR Bas" s'inscrit dans la philosophie d'alerte du Bilan prévisionnel. Il consiste à projeter le parc existant en 2005, en n'intégrant, parmi les évolutions détaillées (...), que celles qui sont certaines » ;
  - « Le scénario "EnR Haut" accorde la priorité à l'atteinte de l'objectif de 21 % de l'énergie consommée couverte par les énergies renouvelables, sinon dès 2010, du moins peu après » ;
  - « Le scénario "EnR Médian" vise à donner une image plus plausible du développement des EnR à court terme. Les capacités permettant de remplir l'objectif final de 21 % EnR en 2010 seront effectivement construites, mais à un rythme beaucoup plus lent (la totalité ne sera installée qu'en 2020).

Certains membres du groupe soulignent le réalisme de ces hypothèses. Les retards observés dans le démarrage de certaines filières, en particulier l'éolien, expliqueraient notamment le décalage observé sur l'objectif de 21 % de la consommation, couvert par des productions renouvelables. Ils modèrent l'importance relative, en termes de bilan global, des quelques années de décalage par rapport au caractère positif de la mise en place d'une dynamique permettant d'atteindre ce niveau de fourniture.

D'autres évoquent au contraire l'absence de volontarisme qui aurait conduit à cette situation, et pointent le discrédit lié au vote par la représentation nationale d'un objectif dont l'administration dresse parallèlement le constat d'une incapacité à le respecter sans un retard de quelques années.

• Raisonnement en énergie ou en puissance ?

Les interrogations sur le degré de volontarisme intégré aux hypothèses du Bilan prévisionnel RTE concernant les efforts sur la demande d'une part, et le développement des capacités de production d'autre part sont renforcés par la nature même de l'exercice. Pour garantir l'adéquation des moyens de production aux évolutions présumées de la demande, RTE se donne en effet une marge de sécurité par une préférence pour des prévisions plutôt conservatrices : ainsi, *« l'identification des besoins nécessaires à la satisfaction du critère d'adéquation (...) est conduite sur la base du scénario de consommation jugé le plus crédible (R2) et en ne tenant compte que des développements d'offre quasi-certains (EnR bas) »*.

Dans ce contexte, le Groupe de travail souligne l'importance d'une distinction forte entre des besoins identifiés en puissance et des raisonnements en énergie. Ce sont en effet des besoins extrêmement ponctuels de moyens de production nécessaires au passage des pointes de consommation électrique qui sont le problème majeur en termes de sécurité du réseau. Il ne faut pas confondre la capacité de production mobilisable à un instant donné pour répondre à la demande et la production réalisée sur l'année par les capacités installées (et les différents moyens de production qui composent le parc présentent de ce point de vue des caractéristiques extrêmement différentes).

62. Objectif issu d'un engagement non contraignant de la France inscrit dans une directive européenne de 2001, la Directive 2001/77/CE, relative à la promotion d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

Des membres du Groupe de travail ont notamment relevé l'évolution préoccupante de ce point de vue des pointes de consommation électrique, dont un nouveau record a été enregistré le 27 janvier 2006 à 18h58 avec 86.280 MWe. Dans la présentation du bilan électrique pour l'année 2005[63], RTE rappelle que *« depuis la date de sa création, en juillet 2000, RTE a enregistré neuf records successifs de consommation d'électricité en France. La dernière consommation maximale atteinte en 2005 dépasse de plus de 11.000 MW celle atteinte en 2001, soit l'équivalent de la consommation de plus de 10 millions de foyers »*.

Au total, l'amplitude des pointes de consommation, liée en particulier à la pénétration du chauffage électrique dans le résidentiel et le tertiaire, augmente par rapport à la consommation moyenne – autrement dit, les besoins en puissance augmentent plus vite que les besoins en énergie. Ainsi, l'augmentation de la pointe enregistrée par RTE entre 74.900 MWe le 15 novembre 2001 et le 27 janvier 2006 est de +15,2 %, soit environ le double de l'augmentation de la consommation annuelle entre 2001 et 2005.

Le Groupe de travail a toutefois noté que la modélisation des problèmes liés à la pointe, beaucoup plus complexe que les scénarios sur les consommations moyennes annuelles, ne pouvait être discutée dans le cadre limité de ses échanges.

De même, le Groupe a pointé à sujet, sans poursuivre la discussion sur ce thème, l'importance pour les prévisions du critère de défaillance lui-même, qui est *« une espèrance de durée de défaillance de trois heures par an »*[64]. Le critère retenu doit traduire un équilibre entre le bénéfice pour les consommateurs lié à l'installation de puissance supplémentaire pour diminuer les délestages d'une part, et le coût de ces moyens de production additionnels qui leur est répercuté, d'autre part. Certains membres du Groupe ont souligné l'intérêt d'une analyse de sensibilité des résultats du Bilan prévisionnel à ce facteur, qui pourrait conduire à faire évoluer à l'avenir le critère de défaillance.

La méthode et le critère retenu conduisent en tous les cas aujourd'hui à d'importantes préconisations en puissance de RTE. Ainsi, comme il est noté dans le Bilan prévisionnel, *« en termes d'écart à la pointe, la fourchette liée au choix du scénario est de 3.800 MW en 2010 et de 6.500 MW en 2016 »*. Les besoins en puissance identifiés par RTE, qui vont selon les scénarios jusqu'à 10.000 MWe environ à l'échéance 2016, se ramènent à des besoins en énergie extrêmement ponctuels qui correspondent à moins de 1 % d'utilisation sur l'année des moyens envisagés. Or, de nombreux opérateurs (EDF, Suez, Endesa, Powéo) rendent publics des projets d'installation de nouvelles capacités de production, généralement des cycles combiné gaz, en s'appuyant souvent sur les besoins en puissance identifiés par RTE alors que leurs installations seraient destinées à une production bien plus abondante.

L'utilisation des résultats exprimés en puissance dans le bilan RTE peut ainsi conduire à une capacité de production excédentaire vis-à-vis des besoins nationaux. Une forte divergence apparaît au sein du Groupe de travail sur les conclusions à tirer de ce constat.

Pour certains, comme la DGEMP, le terme de « capacité excédentaire », qui n'aurait de sens que dans le contexte d'une France coupée du réseau interconnecté, doit être fortement relativisé au niveau européen[65]. Ils considèrent globalement que l'existence de débouchés européens croissants apporte une garantie contre le risque de surcapacité, la maille pertinente pour l'étude des besoins d'électricité étant celle du réseau interconnecté auquel la France est raccordée, à savoir le réseau européen. En outre, une éventuelle surcapacité de production ne conduirait pas à une augmentation de la production, celle-ci étant fixée par la demande des consommateurs. Selon eux, si une surcapacité devait exister, celle-ci se traduirait par un moindre fonctionnement des moyens de production les moins compétitifs

63. RTE, *Le bilan électrique français 2005*, dossier de presse, mars 2006. http://www.rte-france.com/htm/fr/presse/telecharge/rte_dp_bilan_electrique_2005.pdf

64. C'est-à-dire que dans les simulations, l'offre est jugée suffisante quand la durée moyenne de défaillance, compte-tenu des aléas naturels et techniques retenus, est inférieure à trois heures. Ce critère est, comme le rappelle RTE, *« identique à celui utilisé dans le précédent Bilan prévisionnel et équivalent à celui qu'utilisait historiquement EDF en tant qu'entreprise intégrée »*.

65. Sans partager la même analyse sur le contexte européen, l'ensemble des membres du Groupe de travail reconnaissent le caractère extrêmement réducteur des analyses « aux frontières » menées, par nécessité de simplification, dans le cadre des travaux du Groupe.

et donc par une perte financière pour les producteurs concernés, comme dans tout autre marché. Et ils rappellent que les mécanismes de régulation prévus par la PPI, s'ils s'appliquent avant tout à encourager le développement de certaines filières, peuvent aussi s'appliquer à freiner un développement trop important d'autres si les pouvoirs publics le jugeaient nécessaire.

D'autres, comme négaWatt, rappellent que la France se situe déjà dans une situation fortement exportatrice en « base » sur le marché de l'électricité européen, tout en recourant à des importations croissantes pour couvrir des besoins en pointe, et s'interrogent sur l'équilibre futur de ces échanges dans le cadre d'une augmentation des capacités françaises. Ils craignent que les capacités supplémentaires préconisées conduisent dans tous les cas à un excédent de « productible » disponible pour la consommation nationale dont ils dénoncent les effets potentiels d'encouragement de la demande et d'éviction des énergies renouvelables.

La DGEMP admet l'existence de ces deux derniers risques en l'absence de gardes fous. La DGEMP considère, à la différence de certains membres du groupe, que de tels gardes fous existent. Il s'agit pour la DGEMP des mécanismes, indépendants de l'offre de production, existant pour le développement de la maîtrise de la demande énergétique ainsi que pour celui des énergies renouvelables, notamment les certificats d'économie d'énergie[66] et l'obligation de rachat de l'électricité produite à partir de sources d'origine renouvelable[67].

3. L'action prospective mise en place par les pouvoirs publics vis-à-vis du « facteur 4 »

Note : En complément des éléments de discussion sur le processus de décision, la **DGEMP** apporte les précisions suivantes sur les différentes initiatives en cours en terme de prospective énergétique. **DGEMP**

À la suite de l'expression du Premier Ministre en 2003 devant le Groupe Intergouvernemental d'experts sur l'Evolution du Climat (GIEC), la France, à travers la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, s'est fixée comme objectif de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Cette partie vise à décrire l'action prospective mise en place par les pouvoirs publics pour répondre au défi « facteur 4 ». On distinguera les productions réalisées, les actions en cours et celles à venir.

Les productions prospectives réalisées sont au nombre de deux : un rapport[68] de Pierre Radanne rendu en mars 2004 à la Mission Interministérielle de l'Effet de Serre et le premier scénario facteur 4 de l'Observatoire de l'Energie (OE) de la DGEMP publié le 1er février 2005. Ce scénario[69] constitue à ce jour l'unique scénario officiel existant, au sens d'un travail associant un résultat en 2050 et la trajectoire qui lui est associée. Ce scénario a simplement pour vocation d'éclairer les réflexions et décisions sans constituer la feuille de route que se seraient fixée les pouvoirs publics.

Ce scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005) sera complété en 2006 par plusieurs scénarios supplémentaires visant à éclairer l'horizon 2050 de façon contrastée. À l'instar du scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005), ces scénarios ne s'attacheront pas aux politiques et mesures précises qui seraient à mettre en place mais viseront à explorer l'univers des possibles, dans un souci de maximiser l'efficacité économique et de faciliter une transition sans heurts.

La recherche de systèmes énergétiques appropriés ainsi que la question des moyens (réglementation, instruments économiques, technologie) pour arriver à « diviser par quatre » font l'objet d'une réflexion par le groupe de travail présidé par Christian de Boissieu sur la « division par quatre des

66 Créés par l'article 14 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique

67 http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/se_ren_a4.htm

68. Voir : http://www.effet-de-serre.gouv.fr/fr/etudes/Facteur4-franc BAT.pdf

69. Une synthèse de ce scénario figure en **Annexe 7** du présent rapport. Le rapport est disponible sur le site internet de la DGEMP : http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/oe-facteur-quatre.pdf

émissions de CO_2 de la France d'ici 2005 ». Cette réflexion[70] a été engagée en septembre 2005 à la demande de la Ministre de l'Ecologie et du Développement Durable et du Ministre délégué à l'Industrie. Les conclusions et les recommandations du groupe sont attendues par les deux ministres pour le printemps 2006. Elles seront présentées dans un rapport et rendues publiques à l'occasion d'un colloque.

Enfin, le Centre d'Analyse Stratégique a succédé au Commissariat Général du Plan par décret du 6 mars 2006. Au cœur de l'appareil gouvernemental, placé auprès du Premier ministre, le Centre d'analyse stratégique exerce des missions de veille, d'expertise et d'aide à la décision pour la conduite des politiques publiques. Lieu de veille et laboratoire d'idées, le Centre s'attache à identifier les stratégies de long terme pour notre pays. Il dispose des moyens d'associer à ses travaux des experts, des personnalités qualifiées et des représentants de la société civile, de façon à pouvoir éclairer le Gouvernement dans la définition et la mise en œuvre de ses orientations stratégiques, notamment en matière d'énergie, si tel est le vœu du Premier ministre.

B. La commande de l'EPR et la prospective de la demande d'électricité

Note : La présente section reprend la première partie de l'analyse proposée par Pierre Radanne (**Futur Facteur 4**) au Groupe de travail sur la réouverture des exercices prospectifs. **Futur Fact.4**

L'opportunité de commander un EPR résulte d'une analyse des besoins électriques à long terme. Or, il est apparu dans le débat public de fortes divergences d'appréciation quant à l'évolution de cette demande future. À l'évidence, le développement de l'EPR interroge deux échéances de temps bien distinctes.

1. La situation de la tête de série

Une première à courte portée : quelle place, l'EPR prévu à Flamanville prendra-t il dans l'approvisionnement électrique aussitôt sa mise en service vers 2012 ? Le débat porte alors sur l'évolution attendue des besoins à court terme : l'EPR n'aura-t il pas pour effet de prolonger la surcapacité actuelle de moyens de production en base ? Poser cette question revient aussi à aborder la place, à cette échéance, que l'on envisage pour les actions d'efficacité énergétique et de développement des autres moyens de production électrique, notamment les énergies renouvelables. En effet, une directive européenne fixe pour cap une production de celle-ci à hauteur de 21% de la production électrique en 2010 (par rapport à 15% en 1995).

En pratique, l'EPR tête de série lui-même aura une vie économique marquée de deux phases, avec au début une entrée en fonctionnement où les besoins de capacité électrique en base seront faibles voire nuls et pourraient être couverts de bien des façons. On doit donc convenir que sa mise en fonctionnement a un effet d'éviction vis-à-vis d'autres solutions[71].

Le choix de construire l'EPR découle avant tout d'un acte de politique industrielle : lancer un premier exemplaire pour disposer d'un retour d'expérience avant d'effectuer des commandes en série plus tard pour assurer le renouvellement du parc. Cela ne découle pas d'une optimisation économique. Il y a dès lors, un risque réel que cette unité trouve sa place en décalant d'autres investissements soit de production soit d'efficacité énergétique qui s'avèreraient davantage optimaux.

Par contre, au-delà de 2020, le retrait progressif d'unités charbon et nucléaires parvenues en fin de vie assurera à cette première unité une utilisation à pleine capacité garantie.

---

70. Consultable à l'adresse http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/f1e_prosFact4.htm

71. Sur ce point, la DGEMP souhaite rappeler, comme plus haut sur l'analyse d'Enerdata, l'action des parlementaires et de l'Etat pour lesquels les volets compétitivité de l'énergie et maîtrise de la demande énergétique ne sont pas antagonistes mais complémentaires (les certificats d'économie d'énergie, la réglementation thermique, les crédits d'impôt, l'action de l'ADEME...). Le développement des énergies renouvelables a également lieu à travers le mécanisme de l'obligation d'achat de l'électricité produite, indépendamment de la réalisation d'investissements en moyens de production centralisée.

2. La construction d'une série d'EPR pour remplacer le parc actuel

Le lancement d'un réacteur de 3ème génération, l'EPR, ouvre une question sur une échéance plus longue : quelle place ce type de réacteur prendra-t il à l'horizon 2020-2025 quand il faudra remplacer les réacteurs REP de 900 MWe arrivés en fin de vie? Il ne s'agit alors plus d'un débat sur un risque de surcapacité conjoncturel mais sur la hiérarchisation des priorités de la politique énergétique. Rien d'ailleurs n'implique que les commandes d'EPR soient exclusives de celui d'autres filières.

Si certes, le débat objet de la consultation de la CNDP porte sur le premier exemplaire de l'EPR et non sur le développement de la filière, on ne peut que constater que les questions sont liées, ne serait ce que parce que l'économie du réacteur est, dans le dossier, étayée sur un amortissement avec production ultérieure en série. Il convient donc d'amorcer ici un débat qui durera bien 20 ans. D'où l'importance de la qualité du questionnement adopté.

3. Un débat marqué par le volontarisme passé

Les questionnements qui précèdent sont d'autant plus présents que les décennies passées ont été marquées par un fort volontarisme de l'industrie nucléaire en France. Dans un premier temps dans les années 70, elle a visé à dimensionner un rythme de commandes de réacteurs nucléaires élevé pour notamment ambitionner un développement international. Quand il a fallu constater à la fois une croissance moindre que prévu de la consommation électrique française ce qui révéla une forte surcapacité et la stagnation à un niveau très faible des ventes à l'international, l'industrie nucléaire a justifié le maintien de commandes dans les années 80 pour maintenir sa capacité industrielle. Ce faisant, elle a amplifié la surcapacité de moyens de production en base.

Ainsi la question du lancement d'un EPR suivi d'une série d'autres soulève-t elle de nouveau des craintes d'éviction d'autres options et d'autres technologies.

En réalité, ce qui est en cause, ce sont moins les intentions supposées que la qualité de la prospective sur laquelle ce développement s'appuie. La prospective n'a en fait rien à voir avec la prédiction, elle a pour objectif principal d'aider au pilotage de politiques de longue portée dans des contextes nécessairement changeants. Il faut donc aborder la question de la qualité de l'objectivation des options étudiées dans la prospective.

C. Comment objectiver le débat ?

Note : La présente section reprend la seconde partie de l'analyse proposée par Pierre Radanne (**Futur Facteur 4**) au Groupe de travail sur la réouverture des exercices prospectifs. **Futur Fact.4**

Si le processus de débat public ne peut pas consister à faire l'unanimité autour d'un projet, il doit rechercher une approche objective, bien identifier les points de divergences, exposer les données les concernant afin de permettre à chacun de se faire une opinion. Cette note a dès lors pour but d'identifier de façon large les questions que la prospective doit intégrer pour remplir ce rôle.

Un autre point doit être clarifié d'entrée : la prospective n'a pas pour seul rôle de déclencher des actes décisionnels, elle a deux autres fonctions aussi essentielles :

- permettre un pilotage en continu ; dès lors les impasses faites dans la prospective initiale risquent de se prolonger ultérieurement par une incapacité d'adaptation à la variation imprévue d'un facteur déterminant ;
- générer le plus possible une action cohérente avec les priorités retenues du côté des acteurs impliqués, des collectivités publiques, aux citoyens en passant par les entreprises ; on attribue ainsi souvent a posteriori à la prospective la faute d'écarts par rapport au réel constaté alors qu'ils découlent de comportements d'agents économiques qui correspondent à des choix en complet décalage avec la politique débattue et suivie par les pouvoirs publics.

La prospective doit donc alimenter un débat riche pour faire converger les comportements des acteurs vers les choix qui correspondent le plus à l'intérêt général, et ce faisant, elle augmente sa fiabilité.

Dans la pratique, la prospective couvre un champ souvent assez restreint et se révèle fortement marquée par les disciplines académiques : l'approche technologique de l'ingénieur, l'optimisation financière de l'économiste, le volontarisme du politique ou les évolutions comportementales chères au sociologue. L'objectivation du débat n'est possible que si la prospective fait l'effort de prendre en compte l'ensemble de ces champs. Les aspects éludés seront autant de taches aveugles dont l'analyse des changements risque d'être retardée en se soldant par des dérives de pilotage et de gestion.

Il ne s'agira pas dans cette note de porter des jugements sur tel ou tel scénario mais de pointer au plan méthodologique les facteurs à prendre en compte ainsi que les dérives fréquemment observées qui affaiblissent la crédibilité des simulations effectuées

1. Les déterminants de la demande sociale

• ***Critère 1***. *Les hypothèses socio-économiques de croissance*

Les premiers facteurs que prennent en compte les scénarios de prospective sont les déterminants de base que sont la démographie et l'activité économique.

La démographie présentant une forte inertie, elle génère a priori peu d'écarts entre scénarios. Le taux de natalité, maintenant légèrement inférieur au renouvellement des générations[72], tire la population à la baisse tandis que l'allongement de la durée de vie est facteur de hausse. Toutefois, un facteur externe nécessite d'être pris en compte, celui des flux d'immigration. En effet, l'ouverture de l'immigration peut à moyen terme permettre de réduire la charge des retraites sur la population active proportionnellement en réduction. Cette composante pouvant fortement varier, elle doit être clairement explicitée.

Deux autres facteurs démographiques méritent également d'être cités : l'évolution du nombre de ménages qui influe fortement sur la demande d'énergie du secteur résidentiel et la féminisation des emplois qui influe fortement sur le PIB.

L'évolution à long terme de la croissance économique est à la fois plus incertaine et plus sensible. Elle s'établit en Europe autour d'une moyenne de 2% par an sur les trente dernières années.

Il faut d'ailleurs noter une erreur extrêmement fréquemment commise dans les comparaisons internationales. Le taux de croissance d'une année sur l'autre est en fait la combinaison de la croissance démographique et de la hausse de l'activité économique par personne[73].

Si le discours politique est fortement imprégné par une aspiration à une croissance plus forte afin de reporter sur ses bénéfices la résolution des difficultés sociales, la démarche prospective doit présenter de façon ouverte les facteurs qui vont jouer sur le taux de croissance à l'avenir. Ce sont notamment :

- L'influence d'une population active en probable réduction sur longue période, ce qui pèsera dans le sens d'une réduction du taux de croissance économique annuel ;
- L'impact sur longue période des évolutions technologiques qui déterminent les gains de productivité individuelle ;
- La situation de la France dans la compétition internationale avec bien sûr le débat sur les délocalisations.

Il en résulte des avis assez différenciés. Pour certains, le taux de croissance économique devrait fléchir d'une moyenne de 2% par an vers une valeur de l'ordre de 1,5% tandis que d'autres font montre d'un évident volontarisme en tablant sur des valeurs de 2,5% ou 3%.

72. Avec actuellement 1,94 enfant par femme en moyenne.

73. On ne peut comparer directement les taux de croissance économique des Etats-Unis à la population en croissance démographique forte avec celle de la France entrant dans une stabilisation et celle de l'Allemagne en net déclin démographique.

Ces écarts ont une influence minime sur courte période mais deviennent déterminants à long terme[74].

Le passé a montré que le volontarisme concernant la croissance économique a fortement poussé à la surcapacité électrique. Mais une insuffisance de capacité de production par rapport à une hausse de la demande plus vive que prévu est symétriquement jugée comme une faute politique encore beaucoup plus lourde. Il en résulte une propension des responsables publics à se couvrir en retenant les fourchettes hautes des prospectives. Pour parer à cet effet économiquement néfaste, il faut développer des moyens de pilotage efficaces à court terme (à processus décisionnel rapide, à faible délai d'investissement[75]).

• ***Critère 2***. *La nature de l'activité économique future*

Le débat qui précède débouche sur une question encore plus ouverte et déterminante pour transposer cette croissance économique en consommation d'énergie. Elle porte à la fois sur la nature de l'activité économique et sur les priorités futures d'allocation de l'accroissement des revenus des ménages.

Appliquer des taux de croissance linéaires devient de moins en moins fiable à mesure que l'on s'éloigne dans le temps.

La question du contenu de la croissance se dédouble ensuite :

- Comment va évoluer l'activité économique ?

Une question à aborder sous plusieurs angles :

Y aura-t il une accentuation des délocalisations de l'industrie lourde ? Faut-il l'intégrer comme une donnée de base ?

Le mouvement de tertiarisation de l'économie est-il proche se son achèvement ? Les activités tertiaires vont-elles évoluer vers des consommations plus grandes d'énergie notamment d'électricité (tirées par l'informatisation et les nouvelles technologies de communication) ?

La dématérialisation de l'économie va-t elle s'amplifier et déboucher vers une stabilisation assez spontanée de la consommation d'énergie ?

Les gains de performance dans les équipements neufs compenseront-ils la croissance des besoins liés à de nouvelles activités ?

- Comment se répartira la consommation des ménages ?

L'équipement des ménages en appareils à finalité énergétique approche de la saturation (chauffage, production d'eau chaude, appareils frigorifiques). Dès lors l'accroissement des revenus se porte vers des achats à impact énergétique moindre : audiovisuel, électronique.

Néanmoins le développement de la climatisation pourrait partiellement amortir cette tendance.

La question est beaucoup plus ouverte pour ce qui concerne les transports. Si la mobilité urbaine montre des signes de ralentissement de sa croissance, la mobilité longue distance peut connaître une croissance encore très forte (de l'ordre de 5% par an pour le transport aérien).

Les considérations concernant les deux points qui précèdent montrent des déterminants économiques aux inflexions assez largement ouvertes sur longue période, entre d'une part une éventualité de ralentissement net de la croissance économique et de fléchissement des consommations intensives en énergie (notamment en cas de cours durablement élevés du pétrole) et à l'inverse une croissance soutenue tirée par les exportations et qui s'accompagnerait d'un contenu énergétique assez stable dans celle-ci. Entre ces deux options, on peut avoir une croissance de la consommation énergétique qui varie dans un rapport de 1 à 3.

---

74. Un taux de 1,5% sur 30 ans donne une croissance économique cumulée de 56% tandis qu'un taux de 2,5% donne plus qu'un doublement, 110%.

75. C'est notamment ce qui explique le succès de la cogénération et des turbines à gaz dans la production électrique. Les autres actions s'inscrivant dans des délais courts (quelques années) sont les économies d'énergie et le développement de certaines énergies renouvelables.

• ***Critère 3***. *L'appréhension des inerties temporelles*

Ces réflexions économiques doivent être aussi alimentées par une réflexion sur les inerties temporelles. Grossièrement, on constate trois rapports au temps bien différenciés :

- Un temps long qui est celui des infrastructures lourdes : constitution d'un réseau de transport, renouvellement du parc bâti, évolution des sites d'industrie lourde, production d'électricité et raffinage. Les choix en ces domaines n'ont pas d'effet avant 10 ans. L'extension de filières nouvelles nécessite ensuite près d'une génération.
- Un second pas de temps concernant les biens de consommation : appareils de chauffage ou électroménager, voiture… le rythme de nouvellement des appareils est de l'ordre de 15 ans voire moins (télévision, ordinateur). À portée de 15 ans c'est donc quasiment tout le parc d'appareils qui se voit renouvelé.
- Un troisième pas de temps beaucoup plus variable concerne les comportements individuels et les évolutions de mode de vie. Ils se caractérisent à la fois par des inerties globales très fortes du corps social, mais aussi par des changements massifs de comportements personnels. Ainsi, des événements historiques peuvent se traduire par des évolutions rapides par exemple en cas de hausse forte des prix du pétrole.

Les modèles économiques avec des projections linéaires explicitent très rarement ces pas de temps à la fois pour ce qui concerne l'évolution des consommations et surtout les politiques mises en place, ce qui affaiblit leur crédibilité.

2. Les évolutions techniques

La prospective doit après ces composantes macroéconomiques majeures aborder les questions technologiques.

Les modèles traitent classiquement de cette question par deux voies : une approche bottom-up qui consiste à individualiser autant que possible les technologies par grands usages de l'énergie, ce qui améliore la pertinence des modèles mais en alourdit le fonctionnement et en complexifie l'analyse économique et une approche globale simplifiée de type économétrique à partir de l'introduction simplement de taux d'amélioration des rendements énergétiques associés à des fonctions de coût.

Cette gestion est dans les modèles encore compliquée par le fait que la pénétration des technologies s'effectue au rythme du renouvellement des matériels, qu'elle dépend fortement des coûts et qu'elle n'est pas linéaire.

Ces dernières années le débat s'est élargi à un souci de prise en compte des impacts environnementaux induits en plus des coûts directs habituels. Mais les polémiques méthodologiques et les oppositions d'intérêts ont fait que les résultats ne sont guère probants pour le moment[76].

• ***Critère 4***. *Les possibilités de substitution entre énergies*

La variable la plus simple à faire jouer est la substitution entre énergies. Ce registre a constitué la principale réponse au 1er choc pétrolier. Mais la marge de manœuvre en la matière est aujourd'hui plus réduite : le charbon et le pétrole ont été largement chassés des usages thermiques ; de même, les combustibles fossiles n'ont plus qu'un rôle d'appoint dans la production électrique. Parallèlement, les usages spécifiques de l'électricité ont fortement augmenté.

Toutefois, des possibilités de substitution existent encore :

- À court terme, entre gaz, les renouvelables thermiques et l'électricité pour le chauffage des bâtiments et la production d'eau chaude sanitaire. Les évolutions peuvent être de grande ampleur, à 20 ans, en fonction des prix et des politiques publiques.

76. Ainsi dans la dernière édition de 2004 des « Coûts de référence » qui compare les différentes filières de production électrique, les impacts environnementaux de la filière nucléaire y sont déclarés inférieurs à ceux du chauffage au bois !

- À long terme, dans le secteur des transports en réduction de la position hégémonique actuelle du pétrole par introduction des biocarburants, puis de l'électricité voire à long terme de l'hydrogène.
- Se posera également à l'échéance 2020 la question d'un changement fort du mix électrique avec l'arrivée en fin de vie du parc charbon et du parc de REP de 900 puis de 1300 MWe.

Ces mouvements de substitution sont fortement dépendants de l'évolution des prix du pétrole et du gaz (qui lui est lié) avec une incidence surtout forte sur le marché des équipements de chauffage. Ils sont surtout soumis à des choix politiques à longue portée : dans les transports, transferts modaux et soutien aux motorisations alternatives et dans la production électrique, développement des renouvelables et d'une production électrique à gaz à très haut rendement (cogénération, piles à combustible SOFC).

• ***Critère 5***. *Les grandes évolutions technologiques*

La prospective doit ensuite aborder explicitement les évolutions technologiques qui peuvent bouleverser le paysage énergétique. Il s'agit de domaines dans lesquels les acteurs sont avant tout mondiaux (ou au moins européens). L'implication de la recherche française a en fait davantage pour conséquence de faire émerger ou non des acteurs industriels dans le domaine des équipements que de bouleverser les parts de marché futures entre énergies.

Parmi les évolutions technologiques à venir à fort impact, il faudra être particulièrement attentif à celles qui suivent. Sont notés entre parenthèses les horizons temporels à partir desquels ces technologies pourraient commencer à avoir un impact significatif (donc en phase d'industrialisation).

- Production d'énergie : Eolien offshore (2015), Photovoltaïque raccordé au réseau (2015), Biocarburants à partir de matières ligneuses avec valorisation de la plante entière (2020), Réacteurs nucléaires de 4ème génération (2040), Fusion nucléaire (2070).
- Distribution et stockage de l'énergie : Séquestration du carbone (2030), Stockage de l'électricité en batterie de type lithium - ion (2015).
- Consommation d'énergie : Véhicule hybride rechargeable (2015), Pile à combustible SOFC pour des usages stationnaires (2020), Développement d'un vecteur hydrogène (2030).

• ***Critère 6***. *Les progrès possibles d'efficacité énergétique*

Les progrès d'efficacité énergétique proviennent davantage de progrès techniques de type incrémental que de ruptures nettes qui sont, somme toute, rares. Les suivants auront des impacts particulièrement importants sur les consommations d'énergie : la production d'isolants minces, l'intégration de l'électronique dans les appareils électroménagers, l'utilisation des NTIC pour optimiser les appels de puissance, la généralisation des LED dans l'éclairage, la pile à combustible notamment celle à haute température avec injection directe de gaz naturel, le recyclage des matières premières, la diffusion des nouvelles technologies de communication en substitution à des déplacements physiques, le stockage de l'électricité, la production d'acier sans réduction au coke.

