

BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande d'électricité en France



BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande d'électricité en France

ÉDITION 2007

Sommaire général

| | SYN | THESE | 6 |
|---|-------|--|----|
| 1 | INTR | ODUCTION | 11 |
| | 1.1 | Cadre du Bilan Prévisionnel | 12 |
| | 1.2 | Objectif et méthode | 12 |
| | 1.2.1 | Objectif | 12 |
| | 1.2.2 | Limites | 12 |
| | 1.2.3 | Méthode | 13 |
| | 1.2.4 | Nouveautés | 13 |
| | 1.3 | Avertissements | 13 |
| | 1.3.1 | Validité des hypothèses | 13 |
| | 1.3.2 | Confidentialité | 14 |
| 2 | PRÉV | VISIONS DE CONSOMMATION | 15 |
| | 2.1 | Les tendances passées | 16 |
| | 2.1.1 | L'inflexion de la croissance de la consommation | 16 |
| | 2.1.2 | La faible croissance de la consommation des années récentes | 17 |
| | 2.1.3 | La consommation de l'industrie en baisse, celle du résidentiel – tertiaire en hausse | 18 |
| | 2.2 | Contexte de la politique énergétique | 19 |
| | 2.2.1 | Le contexte mondial | 19 |
| | 2.2.2 | Le plan d'action européen | 20 |
| | 2.2.3 | La politique française | 20 |
| | 2.3 | Construction des prévisions | 21 |
| | 2.3.1 | Les déterminants de la demande | 21 |
| | 2.3.2 | Le PIB | 21 |
| | 2.3.3 | Démographie et population active | 21 |
| | 2.3.4 | Développement de la MDE | 21 |
| | 2.3.5 | Prix des hydrocarbures | 22 |
| | 2.3.6 | Corrélation prix électricité – hydrocarbures | 22 |
| | 2.3.7 | Scénarios retenus | 22 |
| | 2.4 | Prévisions globales en énergie | 23 |
| | 2.5 | Impact de la maîtrise de la demande d'électricité | 25 |
| | 2.5.1 | Questions de méthode | 25 |
| | 2.5.2 | Quantification de l'effet de la MDE dans les différents scénarios | 26 |
| | 2.6 | Comparaison par rapport au précédent Bilan Prévisionnel publié en 2005 | 27 |
| | 2.6.1 | Origine de la révision à la baisse | 27 |
| | 2.6.2 | Comparaison entre le scénario R2 du BP 2005 et le scénario « Référence » du BP 2007 | 28 |
| | 2.7 | Comparaison avec les scénarios externes | 30 |
| | 2.7.1 | Les différentes approches | 30 |
| | 2.7.2 | Le périmètre étudié | 30 |
| | 2.7.3 | Exemple de comparaison | 30 |
| | 2.8 | Comparaison avec d'autres pays européens | 32 |
| | 2.9 | Prévisions en puissance | 33 |
| | 2.9.1 | Pointes de consommation réalisées | 33 |
| | 2.9.2 | Prévision des puissances de pointe | 33 |
| | 2.9.3 | Comparaison aux prévisions en puissance du Bilan Prévisionnel 2005 | 34 |
| | 2.9.4 | Effacements de consommation | 35 |
| 3 | OFFR | RE DE PRODUCTION | 37 |
| | 3.1 | Vue d'ensemble du parc actuel | 38 |
| | 3.2 | Production nucléaire | 38 |
| | 3.2.1 | Le parc actuel | 38 |
| | 3.2.2 | Les développements annoncés | 39 |
| | 3.3 | Production thermique classique centralisée | 39 |
| | 3.3.1 | Le parc actuel | 39 |
| | 3.3.2 | Les contraintes environnementales | 40 |
| | 3.3.3 | L'avenir des groupes existants | 42 |
| | | | |