Le rendement global du système énergétique français est particulièrement pénalisé par les rendements très faibles de la production électrique à partir de procédés thermiques quand il n'y a pas de valorisation de la chaleur et par la prédominance dans les transports des moteurs à combustion interne. La diffusion de technologies permettant d'améliorer ces rendements auront des impacts considérables : cogénération et structure du mix électrique d'un côté et développement du véhicule électrique de l'autre.

3. Les choix de politiques énergétiques

• ***Critère 7***. *Les inflexions qui peuvent résulter des politiques publiques*

C'est sur la base des déterminants fondamentaux de l'évolution des consommations d'énergie et après l'analyse de conditions de l'approvisionnement énergétique et des changements technologiques que sont prises en compte les politiques publiques.

Les instruments principaux de ces politiques publiques sont : le soutien à la recherche, la planification, le pouvoir réglementaire, la fiscalité sur l'énergie, les investissements publics, les systèmes de subvention, et dans une certaine mesure, l'encadrement des prix.

En fait, elles sont elles-mêmes largement dépendantes d'autres facteurs. Dans les dernières décennies, la gestion des Etats a été confrontée à la fois à une croissance économique faible, à l'allongement de la durée de la vie et à un gonflement des budgets sociaux (lutte contre le chômage et la précarité, financement de la protection sociale…). Il en a découlé à la fois un désengagement du rôle de l'Etat comme acteur industriel, une réduction de soutiens financiers (recherche, infrastructures de transports, maîtrise de l'énergie) et même le bouclage des budgets publics à partir de recettes de privatisation. Ces dernières années, les capacités d'intervention publique ont en fait plutôt eu tendance à se réduire du fait de l'autonomisation par rapport à l'Etat des acteurs des secteurs électriques et gaziers.

Toutefois, la panoplie d'instruments d'intervention s'enrichit maintenant des mécanismes dits de Kyoto qui allient une pression réglementaire pour économiser l'énergie et réduire les émissions de gaz à effet de serre et la constitution à partir de la contrainte ainsi créée d'un marché d'échanges. La loi d'orientation sur l'énergie de juillet 2005 a introduit en France un tel système avec les certificats d'économie d'énergie.

Leur intérêt pour la prospective est réel, les Etats peuvent en effet directement exprimer les attentes de résultats et les faire prendre en compte par le marché et le jeu direct des acteurs.

Si les exercices de prospective de nature tendancielle sont construits à partir d'une neutralisation ou d'une stabilisation des politiques publiques, les variantes contrastées présentant des alternatives doivent clairement identifier les dispositifs d'intervention publique qui les orientent.

• ***Critère 8***. *Les choix de structure territoriale et de gestion du système énergétique*

On le voit avec la vague actuelle d'ouverture des marchés de l'énergie, le mode de gestion du secteur énergétique influe fortement sur le contenu de la politique elle-même.

Si l'on se transpose dans un horizon lointain, trois tendances sont possibles :

- D'abord, la poursuite du mouvement actuel d'ouverture des marchés avec le passage d'une séparation des comptes financiers entre la production, le transport et la distribution à une séparation physique de ces fonctions. En effet, seul le transport constitue un monopole naturel. En aval, la distribution peut prendre en compte plus nettement des conditions territoriales et s'ancrer davantage aux collectivités locales. En amont, la production est le champ d'une concurrence largement ouverte entre énergies, entre technologies et entre types de producteurs. Jusqu'à présent, le système électrique était caractérisé par une structuration autour du monopole de réseau avec contrôle par celui-ci de toute la chaîne de la production à la distribution.
- Il faut toutefois être conscient que ce mouvement d'ouverture du marché et de privatisation peut connaître dans l'avenir une remise en cause. Les contraintes d'approvisionnement énergétique, de respect de l'environnement et de planification à long terme des investissements lourds peuvent entraîner une remise en avant de fonctions d'intérêt général et de service public.
- Une troisième évolution de la structure de gestion du réseau peut découler d'innovations techniques. D'abord, les progrès de l'électronique effacent largement les difficultés de gestion du dispatching et ouvre la voie à la gestion en temps réel d'un grand nombre de points de production et à leur optimisation économique. En outre, la miniaturisation de certaines techniques permet d'accroître fortement les rendements de production y compris pour des puissances très faibles notamment en valorisant la chaleur coproduite. C'est le cas de la cogénération et des piles à combustible. L'économie d'échelle fonctionne maintenant à l'envers puisque l'écoulement de la chaleur coproduite est d'autant plus facile que l'installation est de petite puissance et décentralisée. La décentralisation du secteur électrique en change l'économie, les priorités techniques et les relations de pouvoir en passant d'un réseau centralisé à une structure qui s'apparente davantage à une mutuelle.

L'Europe présente déjà des structures extrêmement contrastées entre le système centralisé français, la gestion largement privée anglaise et la prédominance des collectivités locales en Allemagne. À

l'évidence, les évolutions technologiques vont continuer à ouvrir cet éventail notamment si les recherches dans le stockage de masse de l'électricité débouchent.

Par ailleurs, le passage du secteur de l'énergie d'une structuration limitée au cadre national à un niveau plus large, l'Europe pour ce qui nous concerne, change fortement le pilotage de la politique énergétique. S'il permet d'évidentes économies d'échelle pour les énergies de réseau, il rend nécessaire en particulier la définition d'objectifs communs d'intérêt général et la coordination des instances de régulation.

• ***Critère 9***. *L'impact des comportements individuels*

La question de l'évolution des comportements individuels est évidemment l'une des questions les plus épineuses de la prospective. Trois options opposées de prospective sont aussi critiquables les uns que les autres.

D'abord, par simplification le maintien des comportements actuels sans modification. Une hypothèse aisément paramétrable et probablement assez juste à court terme mais qui dévient irréaliste dès lors que l'on se projette à long terme et que des évolutions majeures viennent modifier la donne : hausse des prix des énergies, difficultés d'approvisionnement, confrontation à des limites notamment environnementales. Ce mode de traitement est celui effectué par la plupart des modélisateurs même s'ils prennent en compte une élasticité prix.

La deuxième attitude consiste en une appréhension globale des enjeux de long terme puis à normer les comportements en fonction de ces contraintes de long terme. Cette démarche de type militante présente deux difficultés : d'abord des risques de faute d'appréciation et de répartition des contraintes qui pèseront sur les comportements et surtout d'être profondément démentie par les actes réels des consommateurs.

La troisième se situe à l'inverse de la précédente. La variation des comportements y est envisagée à travers l'allocation du revenu et la croissance économique. Une plus grande aisance financière peut se traduire par des comportements futurs plus négligents et des modes plus gaspilleuses.

La prospective ne peut arbitrer entre ces options, elle doit d'abord expliciter clairement ses hypothèses et surtout exprimer loyalement l'incertitude qui concerne les comportements en présentant des simulations largement ouvertes. D'ailleurs cette qualité de transparence est indispensable pour percevoir l'impact des comportements et donc pour pouvoir agir sur cette composante essentielle de la politique énergétique.

• ***Critère 10***. *Les bifurcations qui peuvent résulter de situations de crise*

Les analyses des différents points qui précèdent ont mis en évidence des ouvertures assez larges. Les options seront reliées entre elles et découleront souvent d'événements historiques qui changeront les hiérarchies de valeur et de priorité. Il est donc indispensable en prospective d'identifier les bifurcations possibles même si cela éloigne de la modélisation mathématique. Faire de la prospective, c'est avant tout raconter des histoires possibles du futur.

4. La démarche de construction de scénarios proposés au débat

La complexité de la prise en compte de chacun des points qui précèdent débouche inévitablement sur un risque majeur d'illisibilité des scénarios finaux qui sont construits. Cet argument est régulièrement invoqué pour limiter le nombre de scénarios.

Dans un secteur dominé par les ingénieurs, la complexité technique est source de fierté plus que jugée comme un obstacle. Il en est de même des analyses économiques souvent pourtant très globales. Par contre, quand la prospective approche de sa phase finale qui est celle du débat puis de la décision publique, alors la complexité est souvent jugée comme inacceptable.

Pourtant, on ne peut prétendre à l'adhésion du citoyen et surtout à sa participation active à la mise en oeuvre des politiques si les choix qui lui sont présentés sont partiels sinon partiaux et en tous cas sommaires. Les scénarios doivent coller fidèlement aux visions du monde qui traversent la société. Et ce justement pour les faire évoluer. En un sens, la prospective a pour but, après une comparaison des

évolutions possibles et après avoir soupesé leurs avantages et inconvénients, d'évincer les avenirs qui apparaissent les plus néfastes.

L'efficacité des politiques décidées exige ensuite un niveau élevé d'adhésion et donc de représentativité des scénarios et de leur intelligibilité. Pour conclure, soulignons encore une fois, que l'enjeu de la prospective est de fiabiliser les politiques par le développement de l'implication et de la contribution de tous.

5. Éclairage complémentaire

Note : Bertrand Chateau (**Enerdata**) a apporté sur l'analyse de Pierre Radanne les remarques complémentaires suivantes. **Enerdata**

Cette note couvre bien les grands chapitres de l'élaboration des scénarios énergétiques dans la démarche prospective, tels qu'on les retrouve, plus ou moins explicités, dans la plupart des études portant sur ce sujet. Que l'on s'attache à expliciter tous ces aspects en vue du Débat Public est certainement louable. Qu'il manque ici ou là tel ou tel autre facteur important à considérer (structure des ménages, pyramide des âges, etc…) ne remet pas en cause la présentation générale qui est proposée.

Pour autant, cette présentation des facteurs, à prendre en compte dans la démarche prospective, masque deux autres dimensions tout à fait capitales au regard de l'appréciation de la cohérence (et donc de la possibilité d'occurrence) et de la robustesse (et donc du degré de sensibilité de la cohérence à telle ou telle hypothèse) des scénarios :

- les interdépendances entre tous ces facteurs, qui font que l'on s'adresse à un système et non à une collection d'objets indépendants les uns des autres (interdépendances entre technologies et comportements, interdépendances entre comportements et croissance économique, interdépendance entre choix politiques et mix de production électrique, entre mix de production électrique et efficacité énergétique, etc.) ;
- la hiérarchie des facteurs, déterminée à la fois par les interdépendances et par le fait que l'on raisonne dans un système ouvert, entretenant avec l'extérieur des relations fortes et multiples (la volonté d'indépendance énergétique pré-détermine en partie le choix nucléaire par les Pouvoir Publics, lequel pré-détermine en partie la compétitivité de l'électricité par rapport au gaz dans les usages thermiques, laquelle pré-détermine en partie l'évolution de la demande électrique, etc…).

Or c'est précisément cette question des interdépendances et de la hiérarchie des causes qui est posée dans l'analyse comparative des bilans prévisionnels RTE. Le point crucial qui est mis en avant dans cette analyse n'est pas tant celui de contradictions irréductibles en 2020 sur la demande d'électricité qui auraient résulté d'éventuelles divergences sur les facteurs pris en compte dans les différents scénarios, mais bien sur les logiques d'ensemble des systèmes énergétiques susceptibles de se mettre en place après 2020 selon les choix faits d'ici là.

Au-delà de cette question des interdépendances et de la hiérarchie des causes, il faut insister sur le fait que la question des temporalités, évoquée à propos de la demande sociale, a une dimension transversale par rapport à l'ensemble des facteurs évoqués. Là aussi, le degré de pertinence d'un scénario se juge à la façon dont ces temporalités sont prises en compte, explicitement ou implicitement : cela concerne bien sûr les infrastructures, les renouvellements d'équipement et les modifications de comportement, mais cela concerne aussi les politiques et mesures à mettre en place, les délais d'ajustement du secteur industriel, etc.

PARTIE 5 L'ARTICULATION AVEC UNE POLITIQUE ENERGETIQUE REGIONALE EN BRETAGNE

Note : Cette partie rassemble les contributions apportées au Groupe de travail sur la déclinaison régionale des prévisions RTE et leur articulation avec la déclinaison régionale de la politique énergétique en Bretagne. Elle est construite successivement sur :

- une synthèse par **RTE** de ses prévisions pour la région Ouest (dont le détail est décrit en **Annexe 9**) ;
- une note sur la problématique de l'énergie en Bretagne par la **DRIRE-Bretagne** ;
- une analyse comparée des prévisions RTE avec l'étude de programmation énergétique pour la Bretagne, proposée par les **acteurs régionaux** : Conseil régional, DRIRE et Délégation régionale de l'ADEME ;
- une prise de position du **Conseil régional de Bretagne** (dont une contribution plus complète aux débats EPR et THT est donnée à l'**Annexe 10**).

Le projet d'implantation d'un réacteur EPR « tête de série » à Flamanville, et de la ligne THT Contentin-Maine associée, n'a clairement pas pour objectif premier de répondre à la problématique énergétique de la Bretagne. Ce point est maintenant acquis.

La réalisation de ce réacteur tire selon EDF sa justification d'une politique industrielle d'opérateur, et non d'une analyse de déséquilibres entre offre et demande électrique à court et moyen terme, et encore moins à l'échelle régionale. Le choix du site a de plus été réalisé au niveau national sur des critères autres que les besoins électriques locaux. La ligne THT serait construite pour préserver la sécurité du réseau autour du site et non comme réponse aux fragilités du réseau de transport d'électricité dans le Grand Ouest, même si son tracé tient compte de cette situation.

Pour autant, ces projets ont un impact significatif sur le territoire breton comme tout apport de production extérieure engendrant des transits sur le réseau, mais aussi sur les termes même des problématiques d'offre-demande et de réseau au niveau régional – et sur les solutions qui peuvent leur être apportées. Cette articulation est importante dans un contexte où indépendamment de ces projets EPR et THT se posent des problèmes à court terme d'alimentation électrique pour la Bretagne, décrits dans le bilan prévisionnel RTE d'octobre 2005 et théoriquement pris en compte par la future PPI[77].

Il a paru nécessaire au Groupe de travail d'analyser l'interaction entre les processus de décision au niveau des opérateurs, des pouvoirs publics nationaux et des acteurs régionaux. Cette analyse est engagée au plan local dans le cadre des démarches règlementaires et de l'initiative « plan régional énergie » du Conseil régional en liaison avec l'ADEME et la DRIRE.

A. Récapitulatif des hypothèses sur la demande du Bilan prévisionnel RTE

Note : Cette section reprend une contribution de **RTE** résumant la situation de la région Ouest, complétée par une note sur les hypothèses sectorielles correspondantes intégrée en annexe. **RTE**

Les travaux du Groupe ont pu s'appuyer sur une note fournie par RTE détaillant secteur par secteur les hypothèses sur la demande du Bilan prévisionnel pour la région Ouest (voir **Annexe 9**).

La zone étudiée par RTE (dite région Ouest) couvre la région administrative Bretagne et deux départements de la région administrative Pays de Loire : Loire Atlantique et Vendée.

La consommation de l'ensemble des six départements a atteint 28,7 TWh en 2003, soit 6,7 % de la consommation finale d'électricité en France. La répartition est relativement homogène sur l'ensemble du territoire. Au cours des dix dernières années, elle a connu une croissance supérieure à la moyenne

77. Le Conseil régional de Bretagne rappelle toutefois que si une telle affirmation a pu être entendue par le Groupe de travail, celui-ci n'a peu eu connaissance de manière officielle de la future PPI. A ce titre, les seuls problèmes d'alimentation identifiés sont ceux décrits dans la PPI de 2002 et dans le Bilan prévisionnel de RTE d'octobre 2005.

nationale, dans les Cotes d'Armor et le Finistère, et encore plus soutenue dans les quatre autres départements, notamment en Vendée.

La sensibilité aux températures en hiver est forte, avec un accroissement de 150 MW par degré de température. Les effacements tarifaires de consommation (EJP) sont largement répandus (350 MW d'effacement, soit plus de 1/10ème de la puissance totale effacée en France). La puissance appelée le 28 février 2005, à 9 heures, a été de 6.050 MW.

Comparée à la moyenne française, la consommation de la région Ouest est nettement plus élevée dans le secteur résidentiel et nettement moindre dans le secteur de l'industrie, elle est sensiblement identique dans le tertiaire. Cette caractéristique est valable pour les six départements de la zone.

Les perspectives de croissance de la demande sont légèrement supérieures à la moyenne nationale. La différence s'explique essentiellement du fait de la croissance démographique, de 0,5 % par an dans la région ouest pour 0,3 % par an au niveau national.

Dans le secteur résidentiel, le chauffage électrique est fortement développé en Bretagne (32 % de l'habitat équipé de chauffage électrique pour 28 % au niveau national). La consommation unitaire du chauffage électrique (c'est-à-dire la consommation par logement équipé de chauffage électrique) est dans la moyenne des consommations nationales. En effet, si le climat est relativement doux comparé au nord et à l'est, la période de chauffage est plutôt plus longue.

Concernant l'activité économique, la caractéristique essentielle de la région est le poids des industries agroalimentaires, qui représentent 45 % de la consommation industrielle de la région, alors que leur poids est de 15 % sur l'ensemble du territoire français. Ce secteur est au demeurant relativement dynamique, comparativement à certaines industries lourdes. Il est donc en partie à l'origine de la croissance de la consommation en Bretagne.

Le tableau suivant résume les taux de croissance prévisionnels selon les 3 scénarios de RTE. Des données détaillées par secteur sont fournies en **Annexe 9**.

Tab. 17 Taux de croissance prévisionnels de la demande dans l'Ouest dans les trois scénarios RTE

Scénarios RTE	TCAM[a] 2003/2010	TCAM 2010/2015	TCAM 2015/2020
R1	1,9 %	1,4 %	1,3 %
R2	1,6 %	1,3 %	1,1 %
R3	1,2 %	0,8 %	0,7 %

a. TCAM : taux de croissance annuel moyen.

Source : RTE, 2005

Les valeurs ci-dessus sont déduites du modèle de prévision national en régionalisant certains paramètres de la consommation (mais pas forcément tous, faute de données locales détaillées). Elles sont en cours de réactualisation dans le cadre de l'élaboration des schémas de développement du réseau de transport, en concertation avec les acteurs de la région, qui s'appuieront sur une analyse plus détaillée des caractéristiques de la région.

Enfin, il convient de garder à l'esprit que la problématique de l'approvisionnement de la Bretagne a pour cause essentielle le déséquilibre entre la consommation de la région et le peu de moyens de production qui y sont implantés : la couverture énergétique de la région Bretagne même est faible (environ 5%). Les lignes de transport électrique qui l'alimentent sont donc fortement sollicitées et le réseau doit être soutenu par divers dispositifs techniques de tenue de tension[78]. Le rythme de croissance de la consommation, et corrélativement l'effet des mesures de maîtrise de la demande, ne revêtent qu'un enjeu relativement limité face à cette problématique.

78. La tension (400.000 V sur le réseau de grand transport) a tendance à chuter à l'extrémité d'une ligne d'alimentation électrique, à l'instar de la pression à l'extrémité d'un réseau de distribution d'eau.

B. Problématique de l'énergie en Bretagne

Note : Cette section reprend une note transmise au Groupe de travail par la **DRIRE-Bretagne** résumant les principales spécificités de la situation de la région en termes d'approvisionnement et de consommation.

DRIRE

1. Une problématique énergie à un échelon régional

En matière d'énergie, la faiblesse de moyens de production d'électricité en Bretagne et sa situation péninsulaire font qu'une préoccupation principale porte sur la fiabilité des moyens d'approvisionnement en énergie notamment sous forme d'électricité. Mis à part les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, c'est en région Bretagne et en PACA que la problématique de l'approvisionnement des consommateurs se pose avec le plus d'acuité.

A cela s'ajoute une croissance continue de la consommation d'énergie en Bretagne qui ne pourra être satisfaite sans recourir à de nouveaux investissements en matière d'infrastructures de transports d'énergie et de production d'électricité, parallèlement aux efforts actuellement menés pour développer les énergies renouvelables et engager une maîtrise de la consommation.

2. Les caractéristiques de la consommation d'énergie électrique.

La consommation énergétique finale représente en Bretagne un peu moins de 5% de la consommation française, ce qui est comparable au poids démographique de la région. Cependant, sa répartition et son évolution diffèrent quelque peu de la moyenne nationale , notamment pour ce qui concerne la consommation d'énergie électrique en Bretagne qui connaît depuis plusieurs années une croissance supérieure à la moyenne française, et notamment pour la consommation en période de pointe.

3. Les problématiques spécifiques de l'approvisionnement électrique.

La Bretagne produit seulement 5% de sa consommation d'électricité avec les 2 sites thermiques de Dirinon et Brennilis, l'usine marémotrice de la Rance, les 5 barrages hydroélectriques, et l'éolien (51 éoliennes en service fin 2004).

Tous les moyens principaux de production étant situés à l'extérieur de la péninsule bretonne, la Bretagne reste très dépendante du reste de la France via le réseau de transport d'électricité avec 2 problématiques électriques séparées, la Bretagne Sud jusqu'à Brest alimentée par la centrale thermique de Cordemais (44) et la Bretagne Nord alimentée par la ligne en provenance de Domloup depuis les centrales du centre de la France et de Flamanville.

RTE, en charge de la gestion et du développement du réseau de transport d'électricité au plan national, adapte le réseau pour faire face à la demande croissante d'électricité. Les travaux menés actuellement par RTE en Bretagne consistent à optimiser le réseau existant, sans créer de lignes nouvelles sur une longue distance. Il s'agit de condensateurs installés sur 6 postes fin 2004, et de 2 compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR) en cours d'installation. Ces matériels ont permis d'éviter la survenue de délestages dès décembre 2004.

Par ailleurs, un poste de transformation et une liaison entre des lignes haute tension permettra d'optimiser le réseau alimentant la partie Sud de la Bretagne jusqu'à Brest. La mise en place de cet équipement dans le Morbihan est prévue pour 2010; il fait actuellement l'objet d'une concertation avant d'être soumis à enquête publique.

Plutôt que d'accroître les capacités de transport sur de longues distances, une production d'électricité locale peut être préférable, notamment pour faire face aux consommations de pointe. Les centrales thermiques de Dirinon et de Brennelis dans le Finistère répondent à ce besoin. La mise en place de centrales thermiques dans la région de St Brieuc permettrait de satisfaire les évolutions de la consommation sur le réseau alimentant la partie Nord de la Bretagne. Des moyens de production entre Lorient et Brest pourraient également répondre à la fragilité de la Bretagne Sud . Se pose cependant la question des investisseurs potentiels pour de tels équipements, dans le cadre de la libéralisation du marché de l'énergie.

D'autres projets sur le réseau de transport électrique intéressent particulièrement la Bretagne. Le premier est bien sûr la ligne Cotentin-Maine, liée au projet de réacteur EPR à Flamanville. Le second, sur un plan très différent, concerne l'alimentation de la ligne LGV.

4. L'intérêt d'une maîtrise de l'énergie et du développement d'énergies renouvelables

En matière de maîtrise de l'énergie électrique, l'enjeu porte sur le résidentiel qui représentent 39 % du potentiel de l'ensemble des économies d'énergie réalisables en Bretagne (étude de programmation énergétique régionale de 2004, toutes énergies confondues). L'essentiel des économies concerne des mesures de réhabilitation thermique des bâtiments existants et la maîtrise des usages spécifiques de l'électricité. Pour l'industrie et le tertiaire, le potentiel d'économies d'énergie porte sur les usages thermiques et l'électricité.

Au cours des récentes années, outre la production hydroélectrique stable, les ENR ont connu un début de développement avec notamment, un nombre d'éoliennes exploitées qui est passé de 0 en 1999 à 52 à mi 2005 correspondant à une production de 42 MW et un parc de capteurs solaires qui a nettement évolué entre 2002 (100 unités) et 2004 (540 unités). Les ENR peuvent encore progresser : l'éolien, le solaire thermique, le bois-énergie, la cogénération et en moindre mesure, l'incinération des déchets et le biogaz. D'ici 2020, la part des ENR dans la demande globale en énergie de la Région, actuellement très faible, pourrait atteindre 5 à 25 % si une politique active est menée dans ce domaine.

5. Les actions engagées

Plusieurs actions sont en cours

- L'action du PASER « élaborer un projet énergie pour la Bretagne » reprise dans les PASED porte principalement sur :
  - la poursuite des programmes d'investissements capacitaires pour réduire la vulnérabilité du réseau électrique,
  - les études relatives aux opérations de maîtrise de la demande en énergie,
  - le développement de l'éolien, tout en sachant que les 42 MW installés fin 2004 représentent 0,4% de la consommation électrique bretonne et que l'objectif de 1000 MW d'éolien installés à fin 2010 représenterait 8% de la consommation estimée sur la base d'un accroissement de 4%/an. A noter également que l'éolien ne peut répondre aux demandes de pointe.
- L'étude de programmation énergétique de la région (basée sur des données de 1999) financée par le Conseil Régional, et l'ADEME qui suite à sa présentation aux élus à la session du Conseil Régional des 13 et 14 octobre 2005 a donné lieu au lancement de la démarche « plan énergie » pour la Bretagne dont l'aboutissement est prévu à l'automne 2006.
- L'étude de faisabilité d'une opération pilote de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) engagée par l'ADEME en partenariat avec le conseil régional, EDF, RTE et la DRIRE. Cette étude est menée sur des zones de fragilités identifiées en 2003 dans le cadre du comité régional de concertation sur l'électricité, à savoir le Finistère et les Côtes d'Armor. Le bureau d'études EXPLICIT/AXENNE retenu pour cette étude a réalisé le diagnostic à partir d'enquêtes auprès des élus, institutions et administrations, le choix de la zone pilote est en cours .

6. L'interaction avec les sujets d'actualité

Plusieurs éléments nouveaux apparus ces derniers mois sont à intégrer à ces réflexions :

- la nouvelle loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 qui contient de nombreuses mesures pratiques comme : les certificats d'économie d'énergie, la réaffirmation du rôle des collectivités locales, la promotion des énergies renouvelables (hydroélectricité, zones de développement de l'éolien),
- la validation prochaine de la programmation pluriannuelle des investissements,
- la relance de la réflexion sur le schéma de développement du réseau d'électricité dont l'aboutissement attendu pour fin juin 2006 nécessite un calage des hypothèses en février 2006,

• la ligne Cotentin Maine, avec dans le cadre du débat public une réunion thématique concernant l'alimentation électrique de la Bretagne.

C. Comparaison du Bilan RTE avec l'étude de programmation énergétique pour la Bretagne

Note : Cette section reprend une note transmise au Groupe de travail par les **acteurs régionaux**, i.e. les représentants de la **DRIRE**, la délégation régionale de l'**ADEME** et le **Conseil régional de Bretagne**.

Région

Les auteurs précisent qu'il s'agit d'un document technique non validé par les institutions administratives et politiques des rédacteurs. Les informations contenues ne sauraient engager ou refléter la position de celles-ci de manière plus vaste sur les débat publics EPR et THT Cotentin-Maine.

1. Contexte régional

a. Initiatives régionales[79]

Dans le cadre du Contrat de Plan Etat/Région :

• **programme EDEA**, ADEME/Région sur la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables.

A ce titre une opération de maîtrise de la demande d'énergie est en cours. Elle est pilotée par la Région, l'ADEME, RTE, EDF et la DRIRE. Elle fait suite au 1er schéma de développement du réseau de transport (2003). Son périmètre d'étude correspond aux zones de fragilités, mises en évidences par RTE. Le choix de la zone d'étude est en cours de validation. Une phase opérationnelle est prévue.

Autres initiatives

• **Plan Energie pour la Bretagne** (initiative du Conseil régional en partenariat avec ADEME et DRIRE) : en cours d'élaboration. Exercice de concertation régionale autour des 3 thèmes suivants :
  - Maîtrise de l'énergie,
  - Approvisionnement énergétique de la Bretagne,
  - Développement des énergies renouvelables.

L'objectif est de valider un diagnostic et une prospective énergétique à 2020 pour la Bretagne. Cela se concrétisera (début 2007) par la présentation d'actions permettant de répondre à ces objectifs.

• En application de la loi du 10 février 2000, les réflexions sur la **2ème programmation pluriannuelle des investissements (PPI)** ont été engagées par la DRIRE au niveau régional fin 2004. Elles ont été faites en présence de Edf et de RTE. Elles ont été intégrées aux réflexions de la PPI nationale qui sera prochainement présentées aux parlementaires ; elles ont également conduit à identifier l'énergie comme un enjeu fort pour la Bretagne et à l'intégrer au PASER (plan d'action stratégique de l'Etat en Région) dans le cadre de son action 2 « élaborer un projet énergie pour la Bretagne ». Un groupe de travail regroupant notamment les services de l'Etat, la Région et l'ADEME a été mis en place en juillet 2005 pour traiter de sujets techniques comme l'intégration du sujet énergie dans les documents d'urbanisme, le suivi de l'éolien, la mise en place d'un suivi de données sur l'énergie (éolien, …).

• **Schéma de Développement du Réseau Public de Transport d'Electricité** (SDRPTE) : cette même loi prévoit l'élaboration d'un schéma de développement du Réseau Public de Transport d'électricité tous les 2 ans. L''élaboration du 2ème Schéma a été engagée fin janvier 2006 avec pour objectif

79. Pour plus d'information sur les réflexions en cours concernant la politique énergétique en Bretagne, voir :
• Conseil régional de Bretagne, Plan Energie pour la Bretagne : état des lieux, enjeux et méthode, octobre 2005, téléchargeable que http://www.region-bretagne.fr, rubrique « Agir pour l'environnement - Maîtriser l'énergie » ;
• ADEME / Conseil régional de Bretagne, *Etude pour une programmation énergétique en Bretagne*, octobre 2005, téléchargeable sur http://www.ademe.fr/bretagne, Vol. 1 : Bilan énergétique - Vol. 2 : Prospective ;
• *Schéma de développement du réseau de transport*, version 2003.

d'identifier les zones de fragilités électriques aux horizons de 2012 et 2020. Il est engagé au niveau de chaque région dans le cadre d'une concertation au sein du comité régional de concertation qui regroupe élus, opérateurs et administrations. Les résultats sont attendus pour juin 2006 en vue d'une harmonisation nationale pour approbation ministérielle. Cet exercice est basé sur le scénario R1 de RTE (commande MINEFI). Résultats pour juin 2006. La contribution des énergies renouvelables et de la MDE est en cours de chiffrage par l'ADEME Bretagne.

- **Schéma régional éolien** : initiative du Conseil régional conformément à l'article L 553-4 du Code de l'Environnement. Sont associés au pilotage du schéma les collectivités, l'Etat, l'ADEME, RTE, ERD ainsi que les acteurs de l'éolien en Bretagne. Objectif de 1000 MW à l'horizon 2010. La problématique du raccordement électrique et de l'impact réseau est soulevée.

b. Problématique et positionnement régional

Les termes du débat public :

Quel impact pour la Bretagne de l'implantation d'un réacteur EPR et de la ligne THT en termes de :
- sécurisation du réseau et diminution des contraintes,
- contribution à l'équilibre énergétique régional

Sur quelles hypothèses les scénarios de demande d'électricité de RTE sont-ils réalisés et avec quelle prise en compte des spécificités régionales ?

Le positionnement régional :

Donner un inventaire de l'existant en termes de :
- connaissance de la problématique bretonne:
  - ~ données, études, prospective,
  - ~ enjeux de la production de pointe et de la contribution d'une production électrique locale (en particulier éolien et cogénération)
- structures des instances existantes

pour :
- un apport d'informations techniques au débat public,
- la fourniture de « l'existant régional »

Réserves techniques :

Les données présentées couvrent la région administrative Bretagne et non la zone Ouest qui est l'échelle de travail de RTE. Ceci sera affiné dans le cadre des travaux du SDRPTE. Les comparaisons résultant des scénarios ne sont donc qu'indicatives. Elles doivent permettre d'examiner les éventuelles divergences de méthode avant de rentrer dans le détail des hypothèses retenues.

2. Résultats de l'étude de programmation énergétique et comparaison avec RTE

a. Hypothèses retenues

Les hypothèses démographiques

• *Etude de programmation énergétique*

Scénario central de l'INSEE concernant les projections démographiques de la Bretagne[80]. Ces hypothèses prévoient un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de la population bretonne de 0,43%. L'hypothèse médiane, où la taille des ménages diminue de – 0,64% par an en moyenne sur la période 1999-2020 a été retenue.

80. Source : *Projections démographiques – Trois scénarios pour la Bretagne et ses Pays*, INSEE et Région Bretagne, 2002.

Tab. 18 Etude de programmation énergétique : hypothèses démographiques

	1999	2005	2006	2010	2015	2020	TCAM 1999-2020
Population	2.907.178	2.993.522	3.008.161	3.067.432	3.123.555	3.180.704	+0,43 %
Taille moyenne des ménages	2,35	2,26	2,25	2,19	2,12	2,05	-0,64 %
Nombre de ménages	1.237.097	1.319.469	1.333.722	1.392.287	1.469.124	1.550.201	+1,08 %

Source : Etude de programmation énergétique pour la Bretagne, 2005

• *Bilan prévisionnel RTE*

Tab. 19 Bilan prévisionnel RTE pour l'ouest : hypothèses démographiques

(en milliers) source INSEE	2003	2020	TCAM 2003-2020
Population	4.709	5.137	+0,5 %
Nombre de ménages	1.989	2.286	+0,8 %

Source : RTE, 2005

Remarque : les données démographiques sont à recaler sur les mêmes zones géographiques.

Les hypothèses économiques

• *Etude de programmation énergétique*

Tab. 20 Etude de programmation énergétique : hypothèses économiques

Millions Euros 90	1999	2020	TCAM 1999-2020
VA Industrie	7.998	10.755	+1,4 %
VA Construction	2.355	3.799	+2,3 %
VA Tertiaire	28.136	42.703	+1,9 %
VA Agriculture	2.111	3.057	+1,8 %
VA totale	40.601	60.314	+1,9 %
PIB total	44.324	75.765	+2,6 %

Source : Etude de programmation énergétique pour la Bretagne, 2005

• *Bilan prévisionnel RTE*

Hypothèse de croissance du PIB de +2,3 % an

b. Bilans et scénarios de prospective sur l'électricité

On détaille dans un premier temps les bilans de référence pris en compte par chacune des études, puis les bilans prospectifs auxquels elles conduisent.

Bilans :

• *Etude de programmation énergétique*

Tab. 21 Bilan de référence (1999) en énergie finale pour la Bretagne

Bilan 1999	**Electricité (ktep)**	**Electricité (TWh)[a]**	**Total (ktep)**	**Part total (%)**	**Part électricité (%)**
Consommation d'énergie	1.570,09	18,26	6.742,19	100,00	23,29
Industrie	332,00	3,86	825,00	12,24	21,15
Résidentiel	752,32	8,75	2.423,10	35,94	47,92
Tertiaire	371,80	4,32	791,60	11,74	23,68
Transport	10,00	0,12	2.241,10	33,24	0,64
Agriculture	103,96	1,21	461,39	6,84	6,62

a. 1 kWh = 0,086 tep.

Source : Etude de programmation énergétique pour la Bretagne, 2005

• *Bilan prévisionnel RTE*

Tab. 22 Différence entre les prévisions sectorielles Grand ouest / France

En GWh	**Ouest**	**France**
Tertiaire	30 %	29 %
Résidentiel	42 %	34 %
Industrie	27 %	3 %

Source : RTE, 2005

Les différences de taux s'expliquent par la prise en compte de la zone Ouest par RTE et non d'un travail spécifique sur la région administrative Bretagne.

Scénarios de prospective

• *Etude de programmation énergétique*

Trois scénarios sont retenus dans l'étude. Leurs résultats sont résumés dans le tableau suivant.

Tab. 23 Synthèse des prévisions de consommation électrique dans les trois scénarios de l'étude de programmation énergétique pour la Bretagne

	1999	**2010**			**2020**			**TCAM 1999-2020**		
TWh		**Tend.**	**Maîtr.**	**Maxi.**	**Tend.**	**Maîtr.**	**Maxi.**	**Tend.**	**Maîtr.**	**Maxi.**
Tertiaire	4,32	4,89	4,38	4,38	5,47	4,43	4,38	1,13 %	0,11 %	0,06 %
Résidentiel	8,75	9,80	8,53	8,51	10,84	8,29	8,51	1,03 %	-0,25 %	-0,13 %
Industrie	3,86	4,71	4,37	4,37	5,02	4,90	4,37	1,26 %	1,14 %	0,60 %
Transports	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Agriculture	1,21	1,43	1,30	1,30	1,66	1,41	1,30	1,53 %	0,73 %	0,36 %
Total	**18,26**	**20,83**	**18,59**	**18,56**	**22,99**	**19,03**	**18,56**	**1,11 %**	**0,20 %**	**0,08 %**

a. Les trois scénarios sont : Tendance, Maîtrise et Maximaliste. Voir les hypothèses correspondantes dans l'étude.

Source : Etude de programmation énergétique pour la Bretagne, 2005

• *Bilan prévisionnel RTE*

Tab. 24 Synthèse des prévisions de consommation électrique dans les trois scénarios de RTE

	2003	2010			2020			TCAM 2003-2020		
TWh		**R1**	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**
Tertiaire	8,2	9,5	9,2	9,0	11,0	10,6	9,7	1,8 %	1,5 %	1,0 %
Résidentiel	11,5	13,2	12,9	12,5	14,6	14,0	12,7	1,4 %	1,2 %	0,6 %
Industrie	7,4	8,2	8,1	8,0	9,7	9,6	9,3	1,6 %	1,5 %	1,3 %
Transports	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	2,4 %	2,4 %	3,4 %
Consommation finale	27,3	31,1	30,5	29,7	35,7	34,5	32,0	**1,6 %**	**1,3 %**	**0,9 %**
Energie	,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2			
Pertes	2,0	2,2	2,2	2,1	2,6	2,5	2,3			
Consommation Ouest	30,2	34,4	33,8	32,9	39,4	38,1	35,5			

Source : RTE, 2005

Les scénarios de l'étude de programmation, établis sur des données 1999, ne contrastent pas de manière fondamentale avec les scénarios RTE, calés sur des données 2003.

3. Energies renouvelables et maîtrise de la demande d'énergie

a. Énergies renouvelables (production d'électricité)

Etat des lieux et perspectives de développement

Eolien :

• *Au dernier bilan* (source DRIRE, 31/12/05), on recense :
- 100 MW en exploitation,
- 230 MW autorisés non réalisés
- 347 MW en cours d'instruction

On peut considérer une durée de fonctionnement moyenne de 2000h/an, ce qui représente une production éolienne annuelle d'environ 0,2 TWh, rapportée à une consommation électrique de l'ordre de 19 TWh.

• *Perspectives :*

Les scénarios de développement pour l'éolien proposés dans le cadre du SDRPTE sont :
- un scénario de court terme garantissant 330 MW,
- un objectif réaliste de 1000 MW en 2010 conformément à ce qui est affiché dans le schéma régional éolien en cours d'élaboration

avec les réserves suivantes :
- nécessité d'étude régionale du raccordement des éoliennes et des impacts sur le réseau de transport, au même titre que les moyens de production classique. Cela permettra d'ailleurs de répondre aux exigences de la loi POPE et de la circulaire ZDE (zones de développement de l'éolien) en préparation ;
- prise en compte de la réalité de la production et de l'intermittence. Pour cela la volonté étant au développement de cette énergie, nécessité de modèles de prévisions météorologiques.

Tout ceci pour optimiser le recours aux sources renouvelables vis-à-vis des contraintes du réseau électrique.

Autres énergies renouvelables :

- Hydraulique : il existe 5 barrages en Bretagne, représentant une puissance installée de 271 MW (dont 240 MW pour la Rance). La petit hydraulique représente environ 3,4 MW
- Solaire Photovoltaïque : potentiel non encore estimé
- Cogénération :

  Installations existantes : 141 MW (IAA et UIOM)

  Prospectives : (d'après note ADEME Bretagne)
  - potentiel de 250 MW (étude EDF)
  - potentiel 400 MW (EPE)

b. MDE (d'après note ADEME SDRPTE)

Potentiel de MDE (cas du résidentiel)

A partir d'une extrapolation d'opérations de réhabilitation de logements sociaux en Bretagne on peut établir les prospectives suivantes sur la maîtrise de la demande d'électricité dans le parc résidentiel.

Le parc de résidences principales construites avant 1974 représente 700.000 logements, répartis en 490.000 maisons individuelles et 210.000 logements collectifs.

Si l'on déduit les logements sociaux en cours de réhabilitation et le parc déjà réhabilité, estimé à 20 à 25 %, le parc restant serait de l'ordre de 500.000 logements.

Sur la base des hypothèses précédentes, le parc « électrique » serait de 140 000 logements.

Quatre scenarii pourraient être envisagés :
- 100 % « modernisation » : 140.000 logements, gain en consommation de 15 % soit 186 GWh,
- 70 % « modernisation » et 30 % substitution : 98.000 et 42.000 logements, gain en consommation de 130 GWh et substitution de 343 GWh,
- 50 % « modernisation » et 50 % substitution : deux fois 70.000 logements, gain en consommation de 93 GWh et substitution de 571 GWh,
- 100 % substitution : 140.000 logements, substitution de 1.140 GWh (6 % de la consommation régionale totale d'électricité).

N.B : les appels de puissance évités (qui dimensionnement en partie le parc de production et les réseaux de transport) ne sont à ce stade pas rigoureusement établis. Ce travail est en cours par l'ADEME Bretagne dans le cadre du SDRPTE. En première approche et *sans prise en compte du foisonnement*, la puissance substituable dans le cas du scénario 70 % modernisation, 30 % substitution est de l'ordre de 290 à 375 MW. Ces données ne prennent pas en compte les éventuels gains mobilisables par des changements de comportements.

Sur la base des écarts de coûts constatés pour le parc HLM (1.300 € par logement), le coût du scénario 100 % substitution serait de 182 millions d'euros. La dimension financière des opérations de maîtrise de la demande d'énergie peut donc être très importante.

Une prospective, toute énergie, d'économies réalisables d'ici 2020 sur la base du scénario Maîtrise donne les résultats suivants, soit un potentiel d'environ 16 %.

Tab. 25 Estimation prospective des économies réalisables par secteur, scénario Maîtrise

	Valeur absolue (ktep)	Valeur relative (%[a])
Industrie	77	6 %
Résidentiel	527	39 %
Tertiaire	176	13 %
Transports	570	42 %
Total	**1.350**	**100 %**

a. En pourcentage de la consommation d'énergie finale en 2020 du scénario « Tendance » (8.569 ktep en 2020).

Source : Etude de programmation énergétique pour la Bretagne, 2005

NB : Ces valeurs constituent aujourd'hui des hypothèses de travail devant être débattues en particulier sur les moyens à mettre en œuvre et leur coût.

Le levier des certificats d'économies d'énergie

La loi POPE a créé un nouvel outil au service de la maîtrise de l'énergie : les certificats d'économie d'énergie ; les projets de décrets sont en cours d'élaboration. Les personnes soumises à une obligation d'économies d'énergie devront répondre à un objectif national d'économies. L'impact de ce dispositif ne pourra être réellement mesuré qu'à l'issue de la 1ère période de mise en application 2006/2008.

Conclusions

Les problématiques soulevées dans le groupe de travail de la CPDP se déclinent aussi au niveau régional.

Les hypothèses prises en compte dans les modèles de prospectives doivent être discutées. Ces prospectives doivent donner des outils modulables.

Il existe des initiatives et instances au niveau de la Bretagne pour répondre aux interrogations apparues lors du débat public. Les membres de ces instances sont présents au sein du Groupe de travail mis en place par les deux CPDP. Les liens de travail existent et sont à renforcer. Comme au niveau national, on peut dire que RTE travaille avec les autorités publiques et même sous leur contrôle dans le cadre de l'élaboration du SRDRPTE.

L'essentiel étant de disposer d'outils objectifs permettant de moduler les visions de l'avenir et de laisser ouvert la prise en compte de la MDE et des énergies renouvelables.

D. Position du Conseil régional de Bretagne

Note : Cette section reprend une note transmise au rapporteur par le **Conseil régional de Bretagne**, tirée de la contribution au débat remise par le Président du Conseil régional aux deux CPDP[81]. **CRB**

Les projets de réacteur nucléaire EPR « tête de série » à Flamanville et THT Cotentin-Maine

Les débats publics EPR et THT Cotentin-Maine ont montré que l'éventuelle implantation d'un réacteur à Flamanville n'est pas conçue pour répondre à la problématique de l'approvisionnement électrique de la Bretagne.

Deux des trois fuseaux proposés pour la ligne THT ne sont d'ailleurs pas raccordés à un poste breton. De plus les enjeux électriques pour la Bretagne sont :

• le passage en sécurité de la pointe ce à quoi ne répond pas l'EPR ni le nucléaire plus largement,

81. Voir en Annexe 10 la Contribution du Conseil régional de Bretagne aux Commissions particulières du débat public EPR et THT Cotentin-Maine, lettre du 17 mars 2006 de M. Jean-Yves Le Drian, Président du Conseil régional, au Président de la Commission du débat public EPR "tête de série" Projet de centrale électronucléaire Flamanville 3.

• la nécessité d'une plus grande autonomie dans la production ce à quoi ne répond pas l'installation d'un moyen de base important comme l'EPR. Celui-ci tendrait à diminuer les possibilités d'installation d'un moyen de base en Bretagne, nécessaire à l'équilibre régional et pouvant contribuer à l'équilibre national.

La réponse de la Région aux enjeux énergétiques : le Plan Energie pour la Bretagne et une vision concertée des problématiques

La politique de la Région en matière d'énergie s'articule autour de trois axes essentiels et indissociables :

- la maîtrise de la demande d'énergie,
- la sécurité d'approvisionnement en énergie et particulièrement en électricité,
- le recours à des sources de production d'origine renouvelable.

Ces trois axes sont repris dans les travaux menés dans le cadre du « Plan Energie pour la Bretagne ». Cette initiative, adoptée par les élus de la collectivité régionale en octobre 2005, consiste à débattre des enjeux énergétiques régionaux afin de formuler des réponses issues de la concertation de l'ensemble des acteurs de l'énergie en Bretagne (collectivités, Etat, institutions, opérateurs, associations). Elle fait suite à un état des lieux de la situation énergétique de la région dressé avec l'ADEME et la DRIRE. Les résultats des premiers travaux montrent qu'une politique durable et responsable de l'énergie en Bretagne ne peut se faire qu'à deux conditions :

• en mettant en place une concertation en amont des enjeux et projets,

• en ne négligeant pas l'interaction entre les trois axes évoqués et en particulier sur la contribution possible des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande sur la réduction des fragilités d'alimentation.

PRESENTATION DE MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL

EDF

C'est en tant qu'énergéticien qu'**EDF** a pris part aux travaux du groupe d'analyse « Bilan prévisionnel du RTE, édition 2005 ».
Le Groupe EDF est un des acteurs majeurs de la production, la distribution et la commercialisation d'électricité en Europe. Il gère un parc de production d'une capacité de 125,4 GWe. Il fournit énergies et services à 42,1 millions de clients dans le monde dont 36,2 millions en Europe.
Le Groupe EDF est constitué d'Electricité de France (EDF) et d'un réseau de filiales européennes et de sociétés implantées dans le monde.
EDF et les sociétés du Groupe exercent des activités centrées sur les métiers de l'énergie : production, négoce, transport, distribution, commercialisation et services.
En 2005, le Groupe EDF a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 51,1 milliards d'euros.

Contact : Electricité de France,
22-30 avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08
Tél. : 01 40 42 70 70 / Site : http://www.edf.fr

RTE

RTE, société anonyme filiale du groupe EDF, est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français. Entreprise de service public, il a pour mission l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau haute et très haute tension. Il est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. RTE achemine l'électricité entre les fournisseurs d'électricité (français et européens) et les consommateurs, qu'ils soient distributeurs d'électricité (EDF et les entreprises locales de distribution) ou industriels directement raccordés au réseau de transport.
Avec 100.000 km de lignes comprises entre 63.000 et 400.000 volts et 44 lignes transfrontalières, le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. RTE a réalisé un chiffre d'affaires de 4.143 millions d'euros en 2005 et emploie 8.300 salariés.
RTE est le maître d'ouvrage du projet de ligne THT Cotentin-Maine. Toutefois, ce n'est pas à ce titre qu'il a pris part aux travaux du groupe, mais en tant que rédacteur du « Bilan Prévisionnel » qui a fait l'objet de l'analyse pluraliste. Le Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre demande est réalisé par RTE tous les 2 ans, pour le compte des pouvoirs publics et dans le cadre de la loi du 10 février 2000.

Contact : Réseau de Transport d'Electricité,
Direction de la Communication et des Relations Extérieures (DCRE),
1 terrasse Bellini TSA 41000, 92919 La Défense Cedex
Site : http://www.rte-france.com

DGEMP

Les pouvoirs publics définissent le cadre législatif et réglementaire dans lequel le secteur de l'énergie se développe. En particulier, le Gouvernement délivre les autorisations de production d'électricité et les autorisations de création d'installations nucléaires, à l'issue de débats et enquêtes publics.Au sein du Gouvernement, le ministre délégué à l'industrie est notamment en charge de l'élaboration et de la mise en œuvre de la politique en matière énergétique. Le ministre s'appuie sur la Direction générale de l'énergie et des matières premières (**DGEMP**) du Ministère de l'industrie pour définir et mettre en œuvre la politique énergétique de la France et d'approvisionnement en matières premières minérales.
Dans ces secteurs, les missions de la DGEMP peuvent être regroupées autour de six axes :

- l'ouverture des marchés de l'énergie, notamment électrique et gazière,
- le suivi des secteurs clés de l'énergie et des matières premières,
- la tutelle des entreprises et établissements publics,
- les contrôles et missions régaliennes,
- les travaux au plan international et communautaire,
- l'expertise économique.

Contact : Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) - Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 61 boulevard Vincent Auriol, 75703 Paris Cedex 13
Tél : 01 44 87 17 17 / Site : http://www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm

CRB

Le Conseil régional de Bretagne (**CRB**) est une collectivité territoriale créée en 1982. Ses représentants sont élus lors des élections régionales tous les six ans au suffrage universel. Dans le cadre du processus de décentralisation, les Régions exercent des compétences notamment dans les domaines de la formation, du développement économique, de l'aménagement du territoire, des transports. La Région Bretagne intervient aussi sur des thèmes où elle n'a pas de compétence directe telle que l'égalité professionnelle, le développement durable…
Même s'il ne dispose pas de responsabilités législatives dans le domaine de l'énergie, le Conseil régional a un rôle à jouer. La question de l'énergie est en effet indissociable du développement économique, de l'environnement, de l'aménagement des territoires, compétences propres de la Région. Dans ce cadre, il s'agit d'abord de définir des orientations stratégiques partagées, conformes à l'intérêt régional et avec pour objectif la recherche d'un équilibre énergétique durable. Ensuite vient l'élaboration et la mise en oeuvre d'un plan d'action dans lequel chacun des partenaires concernés s'engagera en fonction de ses propres compétences et moyens. C'est l'objet du « Plan Energie pour la Bretagne » qui est en cours d'élaboration. Son rendu est prévu pour début 2007.
Dans le cadre des débats publics EPR et THT, le Conseil régional de Bretagne a été invité à participer aux débats lors des réunions publiques de Rennes. Il a aussi participé au groupe de travail technique sur « l'analyse pluraliste du bilan prévisionnel de RTE » en tant qu'acteur de la politique énergétique bretonne. Une contribution au débat public visant à donner sa position sur la situation de l'énergie en Bretagne a été transmise aux CPDP.

Contact : Conseil régional de Bretagne
283, avenue du Général Patton, CS 21101, 35711 Rennes Cedex 7
Tél : 02 99 27 10 10 / Fax : 02 99 27 11 11 / Site : http://www.region-bretagne.fr

négaWatt

L'association **négaWatt**, crée en 2001, rassemble aujourd'hui plus d'une centaine d'experts et de praticiens de l'énergie tous engagés, à titre personnel et en toute indépendance, autour d'un objectif : donner la priorité à la réduction à la source de nos besoins d'énergie, tout en conservant notre qualité de vie. Mieux consommer au lieu de produire plus.
L'association est animée par un collège de 23 personnes, la « Compagnie des négaWatts », qui a entrepris un intense et créatif travail de réflexion (la démarche négaWatt), de prospective (un scénario 2050 pour la France) et de propositions concrètes et opérationnelles (fiches-mesures sur l'habitat, la formation, les appareillages, le rôle des collectivités, les transports…).

Contact : Association négaWatt, 22 boulevard Foch 34140 Mèze
E-mail : contact@negawatt.org / Site : www.negawatt.org

Enerdata

Enerdata sas est un bureau d'études privé et indépendant, créé en avril 1991.
Il est spécialisée dans deux principaux domaines :
- l'information et les statistiques sur l'énergie et les gaz à effet de serre pour l'ensemble des pays du monde ;
- la modélisation, la prévision et les études stratégiques sur les marchés de l'énergie, l'efficacité énergétique et le CO_2-énergie, en France, en Europe et dans le monde.

Enerdata sas est dirigé par Bertrand Château, expert reconnu au plan international pour les questions d'analyse et de prospective de la demande énergétique, qu'il suit depuis 30 ans.

Contact : Enerdata sas, 2 Avenue de Vignate 38610 Gières
Tél. : 04 76 42 25 46 / E-mail : info@enerdata.fr / Site : www.enerdata.fr

Futur Fact.4

Futur Facteur 4 est le bureau d'étude de Pierre Radanne, consultant, expert énergie et environnement, qui a notamment été Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) de 1998 à 2002.

Contact : Futur Facteur 4, 36 rue du Moulin des Prés, 75013 Paris
E-mail : pierre.radanne@wanadoo.fr

E&E

Antoine Bonduelle (**E&E**) met en œuvre en France le modèle ELFIN (Electricity Financing) de représentation détaillée de la production électrique. Ses travaux sont réalisés pour des ONG (par exemple pour Greenpeace le rapport de 2003 « Eole ou Pluton ») ou pour les pouvoirs publics (par exemple rédaction du Schéma de Service Collectifs Energie pour la Région et la DRIRE du Nord Pas-de-Calais (1999).
Dans le cadre des débats CPDP, il a été mandaté par les ONG Agir pour l'Environnement, Greenpeace et WWF pour rédiger et défendre en tribune le cahier d'acteur « Dix raisons pour refuser la ligne THT Cotentin-Rennes-Laval ». Il a aussi co-rédigé le cahier d'acteur n°15 du débat CPDP-THT avec le Comité de Liaison des Energies Renouvelables (CLER) et des industriels de l'éolien.
Antoine Bonduelle a été un des responsables du bureau d'études INESTENE (fermé en 2002) et de l'association DETENTE. Il est par ailleurs expert reviewer du groupe III du GIEC (mitigation, politiques énergétiques).

Contact : E&E Consultant SARL,
900 Vieux Chemin de Saint-Omer, 59670 Cassel
Tél. : 06 08 98 28 85 ou 03 28 40 53 89 / E-mail : antoine.bonduelle@wanadoo.fr

WISE-Paris

WISE-Paris est une agence indépendante, de statut associatif, qui depuis 1983 développe des activités de conseil, d'étude et d'information au niveau national et international autour de quatre domaines d'intervention :

- les risques liés au nucléaire, des questions de sûreté aux problèmes de gestion des déchets,
- la place du nucléaire dans les politiques de l'énergie,
- la prospective et les stratégies énergétiques,
- la démocratisation des choix en matière d'énergie.

Son directeur, Yves Marignac, a accompagné la CPDP-EPR comme conseil scientifique et technique depuis la préparation jusqu'à la clôture du débat. Il a notamment dans ce cadre participé au Groupe de travail sur le Bilan prévisionnel RTE dont il est le rapporteur.

Contact : WISE-Paris, 31-33 rue de la Colonie, 75013 Paris,
Tél. : 01 45 65 47 93 / E-mail : yves.marignac@wise-paris.org / Site : http://www.wise-paris.org

ANNEXE 1 RECAPITULATIF DES HYPOTHESES SOUS-JACENTES AUX PREVISIONS DE CONSOMMATION DU BILAN PREVISIONNEL RTE

Document de travail transmis au Groupe de travail par RTE, 22 décembre 2005

Note : On reprend ici en intégralité une note transmise par **RTE** afin de permettre une comparaison fine des évolutions sectorielles avec d'autres scénarios – notamment le scénario négaWatt.

RTE

Avertissement : *les hypothèses présentées ci-après sont des grandeurs généralement agrégées et simplifiées comparées aux paramètres beaucoup plus détaillés décrits dans le modèle de prévision utilisé. En conséquence, les ordres de grandeur qu'elle permettent de calculer ne coïncident qu'approximativement avec les résultats exacts du modèle.*

A. Hypothèses générales

1. Hypothèses démographiques

Tab. 26 Hypothèses démographiques du Bilan prévisionnel RTE

(en millions)	2002	2020	TCAM 2002-2020
Population[a]	59,3	62,7	0,3 %
Ménages[a]	24,6	28,1	0,7 %
Population active	26,5	28,5	0,4 %
Population active occupée	24,1	27,4	0,7 %

a. Source INSEE.

Source : RTE, 2005

En cohérence avec l'hypothèse de croissance du PIB, le taux de chômage actuel est supposé baisser d'ici l'horizon 2020.

2. Hypothèses macro-économiques

Tab. 27 Hypothèses macro-économiques du Bilan prévisionnel RTE

Taux de croissance annuelle moyen (TCAM) en % / an	TCAM 2002 - 2020
PIB	2,3 %
Activité dans l'industrie	1,34 %

Source : RTE, 2005

3. Hypothèses sur les énergies

Le contexte énergétique retenu sur la période suppose que les prix relatifs de l'électricité et des combustibles fossiles ne connaîtront pas de modification majeure qui serait de nature à renverser les tendances actuelles de répartition entre énergies dans les usages concurrentiels.

Les éventuelles délocalisation industrielles ne sont pas explicitement extrapolées dans le futur au-delà des éléments déjà connus début 2005. Elles sont néanmoins sous-jacentes aux évolutions de certaines activités industrielles.

B. Secteur tertiaire

1. Récapitulatif des consommations 2002 et prévisions

Tab. 28 Consommation d'électricité du secteur tertiaire dans le Bilan prévisionnel RTE

Tertiaire par usages	2002	2010			2020			TCAM pour R2 2002-2020
(en TWh)		R1	R2	R3	R1	R2	R3	
Chauffage	14,4	16,0	15,6	15,2	18,2	17,0	16,0	0,9 %
Climatisation	11,2	16,1	15,4	13,8	22,0	19,9	16,5	3,2 %
Cuisson	4,8	7,0	7,0	7,0	9,8	9,8	9,8	4,0 %
Eau chaude sanitaire	5,3	6,4	6,3	6,3	7,9	7,4	7,4	1,9 %
Eclairage	22,8	24,0	23,7	21,7	25,3	24,9	20.3	0,5 %
Usages spécifiques et autres	54,1	65,3	64,1	62,1	72,0	70,0	65,0	1,4 %
Total	**113**	**135**	**132**	**126**	**155**	**149**	**135**	**1,6 %**

Source : RTE, 2005

2. Hypothèses générales

La croissance globale du parc de bâtiments est de 21 % à l'horizon 2020 par rapport à 2002, avec une forte différenciation entre branches. L'habitat communautaire, les sport-loisirs-culture et les cafés-hotels-restaurants sont supposés croître d'environ 50 % à l'horizon 2020, le parc de bureaux suit la croissance moyenne du tertiaire, les autres branches sont supposées peu se développer.

Cette croissance du parc est le premier facteur explicatif de la croissance de la consommation dans la plupart des usages de l'électricité.

3. Détail des hypothèses par poste

• Chauffage :

La répartition électricité/combustible fossile est relativement stable, légèrement influencée par le partage public/privé de chaque branche, l'électricité étant plus souvent choisie pour équiper des surfaces privées. La part de surface chauffée à l'électricité passe de 22% en 2002 à 25% en 2020 dans R2.

La baisse des consommations unitaires grâce aux réglementations thermiques est surtout efficace dans le neuf mais reste modérée dans l'existant.

Tab. 29 Evolution des consommations unitaires (C.U.) de chauffage dans le tertiaire

en % par rapport à 2002 à l'horizon 2020	Dans le neuf[a]	Dans l'existant
R1 et R2	-38 %	-2,5 %
R3	-51 %	-5 %

a. La CU du parc neuf construit en 2002 est inférieure de 27 % à celle du parc global. En conséquence, un objectif de -15 % sur la CU du parc neuf construit en 2002 – respectivement -33 % – se traduit par -38 % de réduction par rapport à la CU du parc existant en 2002 – respectivement -51 %.

Source : RTE, 2005

L'effet combiné de la croissance du parc et le poids de l'existant masque l'effet de la réduction des consommations unitaires dans le neuf.

• Climatisation :

L'équipement global en climatisation augmente :

- Locaux existants : 1 % du parc non climatisé s'équipe chaque année, si bien que le parc climatisé en 2020 a augmenté de plus de moitié par rapport à 2002.
- Locaux neufs : le taux de locaux neufs qui s'équipent de climatisation est stable à environ 40 %. En fait, le taux d'équipement augmente dans toutes les branches mais celles qui se développent le plus (habitat communautaire par exemple) sont justement celles où le taux de climatisation part du plus bas.

Tab. 30 Evolution des taux d'équipement de climatisation dans le tertiaire

en % par rapport à 2002 à l'horizon 2020	Dans le neuf	Dans l'existant
R1 et R2	Stable	+64 %
R3		+45 %

Source : RTE, 2005

Les CU des appareils de climatisation sont en légère décroissance :

Tab. 31 Evolution des consommations unitaires (C.U.) de climatisation dans le tertiaire

en % par rapport à 2002 à l'horizon 2020	En 2020
R1 et R2	-9 %
R3	-14 %

Source : RTE, 2005

L'effet cumulé de la croissance du parc et du taux d'équipement, sans baisse significative des consommations unitaires, conduit à un doublement de la consommation de climatisation dans le tertiaire à l'horizon 2020.

Cuisson :

Pour le tertiaire, l'hypothèse dimensionnante est le nombre de repas pris à l'extérieur. La prolongation des tendances observées amène à doubler ce nombre.

• Eau chaude sanitaire :

Le taux d'équipement en eau chaude sanitaire électrique suit la même évolution que celui du chauffage électrique, mais la consommation unitaire n'est pas supposée baisser.

• Eclairage :

L'accroissement du nombre de points lumineux inhérent à l'accroissement du parc est partiellement compensé par la réduction des consommations unitaires liée à la généralisation de la diffusion de lampes à basse consommation.