| | 3.3.4 | Les projets de développement de nouveaux moyens | 43 |
|------|----------|---|------------|
| | 3.4 | Production thermique classique décentralisée | 44 |
| | 3.4.1 | Vue d'ensemble | 44 |
| | 3.4.2 | Les installations de cogénération | 44 |
| | 3.4.3 | Les installations thermiques fonctionnant avec des énergies renouvelables | 45 |
| | 3.5 | Production hydraulique | 46 |
| | 3.5.1 | Équipement existant | 46 |
| | 3.5.2 | Contexte réglementaire | 46 |
| | 3.5.3 | Perspectives | 47 |
| | 3.6 | Production éolienne | 47 |
| | 3.6.1 | Le parc actuel | 47 |
| | 3.6.2 | Le contexte de développement | 48 |
| | 3.6.3 | Les performances attendues | 49 |
| 4 | ÉCHA | ANGES AVEC LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES VOISINS | 51 |
| _ | 4.1 | Interconnexions avec les systèmes voisins | 52 |
| | 4.2 | Réalisations en énergie | 52 |
| | 4.3 | Contribution des échanges à la sécurité d'approvisionnement en France | 53 |
| 5 | ÉVΟΙ | LUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE – DEMANDE | |
| | DAN | S LE FUTUR | 57 |
| | 5.1 | Besoins en puissance | 59 |
| | 5.1.1 | Le critère d'adéquation | 59 |
| | 5.1.2 | L'identification des besoins | 59 |
| | 5.1.3 | Les besoins identifiés | 61 |
| | 5.2 | Trajectoire probable à moyen terme – jusqu'en 2015 | 62 |
| | 5.2.1 | Équilibre offre – demande sur la trajectoire probable | 62 |
| | 5.2.2 | Sensibilité à une croissance plus forte de la demande | 64 |
| | 5.2.3 | Sensibilité à une politique de MDE renforcée | 65 |
| | 5.2.4 | Sensibilité à un développement plus important de la production ENR | 66 |
| | 5.3 | Horizon long terme – 2020 | 68 |
| | 5.3.1 | Les sensibilités au parc de production | 68 |
| | 5.3.2 | Les sensibilités à la demande | 69 |
| | 5.3.3 | Les sensibilités à l'offre de production | 71 |
| | É O L II | UIDDES OFFDE DEMANDE DÉCIONAUN | |
| 6 | _ | LIBRES OFFRE – DEMANDE RÉGIONAUX | 75 |
| | 6.1 | Région Provence-Alpes-Côte d'Azur | 77 |
| | 6.1.1 | Consommation | 77 |
| | 6.1.2 | Production | 78 |
| | 6.1.3 | Réseau | <i>7</i> 9 |
| | 6.1.4 | Les risques sur la sécurité d'approvisionnement | 79 |
| | 6.1.5 | Les voies d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement | 81 |
| | 6.1.6 | Conclusion | 82 |
| | 6.2 | Région Ouest | 83 |
| | 6.2.1 | Consommation | 83 |
| | 6.2.2 | Production | 84 |
| | 6.2.3 | Réseau | 84 |
| | 6.2.4 | La sécurité d'approvisionnement | 85 |
| | 6.2.5 | Conclusion | 87 |
| 7 | CON | CLUSION | 89 |
| ΔΝΙ | NEXES | | 93 |
| AIV. | 1 | Analysa sactorialla dos consammations en ánarais | 94 |
| | 2 | Analyse sectorielle des consommations en énergie | |
| | 2 3 | Analyse détaillée de l'effet des mesures de MDE La production éolienne | 100 104 |
| | | | |
| | 4 | Simulations de l'équilibre offre – demande | 110 |
| | 5 | Analyse de la défaillance | 114 |

Synthèse

Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi du 10 février 2000, RTE (Réseau de Transport d'Électricité) établit au moins tous les deux ans, sous l'égide des pouvoirs publics, un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Cette mission a été confortée en septembre 2006 par un cadre réglementaire précisant les modalités d'élaboration par RTE de cette expertise technique indépendante.

Le Bilan Prévisionnel constitue l'un des éléments sur lesquels s'appuient le ministre en charge de l'Énergie et de manière plus générale les pouvoirs publics⁽¹⁾, pour définir la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité, instituée par la loi précitée. RTE rend public ce bilan, notamment en le mettant en ligne sur son site Internet www.rte-france.com. Ce principe de transparence permet de diffuser l'information à l'ensemble des acteurs du système électrique et contribue à enrichir le débat sur l'énergie. RTE avait publié un rapport précédent en 2005, partiellement actualisé en 2006.