Tab. 32 Evolution des consommations unitaires (C.U.) d'éclairage dans le tertiaire

en % par rapport à 2002 à l'horizon 2020	En 2020
R1 et R2	-8 %
R3	-25 %

Source : RTE, 2005

• Usages spécifiques hors éclairage :

L'amélioration de l'efficacité énergétique est susceptible de diminuer les consommations unitaires d'ici 2020:

- dans la bureautique (saturation des équipements, amélioration des consommations en veille),
- dans les usages du froid (réduction de 2 à 5% des consommations unitaires).

Les usages des autres branches sont supposés suivre les tendances actuelles, soit 1,4% de croissance annuelle moyenne entre 2002 et 2020.

C. Secteur résidentiel

1. Récapitulatif des consommations 2002 et prévisions

Tab. 33 Consommation d'électricité du secteur résidentiel dans le Bilan prévisionnel RTE

Résidentiel par usages	**2002**	**2010**			**2020**			**TCAM pour R2 2002-2020**
(en TWh)		**R1**	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**	
Chauffage	39,6	41,9	40,6	39,4	43,5	42,2	39,9	0,4 %
Climatisation	0,2	0,6	0,6	0,6	1,0	0,9	0,7	8,7 %
Eau chaude sanitaire	18,8	20,7	20,5	20,2	22,9	22,3	21,7	1,0 %
Cuisson	9,9	10,2	10,1	10,0	10,1	9,8	9,6	-0,1 %
Spécifique	66,5	77,8	76,4	74,4	89,5	84,9	78,8	1,4 %
dont Eclairage	*11,5*	*11,4*	*11,0*	*10,7*	*10,8*	*10,1*	*9,3*	*-0,7 %*
dont Divers	*10,0*	*16,2*	*15,7*	*15,3*	*25,7*	*23,4*	*21,0*	*4,8 %*
Total	**135**	**151**	**148**	**145**	**167**	**160**	**151**	**1,0 %**

Source : RTE, 2005

2. Hypothèses générales :

L'accroissement du nombre de résidences principales est égal à celui du nombre de ménages, soit 14 % entre 2002 et 2020. L'accroissement de la surface totale de logements est un peu supérieur à l'horizon 2020 (de 1 à 3 points selon les scénarios).

3. Détail des hypothèses par poste

Les consommations unitaires s'entendent par logement.

• Chauffage :

La part du chauffage électrique augmente d'un à deux points à l'horizon 2020, selon la nature collective ou individuelle de l'habitat.

L'évolution des consommations unitaires de chauffage par logement recouvre 2 effets :

• Une légère hausse lié à l'augmentation de surface des logements

• Une forte baisse grâce au renforcement des réglementations thermiques 2000, 2005, 2010 et 2015.

Tab. 34 Evolution des consommations unitaires (C.U.) de chauffage dans le résidentiel[a]

en % par rapport à 2002 à l'horizon 2020	Dans le neuf	Dans l'existant
R1	-20 %	-10 %
R2	-25 %	-12,5 %
R3	-44 %	-22 %

a. A surface de logement supposée constante.

Source : RTE, 2005

Il convient d'ajouter la croissance du chauffage dans les résidences secondaires qui croit plus rapidement (+20 %), du fait que l'électricité est plus adaptée que le gaz à ce type d'usage.

• Climatisation :

L'équipement du logement résidentiel est actuellement encore à ses débuts et l'hypothèse d'un développement rapide n'a pas été retenue. En maintenant le rythme actuel d'équipement, on aboutit à une multiplication par 4 du nombre de logements climatisés à l'horizon 2020. Dans R3, cette multiplication n'est que de 3.

• Eau chaude sanitaire :

Le taux d'équipement et les consommations unitaires par logement sont en légère hausse (+2% chacun) entre 2002 et 2020. L'accroissement lié aux effets comportementaux est donc supposé l'emporter sur l'amélioration de l'efficacité énergétique.

• Cuisson :

Le taux d'équipement en cuisson électrique est supposé croître de 12% en 2020 par rapport à 2002, du fait de l'abandon progressif de la cuisson au gaz en bouteille au profit tant de l'électricité que du gaz de ville.

Une forte réduction des consommations unitaires résulte du progrès technique et du changement de comportement (baisse du nombre de repas pris au domicile).

Tab. 35 Evolution des consommations unitaires (C.U.) de cuisson dans le résidentiel

en % par rapport à 2002 à l'horizon 2020	En 2020
R1	-20 %
R2	-22 %
R3	-24 %

Source : RTE, 2005

Ces effets combinés conduisent à une stabilité de la consommation d'électricité pour l'usage cuisson.

• Eclairage

Une forte réduction des consommations unitaires résulte de la diffusion des lampes basse consommation. Le scénario R1 suppose que la moitié des ampoules principales des logements soient des LBC à l'horizon 2020. Dans R3, ce sont trois quarts des ampoules qui sont supposées de type LBC.

Tab. 36 Evolution des consommations unitaires (C.U.) d'éclairage dans le résidentiel

en % par rapport à 2002 à l'horizon 2020	En 2020
R1	-17,5 %
R2	-23 %
R3	-29 %

Source : RTE, 2005

• Usages spécifiques (hors éclairage et divers)

La consommation des usages spécifiques est en hausse faible, finalement homogène à celle du nombre de logements, l'amélioration des consommations unitaires compensant globalement l'accroissement du taux d'équipement.

Tab. 37 Evolution des consommations des autres usages spécifiques dans le résidentiel

R2, entre 2002 et 2020	**Evolution du taux d'équipement**	**Evolution des C.U.**
Réfrigérateur	Négligeable	-21 %
Congélateur	33 %	-21 %
Lave-vaisselle	32 %	-22 %
Lave-linge	Négligeable	-21 %
Fonction séchante	42 %	-26 %
Télévision 1ère	Négligeable	-7 %
Autres téléviseurs	69 %	0 %
Eclairage	Négligeable	-23 %
Hi-Fi	42 %	-14 %
Magnétoscope	7 %	-18 %
Informatique	75 %	-11 %

Source : RTE, 2005

Dans R3, la baisse des consommations unitaires entre 2002 et 2020 est supposée accrue de 25 %, inversement dans R1 (exemple : la baisse de c.u. des réfrigérateurs entre 2002 et 2020 est de 26 %).

• Usages divers

Le « divers » résidentiel regroupe les usages émergeants, de ce fait encore mal connus du point de vue de leurs consommations électriques, les usages sur lesquels peu d'informations sont disponibles (petit électro-ménager, piscines, éclairage de jardin, systèmes d'alarme, stores électriques), et l'éventuel effet du multi-équipement non pris en compte par ailleurs. Cette rubrique « divers » correspond donc à des usages de l'électricité très hétérogènes, aux consommations unitaires très différentes. Elle est par nature difficile à appréhender et fait l'objet d'études en cours d'approfondissement.

Il a été retenu un doublement des usages divers sur la période 2002-2020 pour les scénarios R1 et R2 (moins pour R3).

D. Secteur industrie

1. Récapitulatif des consommations 2002 et prévisions

Tab. 38 Consommation d'électricité du secteur industrie dans le Bilan prévisionnel RTE

Industrie par secteurs *(en TWh)*	**2002**	**2010**			**2020**			**TCAM pour R2 2002-2020**
		R1	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**	
Industrie agro-alimentaire	19,3	21,4	21,3	21,4	26,2	26,1	26,6	1,7 %
Textiles, cuir et habillement	3,2	3,0	3,0	2,9	3,3	3,3	3,1	0,2 %
Métaux ferreux	23,5	24,9	24,8	23,9	27,3	27,0	25,1	0,8 %
Métaux non ferreux	9,9	9,5	9,5	9,1	9,0	8,9	8,1	-0,6 %
Matériaux de construction	10,6	11,3	11,1	10,8	12,8	12,6	11,8	1,0 %
Equipement	17,9	21,5	21,4	21,1	25,8	25,5	24,9	2,0 %
Papiers	11,9	14,0	13,9	13,0	17,6	17,3	15,0	2,1 %
Chimie	25,3	30,8	30,5	28,4	36,6	36,0	30,9	2,0 %
Divers	14,1	15,5	15,3	15,0	18,2	17,7	16,9	1,3 %
Total	**136**	**152**	**151**	**146**	**177**	**174**	**162**	**1,4 %**

Source : RTE, 2005

2. Détail des hypothèses par poste

• Industrie agroalimentaire

Poursuite en tendance des indices d'évolutions à l'exception de deux produits :

le lait pour lequel une baisse de la production de lait en poudre au profit de produits frais est envisagée dans R1 (motif : produits à faible valeur ajoutée) et dans R3 (motif : produit énergivore),

le sucre, pour lequel la production est supposée stable ou en légère croissance grâce à l'amélioration des rendements.

• Textiles, cuir et habillement

Secteur peu consommateur.

• Métaux ferreux

La production d'acier est scindée en deux : la filière traditionnelle à l'oxygène (hauts-fourneaux encore en activité dans trois sites en France) et la filière électrique.

Les programmes de fermeture connus début 2005 sont pris en compte, ainsi que les éventuels transferts de processus entre filières.

• Métaux non ferreux

Le secteur a été scindé en trois : l'aluminium première fusion (le plus important consommateur d'électricité), l'aluminium deuxième fusion (recyclage) et les autres métaux non ferreux.

Moins de la moitié des usines productrices d'aluminium première fusion actuellement sont supposées prolonger leur activité jusqu'en 2020.

Dans R3, un meilleur taux de recyclage conduit à augmenter l'aluminium deuxième fusion au détriment de l'aluminium première fusion.

• Matériaux de construction

Les besoins supplémentaires liés à une politique de construction de logements sociaux dans le scénario R3 conduisent à augmenter la production de ciment et de plâtre.

Les hypothèses concernant le verre sont construites en fonction de ses débouchés (bâtiment et automobile).

• Equipement

Le nombre d'automobiles produites en France est supposé constant. L'externalisation et l'internationalisation de la production (moteurs, boites de vitesses etc. produits dans différents pays puis assemblés en France) est prise en compte par le biais de transferts vers d'autres secteurs d'activités (métaux notamment) et vers l'étranger.

Les activités mécanique et électronique, à forte valeur ajoutée et à moindre implication énergétique, sont supposées en croissance pour être cohérent avec l'hypothèse de croissance du PIB retenue. Dans le scénario R3, une croissance plus forte de l'électronique est retenue, en raison de la part que peut prendre cette activité dans la maîtrise des consommations d'énergie.

• Papiers

Hypothèses dérivées des déclarations dans le cadre du PNAQ.

Chimie

Ammoniac : les éventuelles fermetures de site connues en 2005 sont prises en compte.

Engrais : décroissance plus accentuée dans R3, avec l'hypothèse d'une agriculture plus tournée vers le « Bio ».

Chlore : sa croissance reste vive dans R1 et R2, en liaison avec ses principales utilisations : produits chimiques, blanchiment de papiers; par contre, dans R3, le contexte favorable aux produits « écologiques » freinerait la production de chlore. Pour ce produit demandant beaucoup d'électricité, la position de la France comme producteur européen est supposée pérenne.

Oléfines et Plastiques : une assez forte différenciation entre R1 et R2 (à la hausse) d'une part, R3 (stable) d'autre part a été retenue.

• Divers

Dans ces activités, la tendance historique montre une déconnexion entre l'activité industrielle telle que mesurée par l'indice de production industrielle et les consommations d'énergie.

E. Autres secteurs

1. Récapitulatif des consommations 2002 et prévisions

Tab. 39 Consommation d'électricité des autres secteurs dans le Bilan prévisionnel RTE

	2002	2010			2020		
TWh		**R1**	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**
Transports	9	11	11	13	14	14	17
Energie	30	32	32	32	18	18	18
Pertes	31	34	33	32	38	37	34

Source : RTE, 2005

2. Détail des hypothèses par poste

• Transports

Il a été supposé pour R3 une majoration de 20% des consommations, en supposant une incitation plus forte au développement du ferroutage et des transports en commun électriques.

• Energie

Enrichissement du combustible nucléaire : la consommation du client Eurodif, qui a atteint jusqu'à 20TWh par an dans le passé, est actuellement en baisse. Cette baisse devrait s'accentuer progressivement avec la mise en place du nouveau processus par centrifugation. On suppose que l'arrêt complet du processus par diffusion gazeuse, vers 2012, se traduira par une consommation résiduelle inférieure à 1 TWh.

Le reste de la consommation de la branche énergie (raffinage) est plutôt en hausse.

• Pertes

Le taux de pertes retenu est de 7% de la consommation intérieure nette.

F. Récapitulatif global

Tab. 40 Consommation d'électricité par secteurs dans le Bilan prévisionnel RTE

	2002	2010			2020			TCAM 2002-2020		
TWh		**R1**	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**
Tertiaire	113	135	132	126	155	149	135	1,8 %	1,6 %	1,0 %
Résidentiel	135	151	148	145	167	160	151	1,2 %	1,0 %	0,6 %
Industrie	136	152	151	146	177	174	162	1,5 %	1,4 %	1,0 %
Transports	9	11	11	13	14	14	17	2,4 %	2,4 %	3,5 %
Consommation finale	393	449	442	430	513	497	465	1,5 %	1,3 %	0,9 %
Energie	30	32	32	32	18	18	18			
Pertes	31	34	33	32	38	37	34			
Consommation intérieure	**454**	**515**	**508**	**494**	**569**	**552**	**518**			

Source : RTE, 2005

G. Valeurs Transmises par RTE dans le cadre de la PPI

Document transmis au Groupe de travail par RTE, 22 décembre 2005

Tab. 41 Prévisions de consommation d'électricité transmises par RTE pour la PPI 2006

	réalisé	R1		R2		R3	
Industrie	**2002**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**
Métaux-primaires	25,0	25,2	25,7	25,1	25,5	24,3	23,8
Sidérurgie		*13,8*	*14,6*			*13,4*	*13,9*
Chimie	33,5	40,5	48,5	40,0	47,6	37,6	41,8
Ammoniac		*0,5*	*0,6*			*0,5*	*0,6*
Pétrochimie base							
Chlore		*6,6*	*7,6*			*5,6*	*5,0*
Non métalliques	10,6	11,3	12,8	11,1	12,6	10,8	11,8
Ciment		*2,7*	*3,0*			*2,7*	*2,9*
IAA textiles	22,6	24,4	29,5	24,3	29,4	24,4	29,7
Equipement	26,3	30,7	36,4	30,5	36,0	29,8	34,3
Autres	17,7	19,9	23,8	19,7	23,4	18,8	21,1
Papier-pâtes		*14,0*	*17,6*			*13,0*	*15,0*
Total industrie manufacturière	**135,7**	**151,9**	**176,7**	**150,9**	**174,4**	**145,7**	**162,5**
Construction							
Total industrie	**135,7**	**151,9**	**176,7**	**150,9**	**174,4**	**145,7**	**162,5**
Résidentiel	**2002**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**
Chauffage	39,6	41,9	43,5	40,6	42,2	39,4	39,9
Eau chaude	18,8	20,7	22,9	20,5	22,9	20,2	22,9
Cuisson	9,9	10,2	10,1	10,1	9,8	10,0	9,6
Eclairage	11,5	11,4	10,8	11,0	10,1	10,7	9,3
Climatisation	0,2	0,6	1,0	0,6	0,9	0,6	0,7
Elec spécif.	55,0	66,4	78,7	65,4	74,2	63,7	68,3
Total résidentiel	**135,0**	**151,2**	**167,0**	**148,2**	**160,1**	**144,6**	**150,7**
Tertiaire	**2002**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**
Usages thermiques	24,5	29,4	35,9	28,9	34,2	28,5	33,2
Climatisation	11,2	16,1	22,0	15,4	19,9	13,8	16,5
Elec spécifique	76,9	89,3	97,3	87,8	94,9	83,8	85,3
Total	**112,6**	**134,8**	**155,2**	**132,1**	**149,0**	**126,1**	**135,0**
Eclairage Public							
Total tertiaire	**112,6**	**134,8**	**155,2**	**132,1**	**149,0**	**126,1**	**135,0**
Autres	**2002**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**	**2010**	**2020**
Transports	9,2	11,0	13,9	11,0	13,9	13,2	16,7
Agriculture							
Consommation finale	**392,5**	**448,9**	**512,8**	**442,2**	**497,4**	**429,6**	**464,8**
Pertes	30,9	33,9	38,0	33,3	36,8	32,5	34,5
Secteur énergie	30,2	32,2	18,0	32,2	18,0	32,2	18,0
Consommation intérieure	**454**	**515**	**569**	**508**	**552**	**494**	**518**

Source : RTE - Valeurs transmises en juin 2005 dans le cadre de la PPI

ANNEXE 2 VISIONS DE LA DEMANDE ELECTRIQUE A L'HORIZON 2050

D'après la note réalisée par Enerdata,
annexée au Cahier collectif d'acteurs « EPR et choix de société »

Note : On reprend ici intégralement la contribution de Bertrand Chateau (**Enerdata**) à la réflexion collective des acteurs et validée par eux dans la phase de préparation du débat public EPR. **Enerdata**

A. Préambule

L'étude présentée recense, en toute indépendance, les différentes projections de demande commerciale d'électricité à l'horizon 2050. Ces représentations sont issues des principaux travaux de prospective menés depuis 10 ans, et utiles au débat public sur l'EPR « tête de série ».

Cette étude propose d'expliciter les différentes hypothèses sous-jacentes à ces projections, de façon à les regrouper au sein de « visions » cohérentes , qui sont autant de façons de concevoir l'avenir d'ici 2050.

Ces façons de concevoir l'avenir marquent des différences d'appréciation sur la façon de maîtriser deux « dimensions » principales : le caractère plus ou moins contraignant du changement climatique, le rôle plus ou moins important du citoyen dans la réponse aux défis environnementaux.

Les principaux enseignements ont été ainsi rassemblés et synthétisés au sein de 4 façons différentes de concevoir l'avenir à 2050. Chacune d'elles est intrinsèquement cohérente et signifiante de la dynamique de la demande commerciale d'électricité d'ici 2050.

Vues d'aujourd'hui, ces 4 « visions » sont équiprobables : chacune est aussi plausible, aussi réaliste que les autres. Aucune n'est plus ou moins souhaitable.

Elles ont vocation à éclairer et argumenter les choix structurants qui doivent être faits dès aujourd'hui en matière de politique énergétique : 45 ans sont nécessaires pour parvenir à l'objectif fixé en 2050, **et toute décision qui engagera les choix énergétiques du futur** de manière déterminante réduira de manière progressive et irréversible l'accès aux autres options.

Les 4 « visions » développées s'inscrivent dans le contexte suivant :

- une volonté et un engagement politique de la France :
  - Sur le long terme, de diviser par 4[82] les émissions de gaz à effet de serre de la France d'ici 2050, par rapport au niveau de 1990.
  - Sur le court-moyen terme, de lutter contre le changement climatique dans le cadre du Protocole de Kyoto et de ses prolongements futurs.
- des exigences de politiques énergétiques françaises et européennes: la sécurité d'approvisionnement, la maîtrise des consommations et la promotion des énergies renouvelables.
- l'instabilité énergétique mondiale : la perspective d'un retournement de la production mondiale de pétrole d'ici 2050 entraîne des perturbations fortes et persistantes sur les marchés énergétiques mondiaux dès 2010-2020.
- l'intégration des marchés de l'électricité en Europe, sans pour autant que l'on attache à ces visions un volume particulier d'échanges d'électricité entre la France et ses voisins européens.

Ces « visions » sont sous-tendues par plusieurs critères.

82. Cet objectif est communément appelé « facteur 4 ».

Un point commun :

Des besoins supposés identiques en 2050. A la source de la demande d'énergie se trouvent les besoins de services énergétiques des personnes – confort, mobilité, information-communication, etc…- ainsi que ceux des organisations (entreprises, administrations, collectivités locales, …)

Trois critères qui les différencient :

Des demandes d'énergie différentes**.** La demande d'énergie qui résulte de ces besoins dépend de la façon dont ils sont exprimés (plus ou moins grande sobriété), des performances techniques des équipements utilisés, et d'une façon générale de l'efficacité énergétique avec laquelle les besoins sont satisfaits.

Une part de l'électricité dans la demande d'énergie qui varie selon les visions. Une partie de la demande d'énergie s'adresse spécifiquement à l'électricité (usages captifs), une autre correspond à des usages où l'électricité est en concurrence avec d'autres énergies comme le gaz ou le pétrole.

Deux réponses possibles pour satisfaire les demandes d'électricité, en proportions différentes selon les visions.

Production industrielle d'électricité dite «concentrée »

Dans ce cas, la demande est satisfaite par des grandes entreprises ou des producteurs indépendants connectés directement aux consommateurs par un **réseau « gravitaire »** (c'est à dire où l'électricité « coule » dans un seul sens, de la centrale au consommateur : c'est la situation actuelle en France et dans la plupart des pays aujourd'hui) Le nucléaire, les centrales thermiques, le grand éolien et le grand hydraulique, les usines marémotrices ou géothermiques font partie de ces moyens mis en œuvre dans cette organisation ;

Production localisée dite « diffuse » et échanges locaux d'énergie

Dans ce cas, la demande est satisfaite par des moyens de production localisés chez les consommateurs ou à proximité immédiate. Ces consommateurs sont connectés entre eux par un réseau local d'échanges (fonctionnant dans les deux sens), lui-même connecté au réseau gravitaire essentiellement pour les demandes de pointe et la sécurité (un réseau local d'échange peut être par exemple celui d'une ville, géré par un gestionnaire local, lequel est le seul client du réseau gravitaire) ; cette organisation sera appelée par la suite « diffuse ».

La part de la demande électrique satisfaite par une organisation diffuse diffère d'une vision à l'autre, selon le développement attendu des réseaux d'échange locaux et les micro-moyens de production chez les consommateurs qui y sont liés.

Ces quatre « visions », dont les caractéristiques sont résumées dans un tableau synoptique en fin de cette note, conduisent à quatre niveaux contrastés de demande commerciale d'électricité sur le réseau gravitaire en 2050.

B. Visions B

Ces « visions » sont toutes caractérisées par une organisation du secteur électrique très largement concentrée, dans la continuité du modèle actuel. En revanche, les visions B2 et B1 se distinguent dans la prise en compte différente de l'objectif « facteur 4 » et sur les efforts de maîtrise de la demande électrique à consentir pour y parvenir.

1. Vision B2[83]

Sur quelle logique repose cette vision ?

La vision B2 exprime le prolongement des tendances actuelles sur le plan énergétique, avec la poursuite d'une politique climatique répondant aux engagements internationaux (Protocole de Kyoto) et aux Directives européennes, sans plus (philosophie du scénario « tendanciel » de la DGEMP).

Dans quel contexte est-elle envisageable ?

La vision B2 s'inscrit dans un contexte où:

- l'objectif « facteur 4 » est d'actualité, mais il reste subordonné à des exigences de plus court terme (l'objectif ne fait pas l'unanimité), repoussant dans le temps le moment où le facteur 4 sera atteint;
- l'on s'appuie autant que possible sur l'outil industriel et les grandes entreprises pour répondre aux contraintes environnementales.

Le (relativement) faible niveau d'émissions de gaz à effet de serre par habitant ou unité de PIB en France en 2005 oblige à maintenir des options de production d'électricité sans émissions de CO_2 pour le futur, du fait des modalités des engagements internationaux (% de réduction par rapport à la situation existante).

Les demandes d'électricité et d'hydrogène sont stimulées par leur avantage économique dans une compétition entre énergies finales où les combustibles fossiles sont de plus en plus pénalisés par le carbone.

En revanche les mesures de lutte contre le changement climatique portent en priorité sur les combustibles fossiles et entraînent des incidences contradictoires sur la demande d'électricité :

- maîtrise de la demande d'électricité d'un côté qui pousse à la baisse,
- substitution aux combustibles de l'autre, qui pousse à la hausse.

Caractéristiques de B2

Compte tenu des incertitudes sur certains paramètres, la demande intérieure d'électricité sur le réseau gravitaire pourrait atteindre un niveau compris entre **800 et 900TWh à l'horizon 2050** dans cette vision B2.

Cette demande intérieure sur le réseau gravitaire se répartirait de la manière suivante :

- 30% industrie,
- 10% transport (fer et voitures électriques),
- 60% résidentiel et tertiaire.

La demande industrielle présente la plus grosse incertitude car très fortement liée aux hypothèses de croissance industrielle retenues. De plus, les potentiels de gain d'efficacité dans les usages énergétiques industriels restent très mal connus.

2. Vision B1[84]

Sur quelle logique repose cette « vision » ?

La « vision » B1 suppose la réussite d'une politique « facteur 4 » à l'horizon 2050, grâce à un double mécanisme :

---

83. La vision B2 est établie à partir des hypothèses, résultats et éléments de discussion des scénarios élaborés dans les études suivantes :
    - scénario « tendanciel » de la DGEMP
    - scénarios « avec mesures » et « avec mesures additionnelles » des Communications Nationales (adressées par la France au Secrétariat de la Convention Climat)
    - scénario « Charpin, Dessus, Pelat ; demande haute »

84. La vision B1 est établie à partir des hypothèses, résultats et éléments de discussion des scénarios élaborés dans les études suivantes :
    - scénario « facteur 4 » de la DGEMP
    - scénario « Charpin, Dessus, Pelat ; demande basse »

- un usage très développé des vecteurs énergétiques non carbonés (électricité, hydrogène) par les consommateurs;
- la capacité des grandes entreprises et des producteurs indépendants à produire et distribuer ces vecteurs énergétiques non carbonés, tout en minimisant les émissions de CO_2 du secteur énergétique

Dans quel contexte est-elle envisageable ?

Dans cette vision, le « facteur 4 » est une exigence politique et sociale forte.

La production d'électricité et d'hydrogène se concentre sur trois grandes options non émettrices nettes de CO_2, en situation de forte compétition :
- le nucléaire (stratégie française dans la continuité de ce qui existe),
- le charbon avec captage/séquestration du carbone (stratégie proposée par les Etats-Unis),
- les énergies renouvelables éloignées des centres de consommation (stratégie allemande).

La demande commerciale d'électricité est soumise à deux forces opposées :
- d'un côté, la maîtrise de la demande d'énergie pèse à la baisse sur la demande d'électricité et d'hydrogène
- de l'autre, la logique d'entreprise et de compétition pousse les producteurs/distributeurs d'électricité et d'hydrogène à accroître leurs ventes.

Caractéristiques de B1

Si l'on considère toutes les causes d'incertitude (hausse et baisse), la demande intérieure d'électricité sur le réseau gravitaire pourrait atteindre à l'horizon 2050 un niveau compris entre 600 et 710 TWh dans cette vision B1.

La demande d'électricité gravitaire se répartirait de la manière suivante :
- 35% industrie,
- 15% du transport (fer et voitures électriques),
- 50% du résidentiel et du tertiaire.

C'est dans les secteur résidentiel et tertiaire que se manifestent le plus fortement les conséquences d'une maîtrise accrue des consommations d'électricité par rapport à B2. Mais de fortes incertitudes demeurent néanmoins sur la demande du résidentiel, liées à la vitesse de propagation de la climatisation et aux possibilités techniques de gains d'efficacité sur les usages captifs de l'électricité.

Cette vision B1 se caractérise également par une plus forte demande d'électricité du secteur des transports. Elle suppose en effet un développement massif du transport ferroviaire de grande vitesse, seul capable de faire face à l'accroissement de la demande de vitesse pour le déplacement des personnes et des marchandises sans émettre directement de CO_2.

Par ailleurs, cette vision (comme toutes celles qui s'inscrivent dans le respect du facteur 4) est caractérisée par un changement technologique profond dans les transports routiers.

L'existence d'une offre concentrée d'hydrogène de réseau irait de pair avec un fort développement des piles à combustibles dans les véhicules. On a évalué à 7 Mtep la quantité d'hydrogène qui pourrait ainsi être consommée dans les transports en 2050. Il existe plusieurs procédés en compétition pour la production d'hydrogène : réformage du gaz naturel, pyrolyse de la biomasse, procédés chimiques à haute température, électrolyse. Si l'hydrogène devait être produit par électrolyse à haut rendement, cela viendrait ajouter 100 TWh à la demande électrique stricto-sensu.

C. Visions A[85]

Sur quelle logique reposent ces visions ?

Les visions A reposent également sur l'hypothèse de la réussite d'une politique « facteur 4 » à l'horizon 2050 mais incorporent deux autre éléments clés :

- le développement de l'organisation diffuse de production/distribution d'électricité, de façon à ce que le recours au réseau gravitaire n'excède pas significativement le potentiel de production d'électricité des énergies renouvelables éloignées des centres de consommation (hydraulique, éolien…) laissant ainsi ouvertes toutes les options d'organisation concentrée de la production d'électricité dans le contexte du « facteur 4 » à l'horizon 2050
- la volonté de limiter au maximum le risque de dérapage des émissions de CO_2 du secteur électrique au cas où les logiques de marché conduiraient à donner une place importante aux combustibles fossiles pour la production d'électricité dans une organisation concentrée (utilisation innovante du charbon en particulier).

Dans quel contexte les visions A sont-elles envisageables ?

Les visions A s'inscrivent avant tout dans un contexte suivant :

- le « facteur 4 » est une exigence politique et sociale forte.
- marqué par un foisonnement d'initiatives de micro-production d'électricité, dont la compatibilité avec le réseau gravitaire passe par le développement de réseaux d'échanges locaux couplés au réseau gravitaire. Les réseaux d'échange locaux permettent d'équilibrer en grande partie l'offre et la demande des micro-producteurs/consommateurs, le solde net des échanges avec le réseau gravitaire devenant marginal.
- la demande d'électricité sur le réseau gravitaire se concentre ainsi progressivement en volume sur celle des consommateurs de grande puissance : industrie, grand tertiaire, transport.

Elles supposent une large prise de conscience des citoyens aux questions environnementales, et des modalités d'organisation sociale poussant à minimiser le recours aux énergies commerciales:

- habitat à énergie nulle ou positive,
- urbanisme favorisant l'accessibilité tout en réduisant les kilomètres à parcourir,
- organisation industrielle raccourcissant les flux de marchandises,
- comportements quotidiens soucieux de réduire les « consommations inutiles », etc.…

Le vision A2 décrit une situation où l'on atteint les objectifs « facteur 4 » par la combinaison de plusieurs actions : efficacité énergétique, minimisation de la demande électrique sur le réseau gravitaire, exploitation locale des énergies renouvelables diffuses (solaires et biomasse).

La vision A1 ajoute une dimension supplémentaire, la sobriété, considérée par les citoyens comme une condition nécessaire pour concilier les exigences de satisfaction des besoins et de respect des contraintes environnementales.

Caractéristiques de A2

Si l'on considère toutes les causes d'incertitude (hausse et baisse), la demande intérieure d'électricité sur le réseau gravitaire atteindrait à l'horizon 2050 un niveau compris entre **380 à 490 TWh en 2050** dans cette vision A2.

La demande sur le réseau gravitaire se répartirait de la manière suivante :

- 50% industrie
- 25% transports (fer et voitures électriques),
- 25% grand tertiaire.

85. Les visions A sont établies à partir des hypothèses, résultats et éléments de discussion des scénarios élaborés dans les études suivantes :
- scénario « facteur 4 » de la DGEMP
- scénario « Charpin, Dessus, Pelat ; demande basse »
- scénario Negawatt

Comme pour les visions précédentes, la demande industrielle présente la plus grosse incertitude car très fortement liée aux hypothèses de croissance industrielle retenues. De plus, les potentiels de gain d'efficacité dans les usages énergétiques industriels restent très mal connus.