Le Bilan Prévisionnel s'inscrit dans la perspective des enjeux de sécurité d'approvisionnement électrique sur le territoire français. Il a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la consommation d'électricité et l'offre de production disponible pour y répondre sur un horizon d'une quinzaine d'années. Il permet ainsi d'identifier les besoins en puissance de production pour couvrir les pointes de consommation. Les choix des filières de production à développer, qui relèvent d'enjeux économiques et environnementaux, n'entrent pas directement dans le champ du Bilan Prévisionnel, mais appartiennent aux autres acteurs du système électrique et, de manière plus globale, aux orientations définies par la PPI.

Pour réaliser l'analyse de l'équilibre offre – demande global de la France continentale, RTE établit des prévisions de consommation intérieure d'électricité, qu'il confronte aux perspectives connues d'évolution du parc de production.

PRÉVISIONS DE CONSOMMATION

Deux évolutions majeures ont été observées depuis 2005, date à laquelle les précédentes prévisions de consommation avaient été établies.

La première est le renforcement des actions en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique. Les nouvelles dispositions législatives françaises, le troisième « paquet énergie » au niveau européen, fixent des objectifs concrets qui concernent aussi le secteur de l'électricité. Le renforcement de la réglementation thermique, les crédits d'impôt accordés aux équipements sobres en énergie ou utilisant des énergies renouvelables, les mesures en faveur de l'étiquetage et les Certificats d'économie d'énergie sont autant de moyens mis en œuvre pour atteindre ces objectifs.

La seconde concerne le **recul de la consommation d'électricité dans la grande industrie,** en baisse de 3,5 % en 2005 et encore de 0,8 % en 2006. À cela s'est ajoutée une réduction significative de la consommation du secteur de l'énergie.

Ce contexte a pour effet d'accentuer la tendance, amorcée depuis deux décennies, à une inflexion de la consommation d'électricité. Le taux de croissance moyen annuel varie aujourd'hui entre 1 % et 2 %, en données corrigées des aléas climatiques, et l'intensité énergétique relative à l'électricité est en baisse.

Dans ce contexte, le nouveau scénario de référence utilisé pour le Bilan Prévisionnel affiche une croissance de la consommation de 1,3 % par an jusqu'en 2010, et 1,0 % sur la décennie suivante, ce qui conduit à une consommation annuelle en énergie de 534 TWh à l'horizon 2020 en France (hors Corse). Cette référence est encadrée par :

• un scénario haut, dans lequel les usages de l'électricité sont favorisés par une meilleure compétitivitéprix, où la consommation progresse jusqu'à

(1) -

Les services
concernés sont
la Direction générale
de l'énergie et des
matières premières
(DGEMP), notamment
la Direction de la
demande et des
marchés énergétiques
(Dideme).

552 TWh en 2020;

- un scénario avec MDE renforcée, où les effets accrus d'une politique de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) conduisent à 506 TWh en 2020; le taux de croissance moyen annuel passe en dessous de 1 % dès avant 2010;
- et enfin un scénario bas qui ajoute au précédent les effets d'une croissance économique plus faible, limitant la consommation à 493 TWh en 2020.

Dans le scénario de référence, la croissance est essentiellement portée par le secteur tertiaire (+ 2,3 % par an jusqu'en 2010), la contribution du secteur industriel étant plus modérée (+ 0,7 % par an). La croissance dans le secteur résidentiel, qui reste dynamique sous l'effet de la démographie et du développement des usages spécifiques de l'électricité, est tempérée par les effets de la MDE.

Dans le secteur de l'industrie, les nouvelles prévisions de consommation font apparaître une croissance moindre que celle envisagée en 2005 : l'écart est de 5 TWh en 2010 (auxquels il convient d'ajouter la baisse du secteur de l'énergie), et de 17 TWh en 2020. Pour les secteurs tertiaire et résidentiel, les prévisions sont globalement stables : la MDE compense la révision à la hausse des perspectives démographiques opérée par l'Insee.

En première approche, RTE estime que l'effet des mesures de MDE prises en compte dans le scénario de référence se traduit par une consommation évitée d'environ 35 TWh par an à l'horizon 2020. Le scénario avec MDE renforcée inclut des mesures additionnelles qui portent la consommation évitée à environ 57 TWh par an à l'horizon 2020, sur les usages chauffage, éclairage, électroménager, veille.

Enfin, on notera que les prévisions de consommation du Bilan Prévisionnel sont dans la moyenne de celles des pays du nord et de l'ouest de l'Europe, sachant que celles des pays du sud et de l'est demeurent plus élevées.

À la différence des prévisions en énergie, les prévisions en puissance à la pointe ne sont pas en repli par rapport à celles de 2005. En effet, les consommations révisées à la baisse (grande industrie) correspondent essentiellement à des appels de puis-

sance stables tout au long de l'année. A contrario, les usages spécifiques de l'électricité, plus concentrés sur certaines plages horaires de la journée, continuent à augmenter, et le développement du chauffage électrique, aux consommations très concentrées sur les jours les plus froids, connaît un nouvel essor dans le contexte actuel de prix des énergies. L'impact du développement des pompes à chaleur sur les pointes de consommation devra également être observé avec attention, car leur moindre consommation énergétique globale ne s'accompagne pas nécessairement d'une réduction de même ampleur dans les conditions de grand froid.

En 2010, la pointe de consommation (atteinte avec une probabilité d'une chance sur dix) s'élève à 95 GW dans le scénario de référence et à 93 et 97 GW dans les scénarios encadrants.

OFFRE DE PRODUCTION

Dans le domaine de l'offre, les deux dernières années ont été marquées par l'apparition d'un grand nombre de projets de nouveaux moyens de production. Les demandes de raccordement au Réseau Public de Transport reçues par RTE depuis le début de 2005, et pour lesquelles la solution proposée par RTE a été agréée par le producteur, portent sur un volume de plus de 13 000 MW.

La majorité de ces projets concerne des cycles combinés au gaz (CCG) : 22 groupes, représentant une puissance cumulée de près de 10 000 MW. Quatre d'entre eux (1 700 MW), pour lesquels la construction a débuté avant le 1er juin 2007, devraient être mis en service en 2009 et 2010⁽²⁾. Pour les autres, en l'absence des autorisations administratives nécessaires, ou de décision irrévocable de construction, RTE n'a pas aujourd'hui la certitude qu'ils seront menés à leur terme. Et ce, d'autant plus que le contexte politique ou économique pourrait induire des arbitrages sur la localisation en France ou à l'étranger des projets à développer.

Toutefois, au vu de l'avancement actuel de l'instruction des dossiers d'autorisation, il apparaît très probable aux yeux de RTE qu'au moins trois CCG supplémentaires seront mis en service en 2010 et 2011.

(2)

Les dates de mise en service mentionnées ici reflètent la vision (prudente) de RTE, quant à la survenue d'aléas techniques en cours de chantier et / ou lors des essais en phase de démarrage; elles sont de ce fait postérieures de quelques mois à celles annoncées par les producteurs.

(3) -

La puissance
de cette TAC
a d'ores et déjà fait
l'objet d'un contrat de
réservation
de puissance par RTE,
de manière à
renforcer la sécurité
d'alimentation de
cette région.

 $(4)_{-}$

Un groupe fioul semblable a déjà été reconnecté au réseau en octobre 2006.

 $(5)_{-}$

Directive
2001/80/CE,
portant sur
la réduction
des émissions
de polluants
atmosphériques
par les grandes
installations
de combustion (GIC).

Concernant le nucléaire, la construction d'un réacteur de type EPR a débuté sur le site de Flamanville. Sa mise en service, en 2012, apportera une puissance de 1 600 MW.

Des turbines à combustion (TAC) sont en cours de construction en région parisienne, d'une puissance globale de 500 MW, avec des mises en service prévues fin 2007 et 2008, et projetées en Bretagne⁽³⁾, pour une mise en service en 2010. La panoplie des moyens de pointe installés en France sera également complétée en 2007 et 2008 par la remise en service de trois groupes fioul (2 000 MW) qui avaient été retirés de l'exploitation dans les années quatre-vingt-dix⁽⁴⁾.