Cette vision (comme toutes celles qui s'inscrivent dans le respect du facteur 4) est également caractérisée par un changement technologique profond dans les transports routiers. Mais contrairement à la vision B1, elle ne pré-suppose pas la disponibilité d'hydrogène de réseau. Elle accorde en revanche une place prépondérante aux technologies hybrides rechargeables : moteur à propulsion électrique couplée à des batteries elles-mêmes alimentées par de l'électricité de réseau, des piles à combustibles alimentées par du gaz ou du méthanol, ou des moteurs thermiques.

La forte demande estimée dans le secteur des transports suppose aussi un développement massif du transport ferroviaire de grande vitesse, seul capable de faire face à l'accroissement de la demande de vitesse pour le déplacement des personnes et des marchandises sans émettre directement de CO_2.

Dans cette vision, à l'horizon 2050, l'essentiel de la demande d'électricité du résidentiel et du petit-moyen tertiaire est réputée satisfaite par des moyens diffus localisés chez les consommateurs ou à proximité, et mutualisés par les réseaux d'échange locaux, dont le solde net avec le réseau gravitaire est marginal.

Caractéristiques de A1

Compte tenu de la baisse additionnelle de la demande d'électricité liée à la sobriété, on estime dans cette vision A1 que la demande sur le réseau gravitaire atteindrait un niveau **compris entre 270 et 380 TWh en 2050**.

La demande d'électricité gravitaire se répartirait de la manière suivante :

- 75% industrie, transport, agriculture
- 25% grand tertiaire

Comme dans la vision A2, l'essentiel de la demande d'électricité du résidentiel et du petit-moyen tertiaire est supposée satisfaite par des moyens diffus, localisés chez les consommateurs ou à proximité, et mutualisés par des réseaux locaux, dont le solde net avec le réseau gravitaire est marginal.

D. Récapitulatif des quatre « visions » de la demande électrique à 2050

Tab. 42 Tableau synoptique des quatre scénarios

		Vision B		Vision A	
Développement de l'organisation diffuse		Faible		Fort	
Organisation de la production et de la distribution		Production centralisée, distribution gravitaire		Production localisée diffuse et échange locaux d'énergie	
		B2	B1	A2	A1
Demande d'énergie		Haute	Basse	Basse	Très basse
		Efficacité énergétique supérieure aux tendances historiques	Effort accru d'efficacité énergétique par rapport à B2	Effort accru d'efficacité énergétique par rapport à B2	Sobriété + Effort accru d'efficacité énergétique par rapport à B2
		230 – 260 Mtep en 2050	130 – 150 Mtep en 2050	Env. 150 Mtep en 2050	Env. 120 Mtep en 2050
Part de l'électricité dans les usages concurrentiels[a]		Moyenne	Moyenne / Forte	Moyenne	Faible
Demande intérieure sur le réseau gravitaire	**2004**	480 TWh	480 TWh	480 TWh	480 TWh
	2020	585 TWh	530 TWh	445 TWh	
	2050	**800-900 TWh**	**600-710 TWh**	**380-490 TWh**	**270-380 TWh**

a. Usages concurrentiels = usages non captifs comme le chauffage par opposition aux usages captifs comme l'éclairage.

Source : Enerdata, 2005

ANNEXE 3 METHODOLOGIE GENERALE ET APPROCHE PROSPECTIVE DES CONSOMMATIONS D'ELECTRICITE POUR LE SCENARIO NEGAWATT

Document de travail transmis au Groupe par négaWatt, version finale du 20 février 2005

A. Cadrage méthodologique du scénario négaWatt

Note : On extrait ici de la contribution de **négaWatt** la section consacrée au cadrage méthodologique du scénario négaWatt dans son ensemble.

négaWatt

1. Un scénario et une référence tendancielle

Le travail prospectif réalisé par l'association négaWatt en 2003, puis révisé fin 2005 et début 2006, nous a amené à construire 2 scénarios :

- un scénario dénommé « tendanciel » qui, dans ses grandes lignes, prolonge les tendances des années précédentes. Il est en ce sens très proche du scénario R1 de RTE.
- un scénario dénommé « négawatt », fondé sur un recours volontariste à la sobriété énergétique, à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables.

2. PIB et croissance sectorielle

Le scénario négaWatt n'est pas un scénario énergétique s'appuyant sur un taux de croissance « à priori » du PIB ou de taux sectoriels prévisionnels.

L'indicateur PIB va souvent en effet à l'encontre du concept de sobriété : les exemples abondent de création de « richesses » augmentant inutilement la consommation d'énergie, sans augmentation du bien-être. Fixer donc « à priori » un ou plusieurs taux de croissance sans réel débat sur la nature du contenu de cette croissance nous semble être bien trop réducteur.

Pour ces raisons, nous avons préféré fonder le scénario négaWatt sur les principes suivants :

- Evaluer les tendances principales en termes de *besoins fondamentaux* de chaleur, de mobilité et d'électricité spécifique ;
- Déterminer les besoins et les consommations correspondantes en fonction des technologies d'aujourd'hui, ou de celles qui seront très vraisemblablement disponibles demain sans rupture technologique ;
- Expliciter les mesures et les moyens permettant de faire la soudure entre la situation actuelle et les orientations souhaitées ;
- Evaluer les trajectoires correspondantes 2000-2050.

3. Hypothèses de cadrage

Démographie

Les deux scénarios tendanciel et négaWatt sont fondés sur la même analyse de projections INSEE à l'horizon 2050. Référence : *« Projection démographique pour la France, ses régions et ses départements »,* INSEE résultats 2003, Chantal Brutel, Laure Omalek.

Tab. 43 Hypothèses démographiques des scénarios négaWatt, 2000-2020

(en milliers d'habitants)	2000	2005	2010	2015	2020
Population	58.750	59.963	61.075	61.977	62.734

Source : négaWatt, 2005

Territorialité

France métropolitaine y compris la Corse, donc sans les DOM-TOM.

Année de référence

L'année 2000 a été prise comme année de référence, avec ajustement progressif selon les dernières statistiques connues.

Le scénario négaWatt 2003 a été établi sur 4 points de passage : 2000, 2010, 2030 et 2050.

Le scénario négaWatt 2006 porte maintenant sur 6 points de passage : 2000, 2010, 2020,2030, 2040 et 2050 avec, de plus, un calage des données à partir de 2000 en fonction des années statistiques disponibles. Il s'agit de points de passage : un grand nombre de valeurs sont calculées en fait selon une variation annuelle.

Exportations et importations d'électricité

Dans sa méthodologie actuelle, les deux scénarios tendanciel et négaWatt réalisés analysent :

La consommation finale intérieure hors secteur énergie

\+ *La consommation totale liée à l'énergie = pertes par autoconsommation (production brute – production nette) + pompages + pertes à la distribution (THT, HT et BT) + consommation liée au secteur industriel énergie (enrichissement de l'uranium, raffineries).*

La production d'électricité pour l'exportation et l'importation de courant n'est donc pas intégrée dans l'analyse. Pour l'exploitation des statistiques antérieures, le solde net des exportations a été considéré comme relevant exclusivement d'une production d'origine nucléaire.

B. Approche prospective des consommations d'électricité

Note : On reprend ici intégralement une annexe méthodologique proposée par Olivier Sidler, d'Enertech dans la contribution de **négaWatt** au Groupe de travail. **négaWatt**

La prévision des consommations d'électricité se fait généralement par application de taux d'évolution globaux qui s'appliquent à des sous-ensembles de consommations ou des sous-secteurs importants.

Ces taux d'évolution sont la plupart du temps obtenus par extrapolation de tendances passées que l'on croise parfois avec d'autres facteurs comme la pénétration d'une réglementation.

Mais il faut reconnaître que cette pratique est peu satisfaisante pour plusieurs raisons :

1. Elle a toujours conduit jusqu'à présent à surdimensionner les équipements de production. Ceci provenait d'un besoin de se mettre à l'abri d'un sous-équipement qui aurait conduit à des tensions sur le marché. Mais cette solution ne correspond pas un optimum économique, car elle conduit à vendre le surplus de courant sur le marché international à un coût beaucoup moins intéressant que le marché intérieur.
2. Cette méthode fait implicitement l'hypothèse que la demande future est à l'image de la demande passée : on prolonge des tendances comme si toutes ces consommations étaient une fatalité seulement déterminées par des taux de croissance.
3. La principale critique que l'on peut faire à cette approche est qu'elle occulte complètement la manière dont les consommations unitaires se construisent. Elle conduit à produire de manière

« aveugle » des prévisions de consommations, sans jamais savoir vraiment comment l'énergie est utilisée. *In fine*, elle ne permet pas du tout d'intégrer à la prévision une vision réaliste de l'efficacité énergétique, pas plus que de la sobriété comportementale.

Or il est acquis que le futur énergétique ne pourra se construire encore longtemps sur la seule croissante de l'offre : un travail sur la demande est nécessaire. Il faut pour cela de nouveaux outils d'investigation.

1. L'approche négaWatt de la construction de la demande

L'association négaWatt a développé une méthode « ascendante » de construction des consommations basée sur une bonne connaissance des phénomènes unitaires (méthode dite « bottom up »).

Cette méthode n'est pas nouvelle, mais le recours massif aux campagnes de mesures depuis 12 ans a permis d'avoir une connaissance très fine de la manière dont les consommations d'électricité se construisaient, et a permis de nourrir la méthode ascendante de nombreuses données pertinentes. Mais surtout, elle a permis, à partir d'évaluation très fines sur le terrain, de connaître avec précision les améliorations qui pouvaient être apportées aux installations et les économies annuelles qu'elles pouvaient induire.

Nous disposons aujourd'hui de consommations unitaires « robustes », corrélées par plusieurs types de campagnes de mesure, et qui nous permettent, à partir des parcs d'équipement qui sont, eux, relativement bien connus, de connaître les consommations de chaque usage.

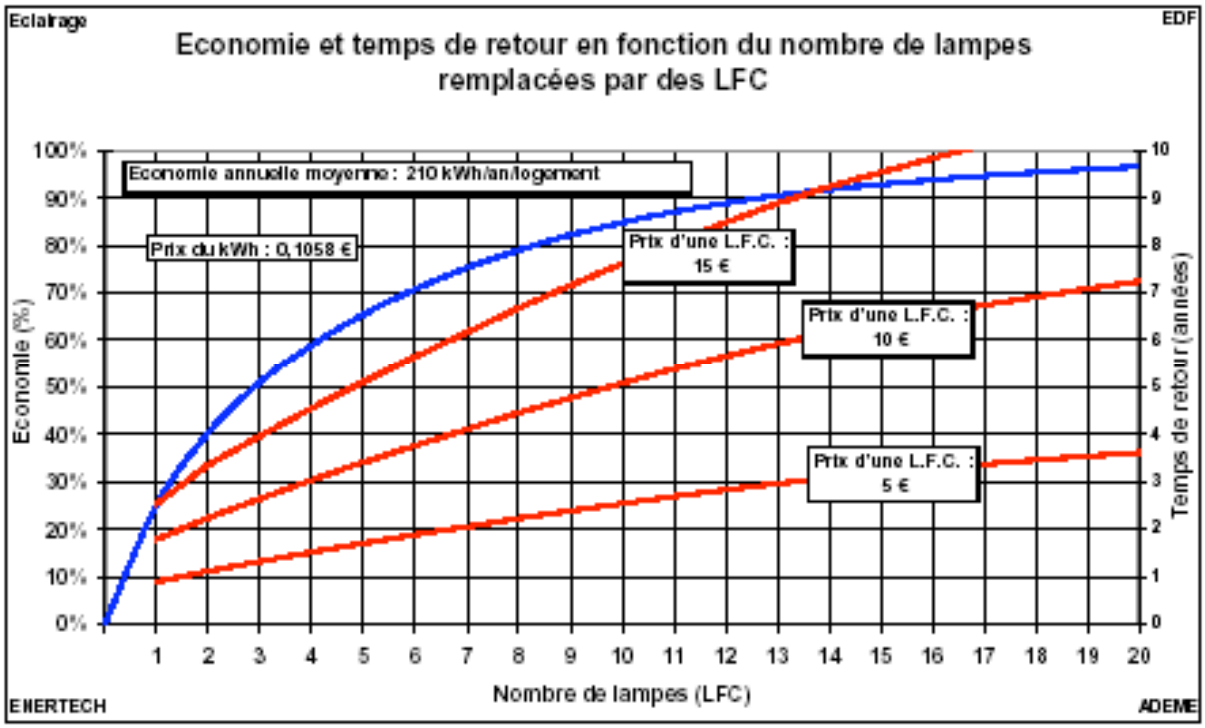
Pour illustrer cette approche, nous allons prendre le cas de l'éclairage dans le secteur résidentiel. Pour l'année 2002, le nombre de résidences principales est, selon l'INSEE, de 24,2 millions.

Une campagne de mesure très récente effectuée sur l'ensemble des foyers lumineux de 100 logements répartis dans toute la France a permis de déterminer que la consommation de l'éclairage avait considérablement évolué ces dernières années (à la baisse), notamment grâce à la diffusion des LFC dont chaque logement possède en moyenne 2,26 exemplaires aujourd'hui. Il ressort que la consommation annuelle d'éclairage est désormais de 365 kWh/an en moyenne par logement, ce qui conduit à une consommation nationale de **9,0 TWh**. On remarque que cette valeur, pour les raisons qui viennent d'être évoquées, est sensiblement inférieure aux estimations habituelles situant l'éclairage plutôt à 11,5 TWh. C'est le premier avantage du recours fréquent aux campagnes de mesure : il permet d'intégrer les transformations des parcs.

Mais la campagne de mesure a aussi conduit à évaluer très précisément le gisement d'économies induit par l'utilisation des LFC (économie de 210 kWh/an/logement). Elle a permis de répondre à la question de savoir comment évoluait l'économie d'électricité lorsqu'on mettait en place, une deux ou « n » LFC dans chaque logement, en commençant toujours par les points les plus consommateurs. La courbe des fréquences cumulées de la figure 1 répond à cette question.

Elle montre par exemple qu'en remplaçant 7 ampoules dans chaque logement, c'est-à-dire en moyenne le tiers des ampoules présentes, on accède à 75 % du gisement global que l'on aurait eu en remplaçant l'ensemble des ampoules par des LFC (courbe bleue).

Fig. 4 Projections sur les économies possibles à travers l'éclairage basse consommation



Fréquences cumulées des économies d'électricité par utilisation de LFC

Source : EDF-ADEME-Enertech

Ce type d'outil permet donc de répondre de façon assez précise à des scénarii d'amélioration de l'efficacité énergétique par utilisation de LFC. On met notamment en évidence le caractère non linéaire des améliorations et le fait que les premières parties du gisement sont importantes et faciles à conquérir. On dispose ainsi d'un moyen descriptif des économies possibles permettant de simuler des hypothèses variées mais bien définies comme par exemple : quelles sont les économies que l'on pourrait faire si d'ici 2010 toutes les familles françaises s'équipaient de 2 LFC supplémentaires ? La figure nous montre que l'on aurait 40 % du gisement potentiel qui se monte actuellement à 210 kWh/logement, ce qui conduirait à une économie de 84 kWh/logement, soit pour les 25,9 millions de ménages en 2010, une économie globale de 2,2 TWh.

Cette méthode suppose bien sûr d'établir une veille permanente sur la mesure, de manière à connaître à tout instant, et avec précision, l'état des parcs et des consommations. Mais ceci peut déjà apparaître comme une forme de luxe dans le degré de précision, tant l'apport de la méthode globale, même avec un retard dans l'actualisation des données, constitue déjà un progrès important par rapport aux approches actuelles beaucoup trop abstraites et qui masquent, par l'utilisation de taux d'évolution exprimés en %, une relative incertitude sur le contenu physique des mesures d'amélioration proposées.

2. Un exemple de résultat : le mode de construction du poste « cuisson électrique »

La consommation de chaque usage a été déterminée à partir des parcs et des consommations spécifiques mesurées. Des hypothèses très concrètes ont été réalisées ensuite sur l'évolution de la composition des parcs (par exemple en déterminant la part des appareils de classe A dans un parc de réfrigérateurs à l'horizon 2010) ou sur les caractéristiques des appareils de ces parcs, ou encore sur les taux d'équipement.

Le tableau suivant indique à titre d'exemple, le mode de construction des consommations du poste « cuisson électrique ».

Tab. 44 Construction des consommations prévisionnelles sur les usages « cuisson électrique »

	Taux d'équipement (%)			Nbre d'appareils (millions)			Conso. unitaire (kWh/an)			Conso. totale (TWh/an)		
	2002	**2010**	**2020**	**2002**	**2010**	**2020**	**2002**	**2010**	**2020**	**2002**	**2010**	**2020**
Table cuisson	45	50	52	10,9	13,0	14,6	273	273	273	3,0	3,5	4,0
Four	36	44	50	8,7	11,4	14,1	224	200	180	2,0	2,3	2,5
Cuisinière	9	8	7	2,2	2,1	2,0	457	430	410	1,0	0,9	0,8
Micro-ondes	68	80	85	16,5	20,7	23,9	75	75	75	1,2	1,6	1,8
Bouilloire	5	5	5	1,2	1,3	1,4	58	58	58	0,1	0,1	0,1
Cafetière	50	50	50	12,1	13,0	14,1	31	31	31	0,4	0,4	0,4
Grille-pain	80	80	80	19,4	20,7	22,5	14	14	14	0,3	0,3	0,3
Cuiseur vapeur	5	6	7	1,2	1,6	2,0	15	15	15	0,0	0,0	0,0

Source : négaWatt, 2005

Une première consolidation **sur l'ensemble des usages spécifiques dans le résidentiel** aboutit aux chiffres du tableau suivant.

Tab. 45 Ensemble des consommations d'électricité sur les usages spécifiques dans le résidentiel, scénario négaWatt, 2000-2020

En TWh	**2000**	**2010**	**2020**
Usages spécifiques dans le résidentiel	62,0	52,9	43,1

Source : négaWatt, 2005

3. Conclusion

La méthode proposée par l'association négaWatt, et développée dans ce qui précède, s'appuie sur une approche déjà connue (la méthode ascendante de calcul des consommations). Mais elle enrichit cette approche du renfort très précieux des campagnes de mesure qui ont été menées depuis 12 ans dans le double souci d'identifier les modes de construction des consommations énergétiques et d'évaluer les gisements d'économie d'énergie possibles. Il faut aussi souligner que l'approche terrain a permis de comprendre que les consommations observées n'avaient rien d'une fatalité, et que dans bien des cas elles n'étaient d'ailleurs pas justifiées pour satisfaire les besoins d'un usage. Est-il en effet légitime que la ventilation d'un grand lycée fonctionne la nuit et non le jour afin d'éviter les appels excessifs de puissance, et qui plus est avec des ventilateurs tournant à l'envers ? Est-il légitime que les ordinateurs des bâtiments de bureaux fonctionnent en France 4004 h/an (pour une durée légale du travail de 1.600 h !) et ne soient utilisés que 16 % de ce temps (soit 3,0 h/j) ? Il n'est pas nécessaire de multiplier les exemples pour montrer que les consommations d'électricité sur lesquelles nous nous fondons généralement sont en réalité pour au moins 25 % constituées de gaspillages (combien d'installation de ventilation fonctionnent 24h/24 dans des bâtiments utilisés 8 h/j ?). L'approche terrain et mesures a permis de bien identifier ces champs entiers d'amélioration sur l'utilisation dont l'un des principaux mérites est d'être pratiquement gratuits.

A titre d'exemple, la société Enertech a appliqué à elle-même les principes élémentaires qu'elle propose aux autres. En moyenne dans les bâtiments de bureaux, la consommation d'électricité est de 1.552 kWh/an/salarié pour la bureautique et l'éclairage. A Enertech cette consommation n'est que de 400 kWh/an. La consommation des ordinateurs (qui va encore beaucoup baisser dans le futur par suite de changement des équipements) est de 157 kWh/pers/an, contre 662 en France, c'est-à-dire 4,2 fois moins. Cette consommation ne sera plus l'an prochain que de 40 kWh/pers/an, soit 17 fois moins que la valeur moyenne. Enfin la consommation d'éclairage est de 75 kWh/pers/an, contre 674 en France, soit 9 fois moins.

Cet exemple n'est là que pour montrer les marges considérables d'économie qui existent dès lors qu'on aborde la question de l'efficacité énergétique sous un angle pratique et opérationnel.... La

méthode d'évaluation de l'association négaWatt permet de donner un corps à cette approche de terrain. Elle est évidemment encore considérablement perfectible, mais elle a d'ores et déjà le mérite d'exister.

C. Une illustration du potentiel supplémentaire d'économies

Note : On intègre ici un tableau proposé par Olivier Sidler dans la contribution de **négaWatt** illustrant sur un exemple la méthode d'agrégation de consommations développée par ce scénario. négaWatt

Afin d'affiner la prospective et de réduire les hypothèses liées à l'ampleur quantitative de la part de la *sobriété*, nous recherchons à renforcer au maximum l'analyse « bottom-up » du scénario négaWatt, c'est-à-dire à agréger des consommations de parc d'équipements et éviter au maximum toute extrapolation tendancielle.
Depuis début 2006 un travail détaillé d'agrégation des consommations a été entrepris, de façon à mieux tenir compte :

a) des modifications année par année des taux de pénétration
b) de l'évolution de la population,
c) des évolutions des consommations spécifiques unitaires sur l'ensemble du parc, déterminées à partir de l'exploitation de nombreuses campagnes de mesures : il s'agit donc de chiffres réalistes, issus du retour du terrain.

On trouvera ci-après les premiers résultats de cette méthode (voir plus haut la note méthodologique) appliquée pour le moment au résidentiel[86]. Cette méthode permet d'affiner c), sachant que b) est assez bien connu. Seul le taux de pénétration a) reste, bien entendu, une variable plus difficile à cerner, surtout pour des équipements à évolution technologique rapide (haut-débit, écrans plats, etc.).

Tab. 46 Potentiel d'économies au-delà du scénario négaWatt dans le résidentiel

	2002	2010			2020		
Population (milliers)	59.250	61.075			62.734		
Nombre de ménages (millions)	24,5	26,2			28,1		
Usages spécifiques individuels	62,8	53,6			43,0		
Froid domestique	18,3	14,8			9,9		
Lavage-séchage	10,8	11,0			10,9		
Electro-ménager et électronique de loisirs	14,3	10,8			8,2		
Bureautique	2,2	4,0			2,3		
Auxiliaires chauffage/ventilation	3,9	2,4			1,8		
Eclairage	9,0	5,8			4,9		
Divers	4,3	4,6			4,9		
Services généraux	7,4	7,4			7,3		
Usages immeubles collectifs	7,4	7,4			7,3		
Total analyse	70,2	61,0			50,2		
Scénario nW 2006	70,2	63,0			66,0		
RTE	66,5	**R1** 77,8	**R2** 76,4	**R3** 74,4	**R1** 89,5	**R2** 84,9	**R3** 76,0

Source : négaWatt, 2005

86. A la date de ce rapport un travail identique est en cours sur le tertiaire. Les résultats ci-dessus sont donnés à titre indicatif pour expliciter la méthodologie.

Les premiers résultats conduisent donc, par cette méthode d'empilage des consommations par type d'équipement, à un potentiel de gisements d'économie d'énergie sensiblement plus important que ceux évalués sur le scénario négaWatt 2006, l'écart pouvant atteindre 66 – 50 = 16 TWh en 2020.

En complément de la synthèse ci-dessus, le tableau suivant reprend, pour le résidentiel, l'ensemble des consommations détaillées avec cette nouvelle analyse.

Tab. 47 Construction de consommations prévisionnelles sur l'électro-ménager dans le secteur résidentiel

	Taux d'équipement (%)			Nbre d'appareils (millions)			Conso. unitaire (kWh/an)			Conso. totale (TWh/an)		
	2002	**2010**	**2020**	**2002**	**2010**	**2020**	**2002**	**2010**	**2020**	**2002**	**2010**	**2020**
Froid domest.										**18,3**	**14,8**	**9,9**
Réfrigérateur	49,0	44,2	44,0	12,0	11,6	12,3	317	244	152	3,8	2,8	1,9
Congélateur	47,0	47,5	48,0	11,5	12,5	13,5	560	409	220	6,5	5,1	3,0
Réfrig.-congèl.	56,0	57,5	59,0	13,7	15,1	16,6	584	459	303	8,0	6,9	5,0
Lavage-Sèch.										**10,8**	**11,0**	**10,9**
Lave-vaisselle	40,0	47,0	57,0	9,8	12,3	16,0	283	251	211	2,8	3,1	3,4
Lave-linge	92,0	93,0	93,0	22,6	24,4	26,1	237	207	169	5,3	5,0	4,4
Sèche-linge	27,0	29,0	32,0	6,6	7,6	9,0	408	382	350	2,7	2,9	3,1
Electro-ménag.										**14,3**	**10,8**	**8,2**
TV principale	93,0	83,0	53,0	22,8	21,8	14,9	149	127	100	3,4	2,8	1,5
Autres TV	30,0	35,0	40,0	7,4	9,2	11,2	43	38	35	0,3	0,3	0,4
Ecran plasma	0,2	10,0	40,0	0,0	2,6	11,2	350	320	250	0,0	0,8	2,8
Hi-Fi	61,0	64,0	67,0	15,0	16,8	18,8	78	55	26	1,2	0,9	0,5
Magnétoscope	65,0	30,0	5,0	15,9	7,9	1,4	122	88	46	1,9	0,7	0,1
Veilles (autres)	100,0	100,0	100,0	24,5	26,2	28,1	299	179	75	7,3	4,7	2,1
Home cinéma	10,0	40,0	60,0	2,5	10,5	16,8	20	40	40	0,0	0,4	0,7
Lecteur DVD	20,0	45,0	65,0	4,9	11,8	18,2	10	10	10	0,0	0,1	0,2

Source : négaWatt, 2005

ANNEXE 4 COMPARAISON SECTORIELLE ENTRE BILAN PREVISIONNEL RTE ET SCENARIO NEGAWATT

Document de travail transmis au Groupe de travail par négaWatt, 20 février 2006

Note : On reprend ici une section de la contribution **négaWatt** spécifiquement consacrée à la comparaison sectorielle entre le scénario négaWatt et les prévisions de RTE (présentées en Annexe 1).

négaWatt

A. Comparaison globale

1. Comparatifs en 2010 et 2020

Tab. 48 Comparaison des prévisionnels RTE avec les scénarios de négaWatt en 2010

En 2010 - TWh	R1	R2	R3	Tendanciel nW	*Sobriété*	*Efficacité*	Scénario nW
Résidentiel	151,2	148,2	144,6	151,0	*-5,5*	*-15,9*	129,7
Tertiaire	134,8	132,1	126,1	118,7	*-9,0*	*-7,4*	102,4
Industrie	152,0	151,0	146,0	159,9	*-4,6*	*-1,9*	153,4
Agriculture				3,5	*0,0*	*0,0*	3,5
Transports électriques	11,0	11,0	13,0	12,0	*0,0*	*-0,1*	11,9
Energie finale	**449,0**	**442,3**	**429,7**	445,1	*-19,1*	*-25,2*	**400,8**
Secteur Energie	32,0	32,0	32,0	99,6		*-6,9*	92,7
Pertes	34,0	33,0	32,0				
Demande nette	**515,0**	**507,3**	**493,7**				
Autoconsommation	30,9	31,2	29,9				
Total demande brute	**545,9**	**538,5**	**523,6**	**544,8**	*-38,3*	*-57,3*	**493,5**
Ecart par rapport à R2	1 %	0 %	-3 %	1 %			-8 %

Source : négaWatt, 2005

Tab. 49 Comparaison des prévisionnels RTE avec les scénarios de négaWatt en 2020

En 2020 - TWh	R1	R2	R3	Tendanciel nW	*Sobriété*	*Efficacité*	Scénario nW
Résidentiel	167,0	160,1	151,0	173,6	*-13,9*	*-40,4*	119,3
Tertiaire	155,2	149,0	135,0	136,4	*-19,6*	*-23,5*	93,3
Industrie	177,0	174,0	162,0	181,2	*-14,8*	*-11,9*	154,5
Agriculture				3,5	*0,0*	*0,0*	3,5
Transports électriques	14,0	14,0	17,0	13,9	*0,0*	*5,0*	18,9
Energie finale	**513,2**	**497,1**	**465,0**	**508,6**	*-48,3*	*-70,8*	**389,5**
Secteur Energie	18,0	18,0	18,0	91,6		*-34,4*	57,2
Pertes	38,0	37,0	34,0				
Demande nette	**569,2**	**552,1**	**518,0**				
Autoconsommation	33,9	33,0	35,2				
Total demande brute	**603,1**	**585,1**	**552,0**	**600,2**	*-96,6*	*-176,0*	**446,7**
Ecart par rapport à R2	3 %	0 %	-6 %	3 %			-24 %

Source : négaWatt, 2005

2. Ecart entre les scénarios prévisionnels RTE et le scénario négaWatt

Tab. 50 Différentiel du scénario négaWatt avec les scénarios prévisionnels de RTE en 2010 et 2020

Différentiel (TWh)	**2010**			**2020**		
	nW - R1	**nW - R2**	**nW - R3**	**nW - R1**	**nW - R2**	**nW - R3**
Résidentiel	-21,5	-18,5	-14,9	-47,7	-40,8	-28,6
Tertiaire	-32,4	-29,7	-23,7	-61,9	-55,7	-41,7
Industrie-Agriculture	+4,9	+5,9	+10,9	-19,0	-16,0	-4,0
Transports électriques	+0,9	+0,9	-1,1	+4,9	+4,9	+1,9
Energie finale	**-48,2**	**-41,5**	**-28,9**	**-123,7**	**-107,6**	**-72,4**
Secteur Energie	-4,2	-3,4	-1,2	-32,7	-30,8	-30,0
Demande brute	**-52,4**	**-44,9**	**-30,1**	**-156,4**	**-138,4**	**-102,4**

Source : négaWatt, 2005

B. Comparaison par secteur

1. Résidentiel

Le scénario négaWatt 2006

Le scénario négaWatt met l'accent sur la sobriété énergétique, c'est-à-dire sur les modalités d'usage, comportementale et réglementaire vis-à-vis de l'énergie.

Ainsi ce scénario prévoit une rapide systématisation des *conseils énergies* aux particuliers par un rapide renforcement du dispositif des Espace-Info Energie (passage progressif à un EIE pour 15 0000 à 10 000 habitants, au lieu de 1 pour 220 000 actuellement), des mesures systématiques *d'éducation* à la consommation d'énergie, le renforcement de campagnes *informatives*.

L'impact de ces mesures est évalué à – 0,25 % par an par rapport aux consommations tendancielles, soit – 1,8 TWh en 2010 et – 5,5 TWh en 2020. Cet impact est additionnel des mesures sur l'efficacité des appareillages, relevant de l'efficacité énergétique.

Par ailleurs différentes mesures *réglementaires* liées à l'usage (tels que la durée et le niveau des éclairages, le contrôle et la vérification du réglage de la température des logements et des espaces communs) permettent une contraction additionnelle par rapport au tendanciel de – 2,1 TWh en 2010 et – 6,6 TWh en 2020.