Des projets concernant des groupes de production au charbon disposent également d'un raccordement au RPT. Cependant, leur réalisation reste encore soumise à de fortes incertitudes (acceptation locale, traitement du CO₂ produit...).

À l'inverse, des déclassements de centrales thermiques classiques existantes, essentiellement liés à l'application de la directive GIC⁽⁵⁾, sont inéluctables : une quinzaine de groupes, fonctionnant principalement au charbon et représentant une puissance de 4 400 MW, verront leur fonctionnement réduit à 20 000 heures à compter du 1er janvier 2008, et devront être arrêtés au plus tard le 31 décembre 2015. L'exploitation des autres groupes thermiques classiques pourra être poursuivie au-delà de 2020.

L'offre de production décentralisée, dont les installations sont en grande partie raccordées aux réseaux de distribution, est également amenée à évoluer. La filière éolienne a véritablement commencé à prendre son essor (400 MW en service au début de 2005, 1 400 MW début 2007).

Cependant, divers facteurs sont de nature à le tempérer : outre les questions d'insertion locale, le dynamisme de cette filière en Europe et dans le monde génère actuellement des tensions sur l'offre de machines, qui se traduisent par des augmentations de prix et des allongements de délais de livraison. Dans ce contexte, l'objectif fixé par la PPI (13 500 MW en 2010), intégré dans certains scénarios, est complété par RTE par une trajectoire plus prudente, passant par 5 000 MW en 2010 et 7 000 MW en 2012.

Le devenir des installations de cogénération est incertain : le développement de cette filière s'est en effet appuyé sur des contrats d'obligation d'achat qui arrivent pour la plupart à échéance entre 2010 et 2014. Son avenir doit être examiné par les pouvoirs publics, y compris pour les enjeux de sécurité d'approvisionnement en électricité qu'il recouvre, dans le prolongement du récent rapport établi à la demande du ministre en charge de l'Énergie.

ÉQUILIBRE OFFRE – DEMANDE

Compte tenu du caractère non stockable de l'électricité et des aléas qui peuvent affecter tant l'offre que la demande, il est impossible de garantir avec certitude que la demande exprimée puisse être satisfaite en toutes circonstances. C'est pourquoi, les pouvoirs publics ont fixé un seuil d'acceptabilité: la durée de défaillance, en espérance sur tous les aléas, doit rester inférieure à trois heures par an.

À l'évidence, l'estimation du risque de défaillance dépend en partie des marges disponibles dans les systèmes électriques européens voisins ; au vu des réalisations récentes et des perspectives à moyen terme établies par l'UCTE, et à titre conservatif, le solde d'échanges est supposé nul lorsque des risques de défaillance apparaissent en France. Elle dépend également de la capacité d'effacements de consommation nationale : cette dernière a été supposée baisser légèrement depuis son niveau actuel, jusqu'à 3 000 MW en 2010, et se stabiliser au-delà.

En comparant la demande prévue dans le scénario de référence avec l'offre déjà acquise (c'est-à-dire le parc de production actuel — diminué de tous les déclassements inéluctables et d'une perte de 1 000 MW de cogénération en 2012 — et augmenté des seuls groupes de production en construction : quatre CCG, un EPR et 2 000 MW d'éoliennes), il ressort que l'équilibre offre – demande est assuré de manière satisfaisante jusqu'en 2012.

Si l'on prend en compte des projets qui n'ont pas atteint aujourd'hui un stade d'irréversibilité, mais dont la réalisation semble fortement probable (c'est-à-dire trois CCG supplémentaires, un développement de l'éolien selon une trajectoire passant par 5 000 MW en 2010 et 7 000 MW en 2012 et un maintien de la totalité des cogénérations), toujours en comparaison d'une demande évoluant selon le scénario de référence, l'équilibre est assuré jusqu'en 2014. Face à une demande qui évoluerait selon le scénario haut, il le serait jusqu'en 2012.

La sécurité d'approvisionnement en électricité de la France continentale apparaît ainsi raisonnablement assurée pour les cinq ans à venir. Toutefois, un suivi attentif de tous les projets qui amènent à cette conclusion est impératif au cours des prochaines années :

- côté offre : les mises en chantier de nouveaux CCG, le rythme de développement de l'éolien (et des autres EnR), les éventuels arrêts d'installations de cogénération ;
- côté demande : la croissance des consommations, notamment celles qui contribuent de manière notable aux pointes (usage chauffage, pompes à chaleur en particulier), les effacements de consommation ;
- côté échanges avec les systèmes voisins : évolution de l'équilibre offre – demande à l'intérieur de ces systèmes, et des capacités disponibles au moment des pointes de consommation en France.

Par rapport à l'édition 2005 du Bilan Prévisionnel, la date d'apparition des premiers besoins est repoussée de deux ans : cela est dû aux décisions prises au cours des deux dernières années pour ajouter de nouveaux moyens de production, les prévisions de consommation en pointe et les possibilités d'effacement et d'apport des systèmes étrangers n'ayant, quant à elles, que très peu évolué.

L'examen des bilans énergétiques au cours des cinq prochaines années montre :

- une assez grande stabilité des volumes d'énergie exportée (65 à 70 TWh par an) ;
- une légère réduction des émissions de CO₂.

Ces deux constats peuvent être attribués au développement de l'éolien et à l'arrivée de l'EPR en 2012, productions toutes deux non carbonées, et qui s'insèrent prioritairement dans l'ordre d'appel des groupes de production à l'échelle européenne; en 2015, l'arrêt de groupes charbon contribue à réduire un peu plus les émissions de CO₂.

À l'horizon 2020, face à la demande prévue dans le scénario de référence, le complément à apporter à l'offre déjà acquise (incluant le déclassement de deux groupes nucléaires de 900 MW supposé intervenir au terme de 40 années d'exploitation⁽⁶⁾) pour satisfaire au critère d'adéquation s'élève à 10 500 MW.

Les décisions d'engagement qu'il faudra prendre, à partir d'aujourd'hui et en temps utile selon les délais de réalisation de chaque filière, devront permettre d'y répondre.

Parmi ces décisions, celles relatives à l'atteinte des objectifs de la PPI en matière de production à partir d'énergies renouvelables (dont 17 000 MW d'éolien en 2015, équivalents de 4 000 MW d'équipements thermiques), et à trois CCG dont l'engagement est imminent, couvriraient une partie des besoins. Il resterait alors environ 4 000 MW équivalents thermique à décider pour satisfaire la demande du scénario de référence. Dans les scénarios bas et haut de consommation, les besoins résiduels s'élèveraient respectivement à 0 et 10 000 MW.

Enfin, il convient de rappeler que l'accueil de ces nouveaux moyens de production, quelle que soit la filière énergétique retenue, nécessite un développement majeur du réseau de transport d'électricité sur le territoire métropolitain, et une prise de conscience collective des enjeux de sécurité d'approvisionnement qui s'y attachent.

(6)

L'hypothèse de l'arrêt des groupes REP après 40 ans d'exploitation procède de la prudence qui s'impose dans l'évaluation des besoins de puissance à installer. Ces arrêts ne sont cependant pas inéluctables vu d'aujourd'hui: les décisions quant à la prolongation de la durée de vie au-delà de 40 ans seront prises ultérieurement par le producteur, en fonction de l'état technique des groupes, de leur conformité au Référentiel de Sûreté, et de considérations économiques.



INTRODUCTION

- 1 Cadre du Bilan Prévisionnel
- Objectif et méthode
- 3 Avertissements



1 Introduction

1.1 – CADRE DU BILAN PRÉVISIONNEL

Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi du 10 février 2000, RTE établit périodiquement sous l'égide des pouvoirs publics un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Le décret du 20 septembre 2006 a précisé le cadre d'élaboration de ce bilan prévisionnel, son périmètre et l'horizon d'étude.