Concernant l'efficacité sur les appareillages électriques (par analyse sur électroménager, veilles, circulateurs, froid domestique, ascenseurs, éclairage partie communes, parking, VMC sur les bâtiments collectifs) le renforcement de la réglementation sur les performances et l'interdiction progressive de la vente des appareils les plus énergivores (à l'instar par exemple de l'interdiction des réfrigérateurs F,G et H) conduit à une estimation d'un potentiel d'économie de – 6,4 TWh en 2010 et – 20,3 TWh en 2020 par rapport au scénario tendanciel.

Concernant les usages « chaleur » la priorité est mise sur la réduction des chauffages à effet Joule direct qui constitue sur des logements mal isolés un gaspillage énergétique très impactant tant sur la consommation des énergies primaires (rendement global réel inférieur à 30%), sur la production (gestion de la pointe) et sur les émissions de CO_2 (relance par le thermique). Le scénario négaWatt prévoit à cet effet trois types de mesures :

- la *réduction des besoins* (programme très volontariste sur l'isolation des logements anciens, isolation renforcée des cumulus électrique (jaquettes isolantes)
- l'*amélioration des équipements* de production (pompes à chaleur performante).

- La *substitution* totale ou partielle de l'électricité par d'autres sources d'énergie (solaire essentiellement pour l'eau chaude et le lavage, appareils de chauffage par biomasse (plaquettes, granulés, bûches).

Pour la totalité des usages thermiques (eau chaude + chauffage) l'analyse sur 2006-2020 de ces mesures en fonction des parcs existants conduit à une économie de – 7,2 TWh en 2010 et – 20,1 TWh en 2020 par rapport au scénario tendanciel.

Comparaison R1, R2, R3 et scénario nW

Sur le secteur résidentiel, le scénario négaWatt est inférieur en 2020 de – 47,7 TWh (R1) à – 28,6 TWh (R3) aux scénarios RTE. L'écart vient pour les 2/3 de la volonté de réduire le chauffage par effet Joule, et pour 1/3 d'un programme de renouvellement rapide des équipements les plus consommateurs.

2. Tertiaire

Le scénario négaWatt

Le scénario négaWatt prévoit la mise en place de conseils énergies dans les collectivités par un rapide renforcement du dispositif des « économes de flux », la formation systématique à la consommation d'énergie et la généralisation de la mesure et l'affichage des consommations.

Ce dispositif d'incitation et d'encadrement de l'usage de l'énergie (additionnel des mesures sur les rendements des appareillages) sera plus facile à initier et à organiser que dans le secteur résidentiel, par nature beaucoup plus diffus : le scénario négaWatt prévoit un impact spécifique de –0,4 % par an par rapport aux consommations tendancielles sur ces actions comportementales, soit – 2,3 TWh en 2010 et – 7,2 TWh en 2020. Des mesures réglementaires liées à *l'usage* (telles la limitation et/ou l'interdiction rapide de tous les éclairages urbains inutiles, contrôle systématique des températures) induisent une contraction additionnelle par rapport au tendanciel de – 6,7 TWh en 2010 et – 12,4 TWh en 2020.

Concernant l'efficacité sur les appareillages et équipements électriques le renforcement de la réglementation sur les performances et l'interdiction des appareils les plus énergivores conduit à une estimation d'un potentiel d'économie de – 4,6 TWh en 2010 et – 16,0 TWh en 2020 par rapport au scénario tendanciel. Une telle estimation a été obtenue par agrégation des potentiels d'économie en fonction de l'évolution des parcs et des ratios de consommations spécifiques sur les équipements suivants : veilles sur les équipements de bureautique, optimisation de la gestion des éclairages, LED sur feux de signalisation, éclairage à basse consommation, ballasts électroniques, gestion de présence, ascenseurs, ventilateurs à vitesse variable.

Concernant les usages « chaleur » la priorité est mise pour les mêmes raisons que sur le résidentiel sur la diminution de tous les chauffages à effet Joule par :

- la diminution des consommations par la réduction des besoins (isolation des bâtiments, notamment de tous ceux antérieurs à la RT2000)
- l'amélioration des équipements de production (pompes à chaleur performantes).
- la substitution totale ou partielle de l'électricité par d'autres sources d'énergie (solaire essentiellement pour l'eau chaude et le lavage, chauffage au bois-énergie (chaudière à plaquettes, granulés, bois bûche- s), renforcement des réseaux de chaleur.

Pour la totalité des usages thermiques (eau chaude + chauffage + cuisson) l'analyse annualisée de ces mesures par rapport aux parcs existants conduit à une économie de – 2,8 TWh en 2010 et – 7,5 TWh en 2020 par rapport au scénario tendanciel.

Différence avec les scénarios R1, R2, R3

Le scénario négaWatt est sur ce secteur beaucoup plus volontariste que R1, R2 et même R3 avec des écarts en 2020 de – 61,9 TWh (R1) à – 41,7 TWh (R3). Par rapport à celui-ci, l'écart est de - 14,4 TWh sur les usages thermiques[87] et – 27,3 TWh pour usages spécifiques.

3. Industrie et agriculture

Le scénario négaWatt

Comme pour le secteur tertiaire le scénario négaWatt prévoit pour l'artisanat et l'industrie la mise en place de conseillers énergies « économes de flux », dans ou bien au service des entreprises. L'impact spécifique est évalué à –0,2 % par an par rapport aux consommations tendancielles sur ces actions comportementales, soit – 1,5 TWh en 2010 et – 5,0 TWh en 2020. Un ensemble de mesures réglementaires liées à *l'usage* (notamment la limitation de niveaux d'éclairages excessifs inutiles, contrôle systématique des températures de chauffage et climatisation) induisent une économie additionnelle par rapport au tendanciel de – 3,1 TWh en 2010 et – 9,8 TWh en 2020.

Concernant *l'efficacité* sur les appareillages et équipements électriques le renforcement de la réglementation sur les performances et l'interdiction des appareils, les plus énergivores, conduit à une estimation d'un potentiel d'économie de – 4,6 TWh en 2010 et – 16,0 TWh en 2020 par rapport au scénario tendanciel.

Une telle estimation a été obtenue par agrégation des potentiels d'économie en fonction de l'évolution des parcs et des ratios de consommations spécifiques à partir de campagne de mesures sur les équipements suivants : vitesse variable, moteurs hauts rendements, compression d'air, électrolyse, éclairage amélioration, recyclage.

D'autres économies d'énergies sur des équipements plus spécifiques sont bien sûr réalisables (process industriels, fours de traitement par exemple). L'évaluation n'a pas été faite de façon aussi exhaustive que pour le résidentiel par exemple, ce qui laisse sans doute une marge d'économies. À l'inverse, des substitutions d'énergie fossile vers l'électricité sont vraisemblables.

Concernant les usages « chaleur » la priorité est sur la diminution de tous les chauffages à effet Joule par la réduction des besoins (dont l'isolation des bâtiments existants, notamment de tous ceux antérieurs à la RT2000) et la substitution totale ou partielle de l'électricité par d'autres sources d'énergie (dont le solaire pour les besoins d'eau chaude basse température).

Pour la totalité des usages thermiques (eau chaude + chauffage) l'analyse annualisée de ces mesures par rapport aux parcs existants conduit à une économie de – 1,9 TWh en 2010 et – 11,9 TWh en 2020 par rapport au scénario tendanciel.

Enfin la consommation électrique de l'agriculture, relativement faible (3,5 Twh) a été maintenue constante sur 2000-2020[88].

Différence avec les scénarios R1, R2, R3

Avec des écarts en 2020 de – 19,0 TWh (R1) à – 4 TWh (R3), les écarts sont beaucoup plus faibles sur ce secteur pour lequel, depuis plusieurs décennies, la baisse régulière de l'intensité énergétique montre que les préoccupations énergétiques sont beaucoup plus présentes que dans le résidentiel et le tertiaire.

4. Transport

Le scénario négaWatt

L'analyse modale de la mobilité conduit à un développement en moyen de 1,76 % par an du transport ferroviaire électrique, soit, dans le scénario négaWatt des consommations de 11,9 TWh en 2010 et 14,2 TWh en 2020.

87. Mais le point de départ 2002 présente un écart significatif non expliqué entre les deux scénarios : 26 TWh pour nW et 33,2 Twh pour R3.

88. Elle n'est pas explicitée dans R1, R2 ou R3, englobée dans l'industrie.

Par ailleurs la consommation des véhicules électriques et hybrides rechargeables sur le réseau est encore nulle en 2010, mais croît à 5,2 Twh en 2020.

Au total la part électrique du secteur des transports s'élève à 12 TWh (sensiblement égal au tendanciel), puis à 19 TWh en 2020 (soit + 5 TWh par rapport au tendanciel).

Différence avec les scénarios R1, R2, R3

C'est le seul poste pour lequel le scénario négaWatt est plus consommateur en 2020 de + 4,9 TWh (R1 et R2) ou + 1,9 TWh (R3), conséquence des hypothèses prises sur la mobilité dans le scénario négaWatt.

5. Energie

Le scénario négaWatt

Il tient compte :

- du *pompage/turbinage* pour un ratio un peu plus élevé dans le scénario négaWatt que dans le tendanciel pour tenir compte du lissage des fluctuations d'un réseau plus décentralisé. La demande nette étant cependant plus basse, les pertes par pompage/turbinage sont quasi-stables sur 2000-2020.
- de la diminution des *pertes à la distribution* induite par réduction de la demande, soit respectivement – 2,7 et – 7,1 TWh en 2010 et 2020 par rapport au tendanciel.
- d'un renouvellement progressif des pertes dues aux transformateurs - pour lesquels existe des marge d'amélioration considérable - avec un objectif de remplacement des équipements existants pour des transformateurs à haute performance à hauteur de 30 % à l'horizon 2020, soit un gain de - 1,9 TWh par rapport au tendanciel.
- de l'arrêt en 2020 du procédé d'enrichissement de l'uranium par diffusion gazeuse, soit – 14 TWh.
- de la diminution, par rapport au tendanciel, des pertes totales par *autoconsommation* des centrales par suite de la réduction de la demande, soit respectivement – 2,7 et – 7,1 TWh en 2010 et 2020.

Enfin nous avons par précaution et incertitude pratiquement pas tenu compte de la diminution des pertes de distribution dues à la réduction de la part des productions très centralisées (0 en 2010, et - 0,6 TWh en 2020).

Les autres consommations du secteur énergie (raffinage) n'ont pas été modifiées par précaution, faute de données suffisantes sur une éventuelle baisse (ou hausse) de leur consommation dans la période 2000-2020.

Au final, par rapport au tendanciel, la diminution de toutes ces consommations est de – 6,9 TWh en 2010 , et - 34,4 TWh en 2020.

Différence avec les scénarios R1, R2, R3

Il n'y a pas de différence concernant la prise en compte des modifications sur Eurodif. Par contre tous les postes listés plus haut induisent une diminution en 2020 de –32,7 TWh (R1) à – 30,0 TWh (R3).

Cet écart est bien sûr lié au niveau de la consommation : toute réduction de l'énergie finale, et donc de la demande, réduit automatiquement les pertes. Mais il est dû aussi à une augmentation assez forte du secteur énergie hors Eurodif (raffinage notamment) qui croît assez fortement et de façon identique dans les 3 scénarios R1, R2 et R3 (de l'ordre de 10 TWh en 2000, 14 TWh en 2010 et 17 TWh en 2020) sans, à notre avis, que cette augmentation de 70 % en 18 ans ne soit justifiée par un accroissement prévisionnel à ce niveau des carburants consommés.

C. Commentaires sur la comparaison avec RTE

Note : dans le cadre de la comparaison avec ses prévisions, **RTE** souhaite apporter les commentaires suivants sur le scénario négaWatt à l'horizon 2020.

RTE

Les mesures relatives à l'amélioration de l'efficacité énergétique sont essentiellement des mesures techniques permettant de réduire les consommations unitaires (isolation, éclairage, consommations des appareils etc.). Le cas échéant leur diffusion peut être favorisée par la mise en place des certificats blancs. Ce type de mesure est très largement modélisé dans les scénarios de RTE. A titre d'exemple, à l'horizon 2020 dans le résidentiel pour le scénario R3 :

- baisse de 44 % de la consommation unitaire du chauffage dans le neuf, baisse de 22 % dans l'existant,
- baisse de 14 % des c.u. de la climatisation,
- baisse de 29 % des c.u. d'éclairage,
- baisse de l'ordre de 20 % des c.u. des appareils électroménagers.

Un éventuel gain supplémentaire sur le plan de l'efficacité énergétique dans le scénario négaWatt peut toutefois résulter des hypothèses très volontaristes retenues dans le renouvellement complet des équipements ou la rénovation massive du logement existant. Sur ce plan, les scénarios de RTE s'appuient sur les rythmes de rénovation plus modérés (le rythme actuel de rénovation est de 1% par an dans l'existant…).

Concernant les mesures relatives à la sobriété, elles reposent la plupart du temps sur des mesures d'éducation, de contrôle, voire d'interdiction. Ce type d'orientation est pris en compte avec modération dans les scénarios de RTE car il ne correspond pas à ce jour à une tendance culturelle et politique effectivement engagée dans la société française.

Concernant les mesures de substitution des usages thermiques de l'électricité par d'autres sources d'énergie, les hypothèses retenues par négaWatt sont très volontaristes par rapport à celles des scénarios RTE, qui sont fondés sur une relative stabilité de la part de l'électricité.

Cette hypothèse se justifie du fait que l'évolution des prix sur les marchés de l'énergie peut avoir des effets contradictoires sur l'intérêt de ces substitutions. Sur le court terme, les prix au détail des combustibles fossiles croissent plus rapidement que ceux de l'électricité. Sur le long terme, cela dépendra de l'évolution du mix de production. Les stratégies commerciales des acteurs, dans un marché ouvert, doivent aussi être considérées. Enfin les choix des consommateurs correspondent aussi à des habitudes, des types de confort et de service différents. Ces différents éléments font qu'il est hasardeux de prédire aujourd'hui une baisse radicale de la pénétration de l'électricité dans les usages thermiques de l'électricité à l'horizon 2020.

Concernant l'énergie et les pertes, les chiffres avancés sont difficiles à interpréter. En l'absence d'analyse détaillée, RTE émet des réserves sur les potentiels d'économie annoncés (le chiffre de 30 TWh de différence avec R3 ne semble pas correspondre à la somme des écarts élémentaires qui sont cités, à analyser).

RTE considère en conclusion que le scénario négaWatt est un exercice prospectif intéressant mais qu'il ne peut tenir lieu de prévision de consommation à l'horizon 2020 dans le cadre de l'analyse de la sécurité d'approvisionnement électrique.

ANNEXE 5 DETAIL DES ANALYSES DE RUPTURES POTENTIELLES

Document de travail transmis au Groupe par E&E Consultant, 15 février 2006

Note : On reprend ici les notes plus détaillées concernant l'analyse de certains potentiels de ruptures par Antoine Bonduelle (**E&E**). Ces notes se rattachent à la synthèse présentée dans la Partie 2. **E&E**

A. Analyse détaillée de quelques ruptures potentielles

1. Appareils de froid domestique

Dans ce domaine, les scénarios comme le CLIP ont été largement distancés par la réalité. C'est pourquoi une baisse de 25% supplémentaire telle que présentée par le scénario R3 reste modeste comparé aux appareils désormais sur le marché, dont l'indice atteint désormais 30% de la consommation du marché neuf de 1993. Cette année là, les consommations unitaires moyennes des appareils étaient proches de 500 kWh/réfrigérateur et de 700 kWh/congélateur (CEREN cité par l'Observatoire de l'Energie). Les appareils du marché européen (qui ont défini la norme) étaient déjà nettement plus performants, entre 300 et 500 kWh/réfrigérateur et entre 500 et 700 kWh/congélateur.

En se basant sur l'indice des réfrigérateurs A+ en passe de devenir dominants sur le marché[89], la baisse est de 60%, mais surtout en prenant en compte les appareils A++ dans un scénario volontariste, cela représente une limitation de 70% des consommations par rapport au marché neuf de cette époque. Il s'agit alors d'une évolution « à la Suisse » qui peut être considérée comme « volontariste » et se doit donc de figurer dans un scénario ainsi qualifié.

Si nous considérons le document RTE sur la consommation domestique, le nombre d'appareils de froid est donné par la relation entre ménages et taux d'équipements. Ceci représente une évolution entre 2002 et 2020 de 24,6 à 28,1 millions pour les réfrigérateurs, et une forte augmentation de 10,2 à 15,5 millions pour les congélateurs.

A l'origine (1995) les réfrigérateurs consomment 500 kWh/an, et les congélateurs 700 kWh/an si l'on prend en référence l'Observatoire de l'Energie[90] Les appareils vendus au début du scénario sont de l'ordre de 350 kWh/an pour les réfrigérateurs et 500 kWh/an pour les congélateurs.

Les appareils actuellement les plus performants sur le marché français sont notamment référencés dans la base « topten » diffusée par le WWF-France et la CLCV[91].

On peut en déduire le parc français de réfrigérateurs et de congélateurs dans le scénario à l'horizon 2020.

Les consommations sont alors de 13 TWh pour le scénario (contre 16 TWh sur la base des consommations de 2002).

89. La part de marché des « A+ » est passée de quelques points en 2002 à plus de 30% en 2004 sur les réfrigérateurs et même 55 % pour les cogélateurs-coffres sur le marché suisse.

90. « Tableaux des consommation d'énergie en France », édition 2003, MINEFI.

91. Voir : www.wwf.fr/topten/

Tab. 51 Potentiel d'économie attaché à l'efficacité des appareils de froid dans le résidentiel

	Base	A+	A++	RTE R3
Réfrigérateur (CU en kWh/an)	400	160	120	264
Congélateur (CU en kWh/an)	600	240	180	365
Nombre de réfrig. (millions)	24,7	28,2	28,2	28,2
Nombre de congél. (millions)	10,2	15,5	15,5	15,5
Consommation totale (GWh)	16.000	8.233	6.175	13.099

Source : E&E, 2005

Il existe bien entendu une incertitude sur les catégories considérées (les appareils mixtes représentent une part importante des parcs). De plus la consommation finale du parc dépendra fortement du retrait ou non des appareils les plus anciens, une politique cohérente visera ainsi au retrait des appareils de générations antérieures. Il n'en reste pas moins qu'une politique ambitieuse aurait un impact pouvant très largement dépasser les estimations présentées, avec un maximum entre 5 et 8 TWh sur cette seule catégorie d'appareils.

2. Poêles à granulés et à bûches

Chaudières et poêles à granulés se développent actuellement de façon rapide. Ce développement important des chaudières à granulés s'est produit en particulier parce qu'il correspond pour un particulier à un approvisionnement annuel ou bi-annuel sans contrainte supplémentaire par rapport au fioul. Cependant, l'économie de ces chaudières suppose la présence d'un conduit de cheminée, d'espace de stockage et d'un circuit de chauffage à eau. Ce n'est pas le cas pour le poêle performant à granulés, qui peut se brancher sur une simple ventouse d'évacuation et utilise un combustible particulièrement sec permettant un rendement dépassant 90%. Un tel appareil se négocie entre 3.000 et 4.000 € à quoi s'ajoute l'installation et le conduit soit environ 1000 € (hors crédit d'impôt) pour des puissances de 3 kW à 6 kW. La grande différence avec un poêle à bûches ou un insert, c'est que ces appareils sont bien régulés et sont munis d'un ralenti, ce qui les rend adaptés à des petites surfaces, notamment les appartements.

Il s'agit donc d'une contrainte plus importante pour les particuliers –comparable à celle d'un appoint ou d'une cheminée- mais qui amène une amélioration très sensible du confort dans l'habitat ancien. Ces appareils remplacent actuellement des inserts peu performants et souvent dangereux.

Par ailleurs, la production de granulés est actuellement en forte expansion car elle permet la reconversion des usines de luzernes qui ont déjà l'ensemble de l'équipement nécessaire. La matière première est généralement de la sciure de bois mais une filière à base de plaquette est envisageable pour un prix de revient limité. Selon les industriels, une forte expansion est encore possible avant que l'approvisionnement soit un facteur limitant[92].

Le potentiel technique théorique représente l'ensemble des logements équipés de chauffages fonctionnant à l'électricité. Les taux de croissance sont actuellement « explosifs » selon le représentant des professionnels concernés regroupés dans l'organisme ITEBE (Institut Technique du Bois Energie). Une part de marché des poêles pouvant atteindre 200.000 par an n'est pas exclue d'ici cinq ans, et le chiffre de 100.000 en 2010 représente un minimum selon ITEBE.

Il s'agit donc de développements « à coût négatif » en forte augmentation qui s'accélèreront encore aux conditions suivantes :

1. Maintien ou poursuite de la hausse des combustibles et de l'électricité ;
2. Organisation de la filière par les industriels producteurs et régionalisation des unités de production de combustible (en cours via la reconversion des producteurs de luzerne) ;

92. La composition du granulé demandera à l'avenir a être suivie par un processus de qualité. Mais il est à noter que la limitation des émissions permise par ces équipements provient avant tout des conditions exceptionnelles de combustion (humidité faible, forte surface spécifique…) bien plus que des essences utilisées.

3. Intégration par les distributeurs du combustible (en cours) ;
4. Logistique spécifique pour les personnes âgées et les handicapés (livraison à domicile) ;
5. Encouragements divers par le fisc (crédit d'impôts) ;
6. Rémunération des effacements de pointes par le transporteur de courant.

De ces six développements, cinq sont en cours de réalisation ou en passe de l'être. Seul le sixième (l'effacement de pointe) est actuellement bloqué au stade politique (la CRE en particulier) et commercial (offre tarifaire inadaptée à rénover). Ceci fait l'objet d'un paragraphe spécifique de la présente note.

A ces développement en cours ou expérimentaux, s'ajoutent d'autres systèmes envisagés par les pouvoirs politiques dans des régions comme le Nord-Pas de Calais : prêt bancaire aidé à taux zéro associé à des isolations thermiques, abonnements « global » par les fabricants incluant le combustible…Enfin, un facteur pourra être le développement d'offres spécifiquement françaises.

Sur le long terme, la question pourra se poser de la concurrence des usages du bois (papier, bois d'ouvre…) mais les derniers recensements montrent que les quantités disponibles de combustibles sont considérables. Si le cas se présentait néanmoins à long terme, la valeur ajoutée importante pour les fabricants de granulés protègerait leurs approvisionnements.

Nombre de logements concernés

Si on se base sur la consommation moyenne d'un logement ancien chauffé à l'électricité, en estimant de façon très conservatrice que l'économie est de moitié sur l'année. A noter qu'un logement non rénové consomme plutôt le double[93]. La puissance économisée en pointe est, elle aussi, estimée de façon conservatrice. On considère un programme représentant 100 000 poêles vendus par an soit une part de marché de moins de la moitié des foyers actuellement diffusés. L'impact d'un tel développement sur la demande d'électricité et sur la pointe est donné par le tableau suivant.

Tab. 52 Potentiel attaché au développement des poêles à granulés

	Hypothèses	2010	2015	2020
Nombre d'habitations	—	5.000	505.000	1.005.000
Impact / énergie consommée	**—**	**42 GWh**	**4.167 GWh**	**8.292 GWh**
Maisons individuelles	11 MWh	28 GWh	2.778 GWh	5.528 GWh
Immeubles collectifs	5,5 MWh	14 GWh	1.389 GWh	2.764 GWh
Impact / puissance appelée	**—**	**25 MW**	**2.525 MW**	**5.025 MW**
Maisons individuelles	3 MW	15 MW	1.515 MW	3.015 MW
Immeubles collectifs	2 MW	10 MW	1.010 MW	2.010 MW

Source : E&E, 2005

Il est intéressant de constater que la puissance économisée sur le réseau, estimée ici à 2.010 MW pour un programme d'appartements et à 3.015 pour un programme de maisons à appoint granulés, représente une somme importante d'économies pour le réseau.

En conclusion, sur la base d'un calcul très conservateur, la substitution d'électricité peut dépasser 8 TWh avant 2020 et surtout représente un potentiel de plusieurs GW de puissance de pointe.

Pour la région du grand ouest, un tel programme peut représenter 3,5 TWh selon un calcul basé sur la diffusion de 50.000 poêles par an, diffusés en maison individuelle et en appartement. Ceci correspond à la consommation de près d'un million de tonnes de bois. Le ciblage sur le logement chauffé à l'électricité peut se justifier par le potentiel élevé de production dans ces régions, le caractère

93. Le Strat P.2002 « L'impact du chauffage électrique sur les émissions de gaz à effet de serre », INESTENE pour ADEME Valbonne

« captif » des logements électriques vis-à-vis de la substitution au gaz, et par les catégories sociales touchées par un tel programme.

3. Les cycles Stirling et la micro-cogénération

Les cycles Stirling sont basés sur un moteur à combustion externe (le piston ou la turbine est inclus dans un système fermé). Le moteur est inclus dans une chaudière thermique dont le taux de récupération totale est similaire à une chaudière classique moderne. Les modèles en cours de diffusion remplacent une chaudière sur sol ou murale, dans un volume identique.

Le financement et l'économie d'un tel système est particulièrement adapté à un tiers financeur, organisme de crédit ou producteur d'électricité. Il s'agit même d'un moyen possible pour un nouvel entrant des marchés de l'électricité pour s'assurer une clientèle fidèle.

Rythme annuel. Dans le cas du Royaume-Uni, une étude de EA Technology estime le potentiel ultime pour ce pays à 13 millions de ménages. Le rythme de pénétration est donné à 250 000 machines annuelles en 2010 (sur des ventes annuelles de chaudières de l'ordre de 1,2 million par an dans ce pays). L'étude considère deux machines existantes (le « Whisper-Gen » dont le ratio électricité-chaleur est de 0,8 kWe/6 kWt et le « Sigma » dont le ratio est de 3 kWe/9 kWh, avec respectivement un surcoût d'investissement de 500 £ et de 1.500 £. Ceci entraîne un marché stable dépassant 250 000 unités annuelles soit 1,7 GW et 5 TWh en 2010 et 7 GW et 20 TWh en 2020. L'expérience en cours à Manchester inclut plusieurs dizaines de milliers de machines.

Pour la France le CLIP N°15[94] a mis en œuvre une telle simulation en partant de ratios de production électrique un peu plus importants suggérés par les technologies en cours de développement (micro-turbine, moteurs à combustion interne, piles à combustibles), ce qui donne des puissances et des énergies nettement plus importantes, allant à terme jusqu'à nettement dépasser la consommation électrique de l'habitat.

En se basant sur les machines diffusées actuellement, qui disposent d'un plus faible ratio de production électrique sur chaleur que ceux simulés dans le CLIP, les quantités potentielles d'électricité produites restent en théorie considérables. Le potentiel enveloppe sur la base des consommations thermiques de l'habitat en 2002 (soit 199 TWh PCS[95]) et celles du tertiaire (soit 84 TWh PCS). Les résultats de cette étude montrent que les gains sont faibles pour le scénario d'une France très nucléarisée mais sont neutres pour un retour du nucléaire en base.

Si l'on considère uniquement le gaz naturel (le fonctionnement au fioul est également possible), les chaudières individuelles en immeubles collectifs sont environ 2,5 millions et les maisons individuelles sont environ 3,5 millions. Le marché du remplacement est de l'ordre de 100 000 par an en France pour les chaudières gaz (dont des remplacements vers des chaudières à condensation).

Pour les logements situés en zone H1 (cas pour tout le grand ouest) la consommation unitaire d'un logement individuel est de l'ordre de 19,6 MWh/an en moyenne pour un logement ancien d'avant 1975 (mais près de 40 pour les logements anciens non réhabilités). Pour un appartement, la consommation est de 9,6 en moyenne (pour 16,7 en non réhabilité). En se basant sur la consommation moyenne de tels logements, la production électrique est de 2,6 et 6,5 MWh par an et par logements équipés respectivement du « Whisper » ou du « Sigma ». Une montée en puissance à partir de 2010 pour l'équipement de 1,2 million de logements représente la production et la puissance de pointe résumées dans le tableau suivant.

94. Bonduelle A., Plouchart G., Barbier C., Radanne P. 2004 « cogénération et émissions de CO_2 », CLIP N°15, IDDRI Paris. Rapport réalisé en coopération avec les services de recherche de l'EDF et de GDF.

95. Observatoire de l'énergie 2005.

Tab. 53 Energie et puissance fournies par deux développements de micro-cogénération

			2010	2015	2020
Nombre d'habitations		—	30.000	580.000	1.200.000
Impact / production électrique	Whisper		0,1 TWh	1,5 TWh	3,1 TWh
	Sigma		0,2 TWh	3,8 TWh	7,7 TWh
Impact / puissance fournie	Whisper		24 MW	464 MW	944 MW
	Sigma		90 MW	1.740 MW	3.540 MW

Source : E&E, 2005

On remarque également que les puissances sont très importantes, si l'on se compare à des productions de base comme le nucléaire. Il s'agit en effet d'usages hivernaux de pointe qui ont une valeur très importante sur le réseau. Même si le réseau continue de ne pas rémunérer l'économie de transport pour les producteurs, il s'agit d'électricité primée, dont une partie correspond à des exportations sur le réseau à heure fixe (par exemple 19 h) ou télégérée par l'opérateur. L'investissement est alors nettement moins important que pour une production centralisée.

Autre remarque sur les potentiels, le fait que les fabricants de chaudière tels que Valliant (Allemagne) travaillent à des machines produisant nettement plus de courant à base de pile à combustible. Ce fabricant a dépassé le GWh sur ses machines et cumulé 330 000 heures, mais est actuellement à l'œuvre pour rendre compacte et faire baisser encore le prix de sa chaudière intégrée de cogénération, annoncée désormais pour 2010 en série commerciale. La machine, basée sur la pile de l'américain Plug Power, développe un ratio électricité/chaleur de 1/3 (soit 4,5 kWe pour 9 kWth). L'arrivée annoncée de telles machines augmente encore les productions unitaires et multiplie les potentiels de production électrique.

Economie de puissance

Cette économie n'est actuellement pas rémunérée en tant que telle par le réseau. Seul le prix marginal élevé en haute saison permet d'envisager un retour sur l'investissement favorable pour une compagnie électrique souhaitant entrer sur le marché.

À l'horizon 2010-2020, la question n'est bien sûr pas le potentiel ultime mais bien les logiques industrielles à l'œuvre et les facteurs économiques. L'expérimentation de EON actuellement en cours montre que les coûts de l'installation et du reste du système ne sont pas négligeables mais qu'une telle installation est amortie par la production d'électricité dispatchable sur le réseau.

Le caractère soit dispatchable soit programmable dans la journée, peut être facilité par un stockage de chaleur, par exemple un simple ballon d'eau lié au système. C'est le cas pour le système diffusé au Japon par Honda via Osaka Gas, appelé « Ecowill », pour un prix de l'ordre de 5.500 euros[96].

Pour mémoire, le contrat de fourniture de 800.000 machines pour 250 millions de $NZ (soit 2.100 € par unité) a été signé en 2004. Le prix de l'équipement est de l'ordre de 3.000 £/unité.

Suivi de charge

Traditionnellement, la production en cogénération suit la demande de chaleur et ne coïncide qu'en partie avec la demande de pointe. C'est ce qui explique que la méthode DIGEC de calcul des effets économiques (de même que les émissions de CO_2) se fasse par addition de l'électricité sur un système thermique. Cependant, le modèle économique en train de se développer a désormais l'option suivie en Allemagne et au Royaume-Uni de gérer à distance la production électrique à certains moments, ce qui permet de se caler sur la demande de pointe et maximiser ainsi les bénéfices économiques. Les surcoûts d'une telle connexion – par opposition à un simple suivi de charge et d'injection des surplus

96. Praetorius B. et Schneider L. « Dynamics of decentralization : the case of micro cogeneration diffusion in Germany », DIW Berlin et Öko-Institut, ECEEE 2005 Summer Study.

électriques sur le réseau basse tension – est limité. Il reste à mesurer si le taux d'émissions plus élevé compense des productions électriques à plus haut taux de carbone émis.

Les puissances économisées sont alors proches du maximum possible. Dans l'exemple donné d'un programme limité à 1,2 million de maisons, la contribution de pointe atteint de 944 à 3.500 MW[97] ce qui est considérable comparé aux autres paramètres étudiés dans les projections de RTE ou de l'Etat.

Déterminants du développement de la micro-cogénération

Le développement de la micro-cogénération peut avoir plusieurs déterminants. Il peut s'agir d'une politique de l'Etat, comme au Japon où la petite et la micro-cogénération font partie d'une stratégie du MITI de développer jusqu'à 20% et au-delà de la production électrique sous cette forme, afin de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, ou encore de limiter les faiblesses du réseau de distribution en milieu urbain ou rural. La motivation est industrielle et environnementale.

En effet, ce développement peut aussi être le fait de nouveaux entrants dont la motivation n'est pas la question climatique mais l'entrée sur le marché de l'électricité ou l'élargissement d'une offre de services. On peut observer en effet que durant les dernières décennies le prix du gaz a évolué de façon assez proche de celui de l'électricité, en tout cas assez pour rendre viable une production électrique basée sur les tarifications du gaz aux particuliers. Le prix de ces équipements ne dépend pas en effet d'une politique française mais des développements industriels chez nos voisins ou dans d'autres pays développés. De plus les puissances faibles des appareils considérés –ceci ne concerne pas les piles à combustibles qui pourraient émerger dans le futur- font que les considérations tarifaires de revente sont moins importantes. Le modèle économique peut alors se baser sur le principe d'injection neutre sur le réseau, voire dans certains cas à une économie sur les consommations du bâtiment concerné.

B. Eléments complémentaires

Sensibilité aux prix

Les scénarios présentés par RTE ne considèrent pas explicitement de sensibilité aux prix. Pourtant, l'électricité voit actuellement son prix nettement augmenter pour les usagers éligibles et cette évolution touchera tôt au tard les usagers plus captifs. Ceci est lié au fait que les électriciens auront tendance à s'aligner sur les prix européens et de la concurrence.

On peut défendre l'idée que les usages thermiques seraient favorisés par une augmentation moindre des prix de l'électricité. Cependant, la part de marché de l'électricité sera elle-même rognée par les énergies renouvelables thermiques (bois, chauffe-eau solaire). De plus, l'évolution technologique de la cuisson tend fortement à diffuser des appareils de meilleur rendement global comme l'induction au détriment des plaques traditionnelles.

Il y a ici un paradoxe, puisque les équations micro-économiques de la tarification marginaliste considèrent que la demande est une donnée flexible aux prix que l'on peut même influencer à l'échelle macro-économique par les prix (c'est le principe de la « grande boucle tarifaire » que défendait l'EDF avant 1990). Ce postulat a été infirmé par les faits et critiqué du point de vue théorique, mais ce n'est pas pour cela que les consommations sont insensibles aux prix.

Par ailleurs, dans un contexte de sensibilité aux questions d'environnement, il n'est pas exclu que l'évolution du droit ou de la régulation s'oppose à ces principes tarifaires actuels dégressifs, puisqu'ils incitent au gaspillage.

Choix du facteur 4

Le travail des vingt prochaines années en matière de maîtrise de l'énergie sera le point crucial si nos sociétés veulent lutter efficacement contre l'effet de serre et l'épuisement du pétrole. Ceci ressort notamment des débats du GIEC (Groupement Intergouvernemental d'Etude sur les Climats). L'idée d'une « technologie salvatrice » à l'horizon 2030 est non seulement critiquée par ces travaux du point

97. Ce chiffre peut être dégradé par le taux de maintenance ou de pannes, mais aussi doit être augmenté du gain réalisé sur les pertes en ligne et surtout en distribution.

de vue des économistes, mais surtout les climatologues (par ex. Wigley) montrent que le défi du climat imposera des pentes de décroissance des émissions de plus en plus difficiles, voire impossibles après la période critique qui s'ouvre.

Cette urgence interdit d'attendre des décennies que soit mis au point une autre génération nucléaire et d'attendre encore pour s'attaquer à l'objectif européen de limiter la hausse des températures à 2°C[98]. Une diminution de type « facteur deux » mondial (qui induit un « facteur quatre » pour les pays développés selon le traité de Rio) ne peut être obtenue que par des trajectoires d'effort soutenu. La pente de diminution des émissions mondiales augmente d'autant que l'effort est tardif. Elle passe de 3 % environ par an (un taux accessible) si on commence tôt à 4 puis 6 % si on retarde de cinq ou de dix ans les efforts de maîtrise de l'énergie. L'objectif ne peut être obtenu que par des trajectoires d'effort soutenu, dont la pente augmente d'autant que l'effort est tardif.

Une application immédiate de ce principe de priorité aux actions de maîtrise de l'énergie est le « chantier du siècle » qui consiste à rénover entièrement l'habitat en France en vue du facteur quatre. Ceci demande l'alignement sur les meilleures normes de 400.000 logements en moyenne par an d'ici à 2050 pour que l'objectif soit tenu. Ce type d'engagement est donc antérieur à 2010 et portera des effets importants durant la décennie suivante, soit plusieurs millions de logements anciens. L'objectif du facteur quatre (soit quatre fois moins d'énergie primaire nécessaire) a été adopté officiellement par la Région Alsace, qui entame la diffusion de prêts bonifiés (via la Banque Populaire d'Alsace) pour la rénovation du logement et leur équipement en énergies renouvelables. Le Nord-Pas de Calais ouvre actuellement un crédit similaire en association avec le Crédit Agricole et une filiale de GDF par une tranche de 30.000 logement.

Un tel principe de rénovation générale du bâtiment fait actuellement l'objet d'un large consensus dans le monde associatif et d'une partie de la classe politique de gauche et de droite. Du point de vue des projections à cet horizon, il est donc tout à fait possible qu'une alternance proche le décide et en prenne les moyens.

Mobilisation du public

Ceci est difficile à scénariser, mais le public a actuellement une sensibilité qui évolue fortement sur ces questions d'énergie, de climat et d'environnement. Selon un des chefs de file des Ingénieurs des Villes de France, Michel Irigoin (ville de Montpellier), les économies mesurées par les collectivités pour leurs besoins internes sont toujours supérieures à 15% quel que soit le niveau initial, un paradoxe lié à cette notion de mobilisation (entretiens, suivi des factures, etc.). Ceci correspond aussi aux réglages de température vers les valeurs légales ou l'extinction des équipements lors de la fermeture des locaux.

Quant à l'animation envers les ménages via des agences locales de l'énergie ou des campagnes de publicité, les valeurs citées vont de 10 % minimum à 50 % pour des animations plus poussées telles que décrites par exemple par Olivier Sidler. Les comportements individuels sont en cours de transition avec l'évolution des prix de l'énergie, la question du changement climatique, et l'épuisement des ressources qui reviennent au devant de la scène, des facteurs qui rendent le public nettement plus réceptif aux message d'économie d'énergie. On ne peut les exclure d'emblée de la prospective publique.

98. Voir par exemple M. Meinshausen, ETH Zürich d'après Wigley et al. « EU's 2°C target and implications for global emission reductions ».

ANNEXE 6 EFFACEMENT DES POINTES DE CONSOMMATION D'ELECTRICITE

A. Tarifs de vente de l'électricité et gestion des pointes de consommation

Document de travail transmis au Groupe de travail par EDF, 1er février 2006

Note : Cette annexe reprend intégralement les réponses apportées par **EDF** aux questions posées par Antoine Bonduelle pour son analyse de potentiels de ruptures.

EDF

Principes

Comme le stipule le contrat de Service Public, les tarifs de vente de l'électricité hors taxes intègrent principalement trois composantes :

- les coûts de la production
- les coûts de commercialisation et de gestion de la clientèle
- les coûts d'acheminement (fixés par le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution)

Ces coûts varient significativement au cours de l'année (saisonnalisation de la demande), de la semaine ou de la journée. Il y a dès lors un intérêt, pour le gestionnaire de réseau, dans le cadre de sa responsabilité d'assurer l'équilibre offre/demande national et la sécurité du réseau dans certaines zones, comme pour les producteurs, à pouvoir disposer de tarifs de l'électricité modulés en fonction du temps.

En effet, en reflétant mieux les coûts « instantanés » du système électrique, qui peuvent être extrêmement élevés à certaines périodes de l'année (par ex : heures de pointe d'un jour froid d'hiver), ils constituent un « signal tarifaire » incitant les clients à « effacer » tout ou partie de leur consommation à ces moments là.

L'intérêt est bien collectif puisque, grâce à ce signal tarifaire, les clients qui réduisent leur consommation en périodes de pointe voient leur facture annuelle substantiellement réduite, récupérant ainsi une bonne part de l'économie engendrée pour le système électrique. De plus, l'économie de consommation permet par ailleurs une moindre sollicitation des moyens de production de pointe, à base de combustibles fossiles, et donc un effet bénéfique sur l'environnement.

Options proposées par EDF

C'est selon cette logique qu'a été mis en place le tarif EJP[99] (Effacement Jour de Pointe), remplacé, pour les clients au tarif bleu (dont en particulier les résidentiels), à partir de 1998 par l'option Tempo permettant un signal tarifaire mieux différencié tout en restant simple d'utilisation (3 types de journées bleu-blanc-rouge avec 2 tarifs différents, soit au total 6 tarifs, contre 2 seulement dans l'offre EJP).

Il convient de noter que le choix de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) de diminuer très fortement la saisonnalisation des tarifs d'utilisation du réseau (alors que cette saisonnalisation était implicitement intégrée dans les tarifs proposés), conduit à diminuer sensiblement pour EDF l'intérêt de ces offres (sauf à pouvoir augmenter le niveau des tarifs correspondants, ce qui relève des Pouvoirs Publics).

Programmation

La programmation des jours EJP (22 jours à tarif élevé) et des jours Tempo (300 jours Bleu, 43 jours Blanc et 22 jours Rouge) est faite par EDF-Producteur.

99. En fait, l'offre tarif bleu EJP est mise en extinction. C'est-à-dire qu'elle n'est plus proposée mais est maintenue pour les clients qui en bénéficiaient, sauf s'ils modifient les caractéristiques de leur contrat (puissance souscrite notamment).

Compte tenu de la situation particulière en région Ouest (Bretagne et Pays de Loire) et en Région PACA, la programmation des jours EJP est différenciée, entre France (hors Région Ouest et PACA), Région Ouest (depuis l'hiver 2003-2004), et PACA.

Pour les régions Ouest et PACA, RTE peut contractuellement programmer des EJP pour faire face à des situations de tension locales de l'équilibre offre/demande, même si EDF ne les a pas programmés pour ses besoins propres.

Puissance effaçable

La puissance moyenne journalière effacée par l'exercice du signal EJP est d'environ 2300 MWe. La puissance moyenne journalière effacée par l'exercice du signal EJP sur la région Ouest est d'environ 450 MWe.

La puissance effacée en France au titre de l'offre Tempo sur les 22 jours Rouge est d'environ 500 MWe.

B. Compléments

Note : On reprend ici des éléments de réponse apportés par **RTE** au Groupe de travail suite aux questions posées par Antoine Bonduelle. **RTE**

La structure des tarifs relève de la CRE et du Ministère et sont établis en fonction des coûts encourus par les gestionnaires de réseau. Les tarifs applicables sur le réseau de transport ne sont pas « saisonnalisés » actuellement. Cela s'explique du fait que sur un réseau très haute tension maillé, les lignes ne sont pas systématiquement plus chargées en hiver qu'en été. De plus, elles sont capables de transiter plus de puissance en hiver (meilleur refroidissement des câbles).

Sur les réseaux de distribution, il existe des options tarifaire saisonnalisées sur 5 et 8 postes horo-saisonniers (pointe, heure pleine heure creuse, hiver été).

Les effacements tarifaires sont essentiellement à la main des fournisseurs. Toutefois, en complément, RTE a ouvert un dispositif (le mécanisme d'ajustement) qui permet à des fournisseurs et des consommateurs de proposer des offres d'effacement. Ces offres sont susceptibles d'être sollicitées dès lors que leur prix est compétitif par rapport à celui des offres de production mises à disposition par ce même mécanisme. A ce jour, le volume d'offres d'effacements proposé sur ce mécanisme reste faible. Des travaux sont en cours pour étudier comment favoriser son développement.

C. Analyse de l'état des lieux

Document de travail transmis au Groupe par E&E Consultant, 1er mars 2006

Note : On reprend ici les notes additionnelles d'Antoine Bonduelle (**E&E**) concernant l'évaluation des effacements de pointe. Ces notes se rattachent à la synthèse présentée dans la Partie 2. **E&E**

Etat des lieux des acteurs

L'effacement des jours de pointe vise à économiser des moyens de production, à limiter les pointes en distribution voire sur le transport. Avant de commenter les questions posées par l'effacement hier et demain, on peut passer en revue en quoi l'effacement concerne les différents acteurs :

Le transport. Le réseau de transport est impliqué dans le système actuel à deux titres : tout d'abord, dans certaines régions et certaines parties du réseau (Bretagne, Provence Alpes Côte d'Azur) les pointes de transport sont aussi les pointes de la demande ; ensuite, le réseau est le point d'observation pertinent pour anticiper ces pointes et diffuser l'information nécessaire pour que des transactions d'effacement puissent avoir lieu entre les producteurs, les distributeurs et les clients. Dans plusieurs cas (Bretagne, Provence Alpes Côte d'Azur), le réseau est aussi parfois concerné directement par

l'effacement puisque les périodes les plus chargées du transport d'électricité coïncident alors avec les pointes de la demande. Actuellement le rôle du RTE se borne à la détermination des jours EJP régionaux et à la mise à disposition des fournisseurs et des clients des données disponibles.

Commentaire d'Antoine Bonduelle : De façon plus large, et bien qu'il n'ait pas reçu explicitement cette mission, on peut considérer que le RTE en tant qu'entité publique doit minimiser les constructions de ligne, les émissions de CO_2, et favoriser une optimisation de la production chez les fournisseurs dont EDF. L'effacement de pointe est clairement un service public.

Les producteurs dont EDF. Les contrats EJP et Tempo, qui étaient liés à l'origine à l'utilisation du chauffage électrique intégré, sont des offres « globales » qui associent une baisse de prix générale durant l'année à une forte augmentation du prix lors des jours de pointe.
Les distributeurs de courant depuis près de dix ans parlent de l'effacement au passé. Avec la concurrence, ils ont considéré que les tarifs saisonniers n'ont pas d'avenir puisque leurs concurrents vont les sanctionner en proposant moins cher sans effacement. A l'échelon local, l'effacement n'est plus « porté ».
Commentaire d'Antoine Bonduelle : Il est intéressant de noter que EDF-Producteur dans sa réponse suggère que l'intérêt des tarifs d'effacement est fortement limité par le fait que le tarif de transport n'est plus saisonnalisé.
Par ailleurs, le calcul des gains de pointe sur la distribution n'est pas aisé. Des études faites sur les renforcements ruraux des réseaux montraient que les économies pouvaient être particulièrement élevés pour les collectivités locales qui financent lignes et transformateurs en renforcement des réseaux. Il n'est cependant pas aisé de séparer le gain du producteur et celui du distributeur. C'est un sujet qui mériterait d'être mieux étudié pour décider d'une nouvelle génération de tarifs.

Les Pouvoirs Publics et les Régions. Les pouvoirs publics sont intervenus à l'origine dans la définition des tarifs d'effacement, avec l'objectif affiché d'éviter la construction de moyens de pointe, et aussi de favoriser la production autonome de pointe chez des industriels afin d'économiser de l'investissement à l'EDF.

La faible saisonnalité des tarifs de transport (et même son caractère quasiment homogène) retire une partie de l'intérêt des tarifs d'effacement. Ceci est dû notamment aux positions de la CRE limitant la saisonnalité des tarifs de transport et retirant de facto à RTE un rôle dans la définition des tarifs de pointe.

Commentaire d'Antoine Bonduelle : Si on prend pour acquis que les tarifications régulées vont disparaître rapidement, alors le rôle des pouvoirs publics ou des régions concernées devrait se borner à favoriser l'échange d'information pour favoriser une offre tarifaire des fournisseurs tenant compte de l'intérêt collectif, en particulier pouvant tenir compte des gains en transport et en distribution. Par contre si une forme de tarification régulée pour le consommateur de base devait se maintenir sur les prochaines années, alors il serait judicieux de favoriser une nouvelle génération de tarif saisonnalisé et d'effacement de pointe.

Les régions ont pris en charge dans certains cas la question de l'extension du réseau, et de la planification énergétique. Dans d'autres cas, c'est la DRIRE qui a pris l'initiative. Dans les régions où l'approvisionnement est tendu les bénéfices d'une politique régionalisée d'effacement sont évidents. L'évitement d'une ligne –ou son décalage dans le temps- sont demandés par les citoyens, et les industriels qui autoproduisent ou s'effacent et peuvent en tirer des bénéfices économiques. Une telle politique peut également avoir un lien avec la production renouvelable (biogaz par exemple). Ces éléments plaident pour une prise en charge du problème par une entité régionale type DRIRE, Conseil Régional, ou distribution EDF, qui mettraient en regard les potentiels d'effacement avec la planification régionale du réseau.

Analyse d'Antoine Bonduelle

A l'origine, l'effacement est un être hybride entre d'un côté le pur service public (éviter des infrastructures nuisantes, limiter les émissions de gaz carbonique, limiter les coûts pour les consommateurs ou pour les acteurs) mais aussi favoriser une offre commerciale favorable au développement des usages de l'électricité (le chauffage électrique) en en limitant les coûts.

Il s'agissait donc d'un système très lié au monopole intégré, qui unifiait à la fois l'idée de politique commerciale et l'idée de service public. Le système a fonctionné en donnant un avantage tarifaire aux consommateurs (une réduction toute l'année) contre une augmentation forte des tarifs lors des pointes de consommation.

Cependant, le système induit des gaspillages possibles. En effet, la « prime » n'est pas une réduction de l'abonnement mais est donnée au consommateur par une réduction sur sa consommation du reste de l'année. Ainsi, le courant d'été et de demi-saison est particulièrement bon marché en prix marginal. Ceci pose problème désormais puisque la fin de la surcapacité est en vue.

Il existe aussi une famille importante de consommateurs qui peuvent jouer les « free-riders », les profiteurs du système s'ils en tirent les bénéfices et n'en ont pas les contraintes, comme par exemple certaines résidences secondaires. Il existe donc un intérêt fort à ce que les tarifs d'effacement soient régulés et non totalement libres, pour que l'intérêt collectif soit prioritaire (limitation des investissements et des nuisances).

Cette forme de tarif pose aussi question vis-à-vis des motivations de la clientèle. Une réduction sur le prix du courant contredit les efforts faits par ailleurs pour encourager les usages performants des équipements. Le consommateur « conscient » du point de vue écologique ou celui « près de ses sous » ne peuvent plus être séduits par un système certes performant en hiver mais qui revient à laisser filer le gaspillage le reste de l'année, et empêche l'amortissement des équipements économes (frigos A+, éclairage, etc.). S'effacer pourrait être un geste civique, mais s'abonner à Tempo c'est un peu souscrire au gaspillage.

Autre critique de fond, l'asymétrie profonde du système entre fournisseur et consommateur. La détermination des gains respectifs du producteur et du consommateur est particulièrement déséquilibrée, puisque les gains sont déterminés une fois pour toutes par le fournisseur (et les pouvoirs publics qui autorisent le tarif). La lourdeur du système tarifaire s'est parfois retournée contre le fournisseur puisque à certaines périodes, le tarif EJP combiné avec des générateurs très bon marché à base de moteurs représentait un manque à gagner pour l'EDF très supérieur aux gains obtenus avec l'effacement. Le système d'origine fonctionnait avec un opérateur intégré ayant une idée complète de ses coûts (production, transport, distribution), avec une conception parfois un peu trop ambitieuse de la connaissance tarifaire.

Dans d'autres contextes, comme en Norvège, l'effacement est avant tout un système s'adressant exclusivement à l'industrie lourde, et destiné à limiter les investissements en partageant les gains de la façon la plus équitable possible entre fournisseur et industriel. Il existe aussi des systèmes d'enchères expérimentées notamment en Ecosse, afin de limiter l'asymétrie.

Enfin, on peut supposer que les coûts sont en forte baisse puisque les systèmes de comptage automatique sont souvent liés à des systèmes d'information. Les moyens techniques désormais qui permettent de rééquilibrer l'information entre distributeur et consommateur, voire l'organisation d'enchères automatisées pour les consommateurs de taille plus importante. Dans le cas des particuliers, ceci procède du débat sur les instruments de la libéralisation de 2007, avec soit des outils très normatifs (déclenchement des chauffe-eau ou de convecteurs par exemple) ou des systèmes de tarification plus sophistiqués avec échange d'information automatisée. Le débat est en cours sur les instruments les mieux adaptés[100].

100. B. Barbose, C. Goldman, B. Neenan « A survey of utility experience with real-time pricing : implications for policymakers seeking price responsive demand" ECEEE 2005. Cette synthèse par une équipe du Lawrence Berkeley Laboratory passe en revue 43 expériences de tarification en temps réel.

D. Commentaires

Note : L'analyse proposée par Antoine Bonduelle (E&E) a suscité des remarques de **RTE** qui sont présentées ci-dessous

RTE

RTE souhaite sur ce point apporter le commentaire suivant : s'il n'est pas dans la mission du gestionnaire de réseau de mettre en place des tarifs du type EJP ou équivalents, dont la problématique relève des producteurs, d'autres mécanismes favorisant le développement des effacements de pointe sont proposés par RTE :

- Sur le mécanisme d'ajustement, tout consommateur raccordé au réseau de RTE peut proposer ses offres d'effacement.
- RTE peut également contractualiser directement avec des consommateurs des contrats d'effacement qui jouent le même rôle que des réserves de production.

Le développement de ces offres reste actuellement tributaire de leur compétitivité sur le plan technique et économique.

ANNEXE 7 PRESENTATION DU SCENARIO « FACTEUR 4 » DGEMP-OE (2005)

Document de synthèse transmis au Groupe par la DGEMP, 14 mars 2006

Note : On reprend ici la synthèse sur le scénario « facteur 4 » DGEMP-OE (2005) présentée par la **DGEMP** à partir d'interventions dans le cadre du débat public.

DGEMP

Préambule :
Le texte qui suit vise à esquisser une première synthèse du scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005) sur la base de la présentation réalisée à Grenoble le 12 décembre 2005 dans le cadre du débat public. Le rapport est disponible sur le site Internet de la DGEMP[101].

L'objectif de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre a été inscrit dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique. Dans cette optique, la DGEMP a fait paraître un premier scénario facteur 4 le 1er février 2005. Ce scénario a simplement pour vocation d'éclairer les réflexions et décisions sans constituer la feuille de route que se seraient fixée les pouvoirs publics[102].

A. Les leviers potentiels

Avant d'en présenter les résultats, il est utile de décrire les leviers potentiels d'action sur les émissions de CO_2. Ceux-ci peuvent être identifiés par l'égalité ci-dessous (égalité en volume).

$$CO_2 = \frac{CO_2}{\text{Energie primaire}} \times \frac{\text{Energie primaire}}{\text{Energie finale}} \times \frac{\text{Energie finale}}{\text{PIB}} \times \frac{\text{PIB}}{\text{Population}} \times \text{Population}$$

Cette équation contient 2 fractions (entourées ci-dessus) sur lesquels une action de maîtrise est à la fois possible et souhaitable (il n'est par exemple pas souhaitable de diminuer la richesse par personne qui correspond à la dernière fraction) :

- La 1ère fraction est le contenu CO_2 de l'offre énergétique, il s'agit donc d'influer vers des modes de production d'énergie moins émetteurs de CO_2 (les filières non émettrices de CO_2 sont les énergies renouvelables et le nucléaire, le recours au gaz par rapport au charbon est également moins émetteur de CO_2, il est également envisageable de capter et stocker géologiquement le CO2).
- La 2nde fraction entourée concerne l'intensité énergétique, i.e. la quantité d'énergie par unité de richesse. La réduction de cette fraction est possible à travers l'accroissement de l'efficacité énergétique.

B. Les résultats du scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005)

Les 2 graphiques ci-après visent à présenter les évolutions associées aux 2 leviers identifiés ci-dessus. On présente ici tout d'abord les évolutions en matière de demande en énergie finale qui constituent le 1er axe de la politique énergétique française.

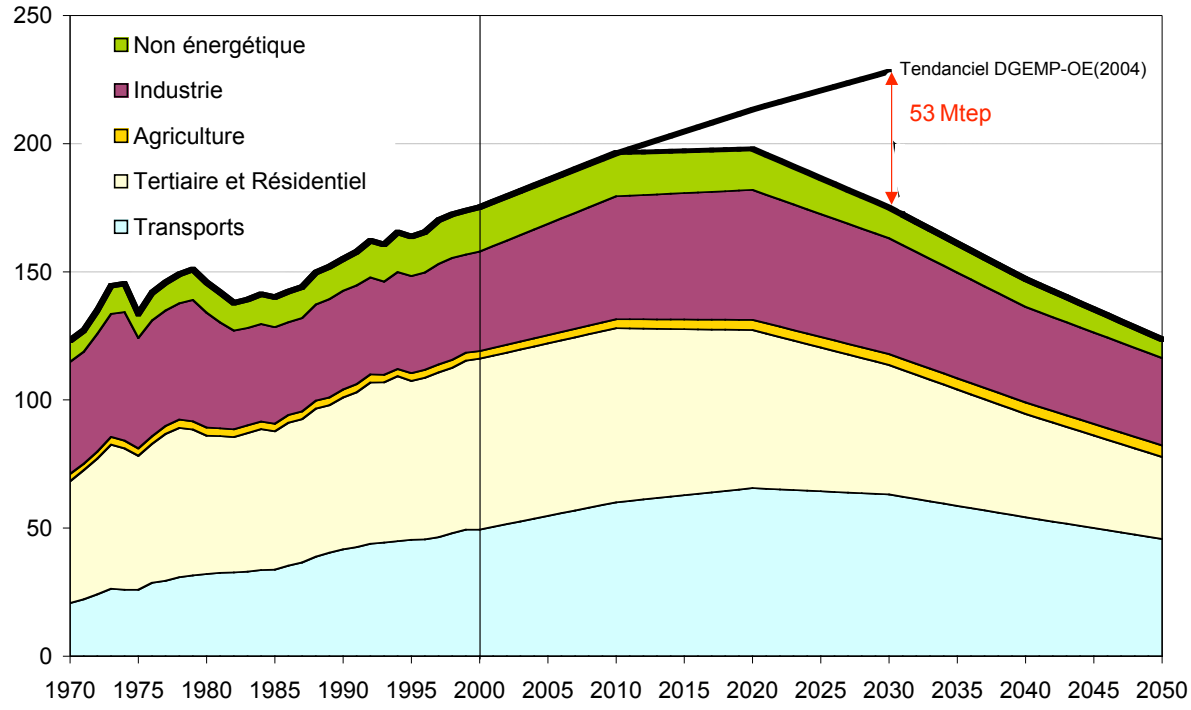
---

101. A l'adresse : http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/oe-facteur-quatre.pdf

102. Sans s'attacher aux politiques et mesures qui seraient à mettre en place, celles-ci faisant l'objet d'une réflexion, engagée en septembre 2005, par le groupe de travail présidé par Christian de Boissieu sur la « division par quatre des émissions de CO_2 de la France d'ici 2005 ».
Pour plus d'explications à ce sujet, voir dans la Partie 4 le point A.3.

Le graphique ci-dessous conduit aux conclusions suivantes : il ne s'agit pas d'un scénario de rationnement mais d'un scénario conduisant dans un premier temps à stopper la croissance des consommations puis à atteindre en 2050 une demande en énergie finale 25 % en dessous de son niveau en 2000. Cette baisse est principalement due à une forte diminution des consommations du résidentiel-tertiaire[103], les autres secteurs stabilisant leur demande en énergie finale à l'horizon 2050 par rapport à 2000 (pour les transports, ceci suppose le développement du fret ferroviaire et des transports collectifs). Une généralisation de certaines technologies très basses consommatrices d'énergie est également nécessaire à l'atteinte de ces niveaux de demande.

Fig. 5 Consommation finale d'énergie par secteur dans le scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005)



Source : DGEMP, 2005

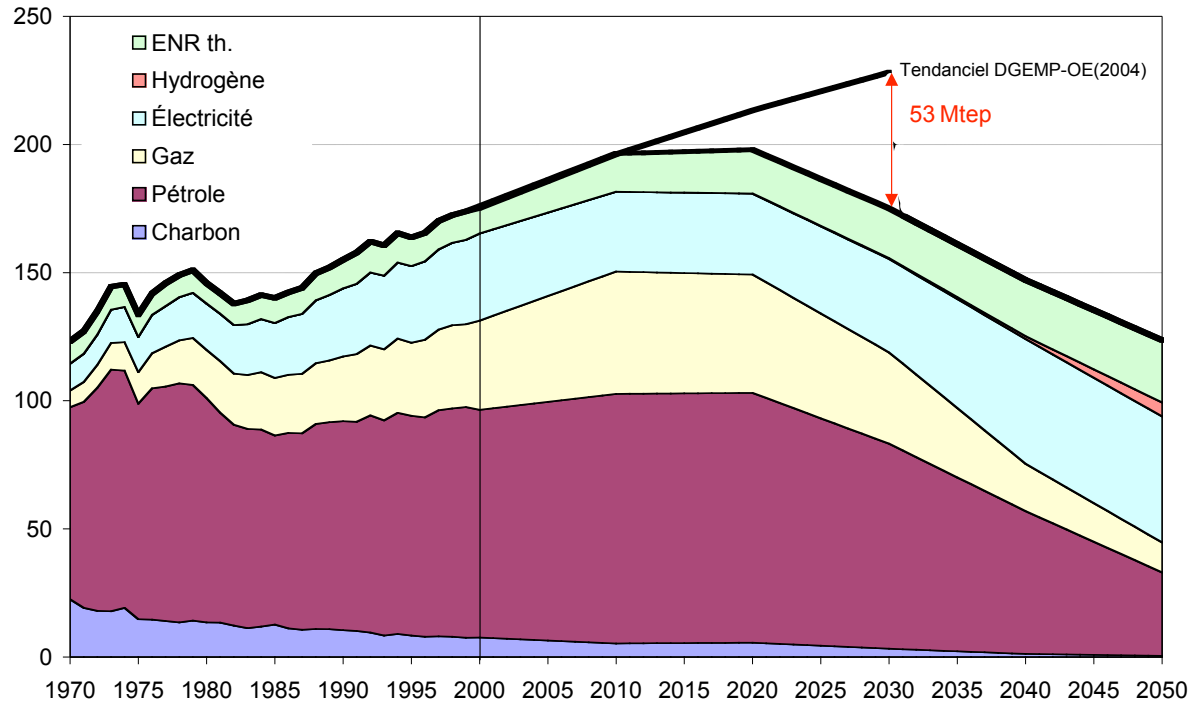
Le 2nd objectif consiste à agir sur les sources de production, le graphique ci-contre présente l'évolution des consommations d'énergie finale par produit dans le scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005). Les principaux résultats sont les suivants :

- un essor important des énergies renouvelables thermiques (biocarburants, chauffage à partir de biomasse, biogaz, chauffe-eau solaires) ;
- un essor de l'électricité[104] ;
- un recours aux énergies fossiles en très forte diminution en raison des économies d'énergies et des énergies de substitution (énergies renouvelables et développement dans les transports des véhicules électriques et de la pile à combustible). Il importe de préciser qu'il n'y pas recours au captage et stockage géologique du CO_2 dans ce scénario.