Le Bilan Prévisionnel constitue l'un des éléments sur lesquels s'appuient le ministre en charge de l'Énergie et, de manière plus générale, les pouvoirs publics⁷⁷, pour établir la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production, instituée par la loi précitée. Le Bilan Prévisionnel publié par RTE est mis en ligne sur son site Internet. Ainsi accessible à tous, il est un outil de transparence qui contribue à enrichir le débat sur l'énergie. Il peut, le cas échéant, servir à étayer les décisions d'investissements des acteurs du système électrique.

Ce document constitue le troisième Bilan Prévisionnel publié par RTE, après ceux de 2003 et 2005. Conformément aux dispositions réglementaires, RTE effectue une actualisation partielle chaque année pour tenir compte de l'évolution de la production

(7)

Les services concernés sont la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), notamment la Direction de la demande et des marchés énergétiques (Dideme).

1.2 - OBJECTIF ET MÉTHODE

1.2.1 - Objectif

Le Bilan Prévisionnel a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la consommation d'électricité et l'offre de production disponible pour la satisfaire sur le territoire de la France continentale, sur un horizon d'une quinzaine d'années.

Un premier volet de l'analyse consiste à estimer, à partir de l'état déjà acquis du parc de production, le volume de moyens de production d'électricité à mettre en service pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique sur l'ensemble de l'horizon d'étude, en l'occurrence jusqu'en 2020.

Un second volet consiste, en tenant compte de l'évolution la plus probable de l'offre d'électricité jusqu'en 2015, à analyser les risques de défaillance susceptibles d'apparaître dans les années à venir et faire émerger, le cas échéant, les messages d'alerte ou de vigilance appropriés. Cette étude est complétée d'une analyse de sensibilité aux hypothèses retenues.

Enfin, la situation de l'équilibre offre – demande à l'horizon 2020 est explorée au travers de différents scénarios relativement ouverts.

1.2.2 - Limites

Le Bilan Prévisionnel est un exercice de prévision et non de prospective. En particulier, il n'est pas construit pour explorer les diverses trajectoires envisageables pour atteindre les objectifs de long terme relatifs à la division par quatre des émissions de CO₂ à l'horizon 2050. Il ne propose pas de scénario de rupture par rapport aux actions déjà engagées. *A contrario*, il ne s'agit pas non plus d'un exercice tendanciel illustrant ce qui se passerait si rien n'était fait.

À mi-chemin entre ces deux approches, il prend en compte le contexte actuel et les inflexions amorcées pour construire une image la plus réaliste possible de l'évolution du système, à un horizon relativement rapproché compatible avec les échéances de décision dans le cadre d'investissements industriels.

Le Bilan Prévisionnel relève d'une problématique de sécurité, permettant d'identifier les besoins en puissance de production pour couvrir les pointes de consommation. Les choix des filières de production à développer, qui relèvent d'enjeux économiques et écologiques, n'entrent pas directement dans le champ du Bilan Prévisionnel, mais appartiennent aux autres acteurs du système électrique, et de manière plus globale, aux orientations définies par la PPI.

Les orientations de politique énergétique sont une donnée amont du Bilan Prévisionnel. Fixées par la loi POPE⁽⁸⁾ de 2005 et déclinées dans la PPI⁽⁹⁾ de 2006, elles constituent un élément de contexte pour l'élaboration des hypothèses utilisées.

Il convient de souligner que l'analyse de la sécurité d'approvisionnement exige une approche prudente de l'évolution du système. Or certains des objectifs fixés par la politique énergétique, notamment en matière de développement des énergies renouvelables et d'amélioration de l'efficacité énergétique, sont suffisamment ambitieux pour que leur atteinte ne soit pas garantie à ce jour. Aussi peuvent-ils n'être considérés comme atteints que dans des scénarios spécifiques et non dans le scénario de référence.

1.2.3 - Méthode

L'analyse de l'équilibre offre – demande global de la France continentale consiste en pratique à établir des prévisions sur la consommation intérieure d'électricité 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, naturels (températures, précipitations, vent) ou techniques (pannes de groupes), 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 en nouvelles capacités.

Les hypothèses relatives à la consommation, aux

échanges et aux évolutions du parc de production sont présentées dans les chapitres 2 à 4.