103. Cette baisse repose sur deux grandes hypothèses :
- ravalement thermique sur les bâtiments construits avant 1980 : 25 % du parc tous les 10 ans depuis 2010,
- sévérisation de la réglementation sur l'efficacité des équipements électriques.

104. L'hypothèse d'offre de production électrique repose notamment sur un développement des énergies renouvelables et sur une production nucléaire bloquée à ce qu'elle est aujourd'hui.

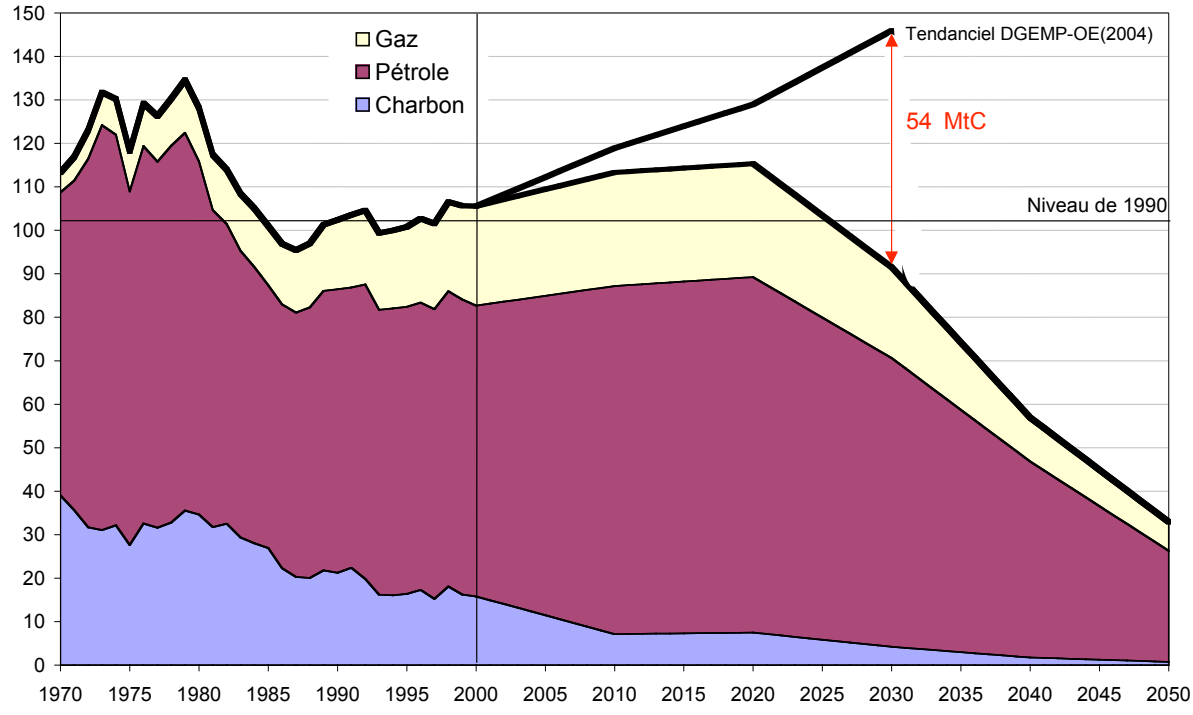
Fig. 6 Consommation finale d'énergie par produit dans le scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005)



Source : DGEMP, 2005

Au final, l'évolution des émissions de CO_2 figure dans le graphique ci-dessous.

Fig. 7 Emissions de CO_2 dans le scénario facteur 4 DGEMP-OE (2005)



Source : DGEMP, 2005

ANNEXE 8 PRESENTATION DU SCENARIO NEGAWATT-2006

Document établi à partir de la synthèse du scénario négaWatt, 16 décembre 2005

Note : Cette présentation succincte du scénario négaWatt est proposée par le rapporteur à partir de la synthèse[105] publiée par l'association **négaWatt** et de sa présentation au cours du débat public EPR.

négaWatt

Le scénario négaWatt 2006, présenté au public fin 2005, est issu d'une réflexion entreprise au cours de l'année 2005 pour actualiser le scénario déjà réalisé en 2003[106].

A. La démarche négaWatt

Il existe une alternative crédible à l'augmentation infinie de nos consommations d'énergie, laquelle est de toute façon impossible ! Fondée à la fois sur une approche différente et sur des techniques prouvées et sans risque, nous l'appelons « démarche négaWatt ». Elle nous invite à poser un regard différent sur l'énergie, en nous interrogeant d'abord sur nos propres besoins, réels ou supposés, puis en cherchant à y répondre le plus efficacement possible et en faisant enfin appel aux sources d'énergie les moins problématiques. Elle s'appuie sur trois éléments complémentaires et indissociables :

La **sobriété énergétique** consiste à réduire les gaspillages par des comportements rationnels et par des choix individuels et sociétaux. Cette sobriété est en quelque sorte l'opposé de notre *ébriété énergétique* actuelle !

L'**efficacité énergétique** vise à réduire les pertes lors du fonctionnement et à l'exploitation. Le potentiel d'amélioration de nos bâtiments, de nos moyens de transport et des appareils que nous utilisons est considérable : il est possible de réduire d'un facteur 2 à 5 nos consommations d'énergie et de matières premières, à l'aide de techniques déjà largement éprouvées, avec un « temps de retour » économique souvent très raisonnable.

De façon complémentaire à ces deux actions sur la demande d'énergie, les **énergies renouvelables**, par définition inépuisables, bien réparties et décentralisées, ont un faible impact sur notre environnement ; elles sont les seules qui permettent de répondre durablement à nos besoins en énergie sans épuiser notre planète.

Que donnerait pour la France, jusqu'à 2050, la généralisation d'une telle démarche ? Deux scénarios, un « tendanciel », prolongeant les grandes tendances observées ces trente dernières années, et un « négaWatt » ont été élaborés pour la France. Ils ont été construits tous deux par analyse des trois grands usages que sont la chaleur, la mobilité et l'électricité spécifique.

B. Les grandes lignes du scénario négaWatt-2006

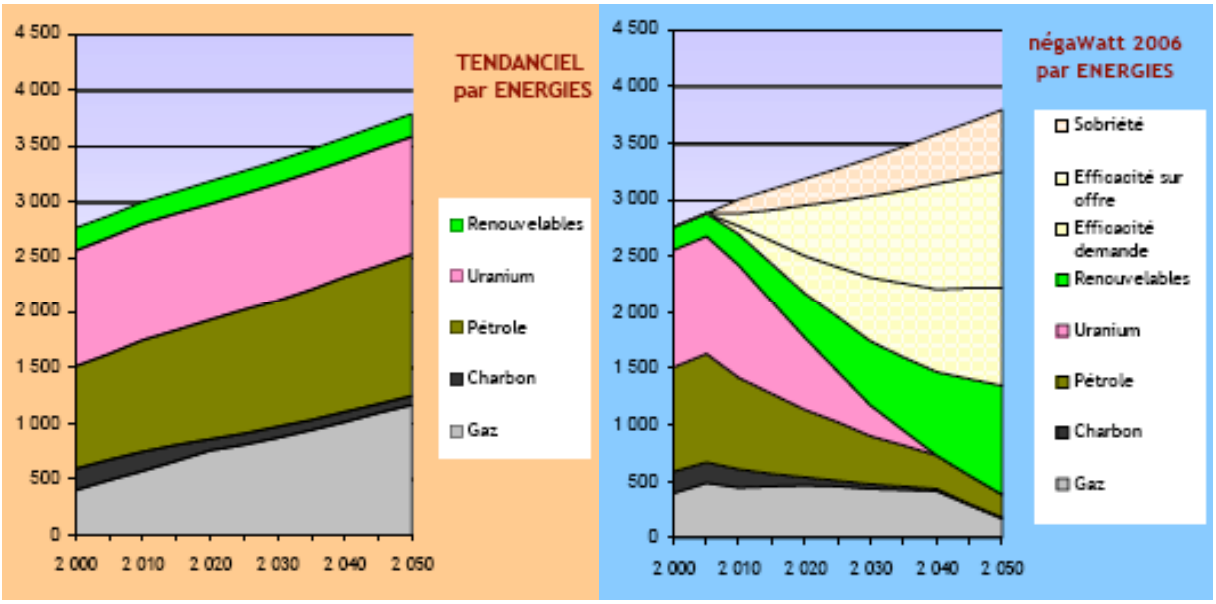
Le scénario « tendanciel » retenu dans le scénario 2006 est basé sur des évolutions de croissance un peu moins forte que celui de 2003. Il confirme que si la croissance tendancielle reste forte, elle n'est en rien exponentielle comme le laissent croire certaines analyses productivistes.

105. Pour des raisons de délai, cette annexe n'a pu être validée par négaWatt. On invite donc le lecteur à se reporter au document de présentation générale du scénario dont les quelques éléments présentés sont tirés : *Scénario négaWatt 2006 – Pour un avenir énergétique sobre, efficace et renouvelable*, Document de synthèse, Paris, 16 décembre 2005. http://www.negawatt.org/telechargement/ScenarionW2006 Synthese v1.0.2.pdf
Pour un approfondissement, négaWatt annonce sur son site que *« d'autres documents sur le scénario négaWatt 2006, explicitant les hypothèses retenues seront publiés en cours d'année »*.

106. Pour mémoire, sur ce scénario, voir : http://www.negawatt.org/telechargement/Article scenario nW v1.2.pdf
Ce scénario 2003 se présentait avec pour *« seule ambition (…) de montrer les conséquences pratiques de l'objectif affiché de diviser par 4 les émissions de CO_2 d'ici 2050 et d'indiquer les voies possibles pour y parvenir »*.

Les « gisements de négaWatts » sont de loin notre premier gisement d'énergie, et représentent 64 % de la consommation tendancielle d'énergie primaire ! Le système français de production d'énergie devient beaucoup plus performant. La chaleur perdue par les « machines thermodynamiques » (centrales thermiques, moteurs des véhicules) représente en effet près de la moitié de la consommation d'énergie primaire aujourd'hui. Dans le scénario négaWatt, cette quantité est très fortement réduite, le rapport final/primaire passant de 66 à 83 %, et la consommation primaire d'énergie en 2050 est réduite en 2050 à 62 % de sa valeur actuelle.

Fig. 8 Evolution des ressources en énergies primaires entre le scénario tendanciel et le scénario négaWatt 2006 (en TWh)



Source : négaWatt, 2005

Le scénario négaWatt n'est pas pour autant un scénario de rationnement ! En 2050 la France ne retourne pas à la bougie : elle double l'usage de l'électricité, tout en stabilisant sa consommation. De même, en termes de demande sociale (milliards de passagers–kms), le scénario négaWatt assure une mobilité supérieure de 15 % par rapport à aujourd'hui, mais un doublement de la part des transports de voyageurs par bus ou rail. Enfin, en 2050, non seulement on se chauffe correctement, mais on bénéficie d'un service final supérieur à aujourd'hui en termes de surface chauffée et de confort.

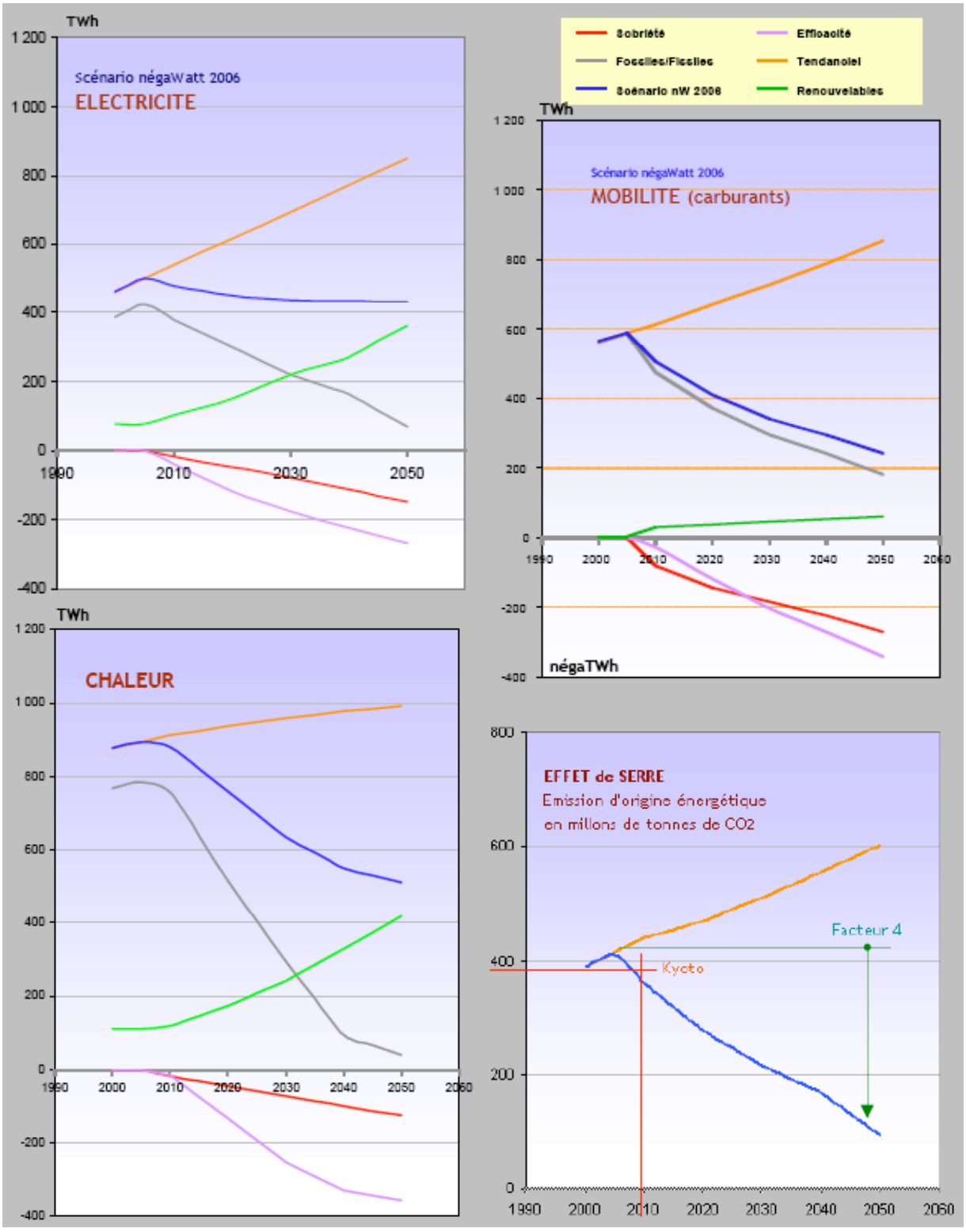
Les énergies renouvelables représentent 71 % de la production d'énergie primaire totale dans le scénario négaWatt 2006, diminuant ainsi très fortement notre dépendance actuelle vis-à-vis des ressources fossiles (pétrole, gaz, charbon et uranium).

Le scénario négaWatt 2006 limite les émissions de gaz à effet de serre dues à la production et à la consommation d'énergie à 1,67 tonnes d'équivalent CO_2 par personne, contre 6,7 actuellement, soit une réduction d'un facteur 4,2 par rapport à 2000 (- 76%), et 6,6 par rapport au tendanciel. En tenant compte des émissions d'origine non-énergétique l'objectif de limiter la totalité de nos émissions à moins de 2 tonnes par an et par personne devient possible.

Sur la voie étroite entre le souhaitable et le possible, le choix initial de ne prendre en compte que les faits établis et les technologies aujourd'hui disponibles permet au scénario négaWatt de conserver d'importantes marges de manoeuvre. Il n'épuise pas toutes les hypothèses et opportunités qui peuvent se présenter dans les 50 ans à venir. Il n'est donc pas seulement réalisable, il est clairement réaliste, voir prudent sur certains aspects.

Enfin, au-delà de ses bénéfices environnementaux évidents, le scénario négaWatt, en réduisant la dépendance à des énergies traditionnelles de plus en plus coûteuses, en générant de nouvelles activités, en déconcentrant et en relocalisant nos énergies, s'avère également positif sur le plan économique et social.

Fig. 9 Evolution de la consommation d'énergie finale[a] par usage (électricité, mobilité, chaleur) et des émissions de gaz à effet de serre[b] dans le scénario négaWatt 2006



a. Respectivement : évolution en énergie finale (toutes exprimées en TWh) de la consommation totale d'électricité, de la consommation pour la mobilité (carburants seuls), et de la consommation de chaleur. Les consommations évitées dans le scénario négaWatt par rapport au tendanciel, par efficacité et par sobriété, sont représentées en « négaTWh ».

b. Evolution des émissions de CO2 liées aux usages de l'énergie, entre un scénario tendanciel et le scénario négaWatt, vis-à-vis des objectifs de Kyoto (stabilisation 1990-2010) et du « facteur 4 » (division par quatre entre 2005 et 2050).

Source : négaWatt, 2005

ANNEXE 9 RECAPITULATIF DES HYPOTHESES SOUS-JACENTES AUX PREVISIONS DE CONSOMMATION DU BILAN PREVISIONNEL RTE REGION OUEST

Document de travail transmis au Groupe de travail par RTE, 16 janvier 2006

Note : On reprend ici en intégralité une note transmise par **RTE** afin de permettre une comparaison fine des évolutions sectorielles concernant la région Bretagne. RTE

Avertissement : *Les hypothèses présentées ci-dessous sont cohérentes avec les prévisions de consommation de la région Ouest présentées dans le Bilan Prévisionnel de RTE élaboré début 2005. Une actualisation de ces prévisions est actuellement en cours par les Unités Régionales de RTE dans le cadre de l'élaboration des schémas de développement. Cette actualisation pourra conduire à des valeurs légèrement différentes de celles du Bilan Prévisionnel car elles intégreront des données disponibles depuis l'exercice bilan prévisionnel et reposeront sur une étude plus approfondie des spécificités de la région étudiée.*

La région traitée regroupe les quatre départements de la région administrative Bretagne, la Loire-Atlantique et la Vendée.

A. Hypothèses générales

1. Hypothèses démographiques

Tab. 54 Hypothèses démographiques du Bilan prévisionnel RTE pour la région Ouest

(en milliers)	2003	2020	TCAM 2003-2020
Population[a]	4.709	5.137	0,5 %
Ménages[a]	1.989	2.286	0,8 %

a. Source INSEE.

Source : RTE, 2005

L'évolution du nombre de ménages, égal au nombre de résidences principales, est le déterminant principal du secteur résidentiel.

On peut déjà noter une dynamique supérieure à la moyenne française dont le TCAM est de 0,3 %.

2. Autres hypothèses

Les hypothèses macro-économiques et du coût des énergies sont celles du modèle national.

Pour les secteurs tertiaires et industriels, les consommations régionales résultent de la part plus ou moins importante des différents usages et secteurs par rapport à leur part moyenne au niveau national. On intègre également dans le modèle de prévisions les éventuelles extensions d'activité ou fermeture de sites spécifiques à la zone étudiée.

Les consommations du secteur résidentiel tiennent compte des caractéristiques des logements de la zone d'étude (résidences principales, résidences secondaires, maisons individuelles, immeubles collectifs). Hors consommation de chauffage, propre aux conditions climatiques de la région, les usages spécifiques utilisent les consommations unitaires du modèle national.

B. Prévisions globales

1. Structure de la consommation

Comparée à la moyenne française, la consommation de la région Ouest est nettement plus élevée dans le secteur résidentiel et nettement moindre dans le secteur de l'industrie, elle est sensiblement identique dans le tertiaire[107]. Cette caractéristique est valable pour les 6 départements de la zone.

Répartition sectorielle des consommations finales Ouest et France en 2002-2003:

Tab. 55 Répartition sectorielle des consommations finales Ouest et France en 2002-2003

(en GWh)	Tertiaire	Résidentiel	Industrie
Ouest	30 %	42 %	27 %
France	29 %	34 %	35 %

Source : RTE, 2005

2. Prévisions jusqu'à 2020

Pour l'ensemble des secteurs et par scénario, l'évolution des consommations en énergie est donnée dans le tableau suivant.

Tab. 56 Consommation d'électricité par secteurs dans le Bilan prévisionnel RTE pour l'Ouest

	2003	2010			2020			TCAM 2003-2020		
TWh		**R1**	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**	**R1**	**R2**	**R3**
Tertiaire	8,2	9,5	9,2	9,0	11,0	10,6	9,7	1,8 %	1,5 %	1,0 %
Résidentiel	11,5	13,2	12,9	12,5	14,6	14,0	12,7	1,4 %	1,2 %	0,6 %
Industrie	7,4	8,2	8,1	8,0	9,7	9,6	9,3	1,6 %	1,5 %	1,3 %
Transports	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	2,4 %	2,4 %	3,4 %
Consommation finale	27,3	31,1	30,5	29,7	35,7	34,5	32,0	1,6 %	1,3 %	0,9 %
Energie	,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2			
Pertes	2,0	2,2	2,2	2,1	2,6	2,5	2,3			
Consommation Ouest	**30,2**	**34,4**	**33,8**	**32,9**	**39,4**	**38,1**	**35,5**			

Source : RTE, 2005

Le TCAM est un plus élevé sur la première période 2003-2010 (1,6 % dans le scénario R2). De plus, à l'intérieur de la région Ouest, toujours sur la période 2003-2010, la croissance est un peu plus forte pour les départements de la Loire-Atlantique et de la Vendée (1,7 % par an) que pour les 4 départements de Bretagne (1,5 % par an).

C. Prévisions par secteur

1. Secteur tertiaire

La croissance de la consommation du secteur tertiaire est homogène à celle de la consommation nationale. Elle résulte de la croissance différenciée des différentes branches d'activités. Dans la région ouest, les secteurs du commerce, des cafés hôtels restaurant, de la santé et de l'agricultures sont

107. La rubrique « tertiaire » inclut les consommations du secteur agriculture. La part de celle-ci est d'ailleurs plus importante dans la région ouest que dans le reste de la France.

comparativement plus développés qu'en moyenne nationale. A l'inverse, les bureaux ont un poids plus faible.

Tab. 57 Consommation d'électricité du secteur tertiaire dans le Bilan prévisionnel RTE - Ouest

Tertiaire par usages	2003	2010			2020			TCAM pour R2 2003-2020
(en GWh)		R1	R2	R3	R1	R2	R3	
Chauffage	630	713	697	681	809	773	717	1,21 %
Autres usages	6.884	8.008	7.781	7.574	9.334	8.928	8.103	1,54 %
Total	**7.514**	**8.721**	**8.478**	**8.255**	**10.413**	**9.701**	**8.821**	**1,51 %**

Source : RTE, 2005

2. Secteur résidentiel

L'évolution de la consommation dans le secteur résidentiel résulte d'abord de la dynamique démographique particulière de chaque département.

La consommation de chauffage est paramétrée à partir de chroniques climatiques propres à la zone d'étude. Le chauffage électrique est très développé dans la région et sa consommation unitaire (= par logement) est dans la moyenne des consommations nationales. En effet, si le climat est relativement doux comparé au nord et à l'est, la période de chauffage est plutôt plus longue, et les zones du sud restent moins consommatrices de chauffage.

Les autres usages (éclairage, électroménager, eau chaude sanitaire, cuisson) évoluent en fonction des taux d'équipement constatés dans chaque département. Les consommations unitaires évoluent comme celles du modèle national.

Tab. 58 Consommation d'électricité du secteur résidentiel dans le Bilan prévisionnel RTE - Ouest

Résidentiel par usages	2003	2010			2020			TCAM pour R2 2003-2020
(en GWh)		R1	R2	R3	R1	R2	R3	
Chauffage	3.763	4.271	4.206	4.065	4.404	4.338	3.928	0,84 %
Eau chaude sanitaire	1.517	1.684	1.647	1.611	1.887	1.827	1.776	1,10 %
Eclairage	1.039	1.042	1.006	952	1.008	943	848	-0,57 %
Autres usages	5.215	6.198	6.051	5.906	7.346	6.935	6.164	1,69 %
Total	**11.354**	**13.195**	**12.910**	**12.528**	**14.645**	**14.043**	**12.716**	**1,16 %**

Source : RTE, 2005

3. Secteur industrie

Les évolutions de consommation sont présentées par regroupement de secteurs :

- Biens intermédiaires : pêche, métaux ferreux, métaux non ferreux, matériaux de construction, chimie, construction électrique, industries de transformation,
- Biens d'équipement : construction mécanique, automobile, aéronautique, navale, armement,
- Biens de consommation : parachimie et pharmacie, industries textiles, bâtiment et génie civil,
- Industries agroalimentaires,
- Transport : énergie de traction SNCF,
- Energie.

La caractéristique essentielle de la région est le poids des industries agroalimentaires, qui représentent 45 % de la consommation industrielle de la région, alors que leur poids est de 15 % sur l'ensemble du territoire français. Ce secteur est au demeurant relativement dynamique, comparativement à certaines industries lourdes. Il est donc en partie à l'origine de la croissance de la consommation en Bretagne.

Tab. 59 Consommation d'électricité du secteur industrie dans le Bilan prévisionnel RTE - Ouest

Industrie par secteurs	2003	2010			2020			TCAM pour R2 2003-2020
(en GWh)		R1	R2	R3	R1	R2	R3	
Biens intermédiaires	2.880	3.217	3.194	3.062	3.741	3.685	3.354	1,46 %
Biens d'équipement	1.028	1.149	1.147	1.128	1.313	1.305	1.259	1,41 %
Biens de consommation	264	265	264	261	285	281	274	0,36 %
Industries agroalimentaires	3.249	3.550	3.536	3.552	4.355	4.334	4.386	1,71 %
Total	**7.421**	**8.180**	**8.140**	**8.002**	**9694**	**9.605**	**9.274**	**1,53 %**
Transport	190	226	226	262	286	286	336	2,42 %
Energie	904	1.098	1.098	1.098	1.167	1.167	1.167	1,51 %

Source : RTE, 2005

ANNEXE 10 CONTRIBUTION DU CONSEIL REGIONAL DE BRETAGNE AUX COMMISSIONS PARTICULIERES DU DEBAT PUBLIC EPR ET THT COTENTIN-MAINE

Note : On reprend ici dans son intégralité une lettre adressée aux deux Présidents des commissions particulières concernées par M. Jean-Yves Le Drian, Président du **Conseil régional de Bretagne**.

CRB

Monsieur le Président
de la Commission du débat public
EPR "tête de série"
Projet de centrale électronucléaire
Flamanville 3
3 rue Treilhard
75008 Paris

Rennes, le 17 mars 2006

Objet : Contribution du Conseil régional de Bretagne aux Commissions Particulières du Débat Public EPR et THT Cotentin-Maine

Le Conseil régional de Bretagne a été sollicité par la Commission Particulière du Débat Public CPDP afin de donner sa position sur l'implantation éventuelle d'une ligne THT Cotentin-Maine et sur la situation de l'énergie en Bretagne. La politique de la Région en matière d'énergie s'articule autour de trois axes essentiels et indissociables :

- la maîtrise de la demande d'énergie,
- la sécurité d'approvisionnement en énergie et particulièrement en électricité,
- le recours à des sources de production d'origine renouvelable.

La réponse de la Région aux enjeux énergétiques : le Plan Energie pour la Bretagne et une vision concertée des problématiques

Ces trois axes sont repris dans les travaux menés dans le cadre du « Plan Energie pour la Bretagne ». Cette initiative, adoptée par les élus de la collectivité régionale en octobre 2005, consiste à débattre des enjeux énergétiques régionaux afin de formuler des réponses issues de la concertation de l'ensemble des acteurs de l'énergie en Bretagne (collectivités, Etat, institutions, opérateurs, associations). Elle fait suite à un état des lieux de la situation énergétique de la région dressé avec l'ADEME et la DRIRE. Les résultats des premiers travaux montrent qu'une politique durable et responsable de l'énergie en Bretagne ne peut se faire qu'à deux conditions :

- en mettant en place une concertation en amont des enjeux et projets,
- en ne négligeant pas l'interaction entre les trois axes évoqués et en particulier sur la contribution possible des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande sur la réduction des fragilités d'alimentation.

Les projets de réacteur nucléaire EPR « tête de série » à Flamanville et THT Cotentin-Maine

Les débats publics EPR et THT Cotentin-Maine ont montré que l'éventuelle implantation d'un réacteur à Flamanville n'est pas connue pour répondre à la problématique de l'approvisionnement électrique de la Bretagne.

Deux des trois fuseaux proposés pour la ligne THT ne sont d'ailleurs pas raccordés à un poste breton. De plus les enjeux électriques pour la Bretagne sont :

- le passage en sécurité de la pointe ce à quoi ne répond pas l'EPR ni le nucléaire plus largement,
- la nécessité d'une plus grande autonomie dans la production ce à quoi ne répond pas l'installation d'un moyen de base important comme l'EPR. Celui-ci tendrait à diminuer les possibilités d'installation d'un moyen de base en Bretagne, nécessaire à l'équilibre régional et pouvant contribuer à l'équilibre national.

Les rôles de RTE et de l'Etat dans la définition des implantations d'ouvrage de production électrique

Pour répondre à la problématique électrique de la Bretagne, plusieurs initiatives sont menées par l'Etat et RTE.

Tout d'abord l'obligation réglementaire d'élaboration du 2ème schéma de développement du réseau public de transport d'électricité, sous la responsabilité de l'Etat. La définition de ce schéma, pour lequel le Conseil régional est consulté, est en cours et son rendu est prévu pour juin 2006. Les représentants de la Région ont insisté sur la nécessité d'une prise en compte de la maîtrise de l'énergie et du développement des énergies renouvelables afin de diminuer la fragilité électrique.

Ensuite, le récent appel d'offres publié par RTE concernant une réservation de disponibilités d'environ 150 MW sur une installation de production localisée dans la zone de Saint-Brieuc. Le Conseil régional a exprimé à ce sujet ses doutes et son opposition vis-à-vis de la méthode choisie qui consiste à demander à RTE de planifier le développement d'installations de production en Bretagne alors que la Programmation Pluriannuelle des Investissements sera présentée dans quelques semaines au Parlement. Il est donc regrettable que RTE assume seul une responsabilité du Gouvernement. Il est en effet de la compétence et de la responsabilité de l'Etat, comme le rappelle la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, de répondre aux enjeux énergétiques en y intégrant les questions de sécurité, de maîtrise de la demande et de recours aux énergies renouvelables.

Le Conseil régional souhaite donc aujourd'hui qu'une réelle réflexion s'engage en associant au nécessaire objectif de sécurité et de fiabilité d'approvisionnement en électricité le recours à une politique volontariste de maîtrise de la demande et de production à partir d'énergies renouvelables.

Jean-Yves LE DRIAN

CPDP EPR « tête de série »
Projet de centrale électronucléaire Flamanville 3

c/o CNDP – 6, rue du Général Camou – 75007 Paris