Le chapitre 5, après avoir explicité le critère d'adéquation utilisé, présente les résultats en termes de besoins de moyens de production et de risques de défaillance. Ces résultats sont issus d'un modèle de simulation probabiliste. Outre l'espérance de défaillance, les énergies produites par filière et les volumes d'exports sont des résultats de simulation. Ils sont présentés à titre d'information pour les scénarios où cela est pertinent.

Les situations particulières de la région Paca et de l'Ouest, déficitaires en moyens de production, sont examinées en fin de document. Pour ces analyses, il est tenu compte des possibilités offertes par le réseau de transport d'électricité existant, et du contexte particulier qui freine son développement.

1.2.4 - Nouveautés

Par rapport au précédent Bilan Prévisionnel publié en 2005, les évolutions suivantes sont à noter :

- le périmètre du présent Bilan Prévisionnel couvre la France continentale, donc hors Corse, Dom et Mayotte. Conformément au décret précité, les bilans prévisionnels relatifs à ces systèmes sont désormais intégralement établis par les gestionnaires de réseau des systèmes insulaires concernés:
- l'horizon d'étude de l'équilibre offre demande a été porté de 2016 à 2020 ;
- afin d'éviter la multiplicité des résultats provenant du croisement de trop nombreux scénarios, les résultats en termes d'équilibre offre – demande sont présentés en se focalisant sur un scénario de référence, les alternatives étant traitées sous forme d'étude de sensibilité à l'un ou l'autre des paramètres ;
- le chapitre sur les prévisions de consommation a été complété et détaillé par rapport au bilan 2005.

(8)

Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

(9)

Programation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

1.3 – AVERTISSEMENTS

1.3.1 - Validité des hypothèses

Le Bilan Prévisionnel repose sur des hypothèses d'évolution de l'offre et de la demande d'électricité qui sont élaborées par RTE dans un objectif de réalisme. Ces hypothèses sont issues des informations connues au premier semestre 2007 et des indications fournies par les acteurs du système électrique. Elles ont été présentées à la Dideme au fil de l'exercice, laquelle a sollicité, le cas échéant, des variantes et des compléments d'analyse.



Les hypothèses ne peuvent évidemment pas être tenues pour des certitudes absolues. Celles qui sont déterminantes pour les résultats mais ne font pas l'objet d'étude de sensibilité (notamment les dates de déclassement des groupes de production, l'évolution des prix des énergies et du carbone émis...) sont signalées dans le corps du texte par les réserves d'usage.

1.3.2 - Confidentialité

Conformément aux dispositions de la loi du 10 février 2000, RTE assure la confidentialité des informations de nature commerciale concernant les acteurs du système électrique.

Dans le cadre de l'élaboration du Bilan Prévisionnel, RTE est habilité à solliciter les informations nécessaires auprès des acteurs du système électrique, sous couvert du respect des règles de confidentialité. C'est donc volontairement que RTE restitue dans le Bilan Prévisionnel des éléments sous une forme agrégée, afin que des informations sensibles concernant un acteur particulier ne puissent être extraites des données affichées.

Lorsque cela n'est pas possible, l'information peut ne pas être affichée, être affichée assortie d'une fourchette d'incertitude, ou encore être une hypothèse propre à RTE. De manière générale, les noms des acteurs concernés ne sont pas mentionnés.

Par ailleurs, les hypothèses utilisées pour le Bilan Prévisionnel sont de la responsabilité de RTE. Les informations brutes fournies par les acteurs peuvent être adaptées en fonction de la propre appréciation de RTE et n'engagent donc pas les acteurs concernés.



PRÉVISIONS DE CONSOMMATION

- 1 Tendances passées
- 2 Contexte de la politique énergétique
- 3 Construction des prévisions
- 4 Prévisions globales en énergie
- **5** Impact de la maîtrise de la demande d'électricité
- **6** Comparaison par rapport au précédent Bilan Prévisionnel publié en 2005
- Comparaison avec les scénarios externes
- 8 Comparaison avec d'autres pays européens
- 9 Prévisions en puissance

2 Prévisions de consommation

Les données de consommation présentées dans cette section concernent exclusivement le territoire de la France continentale. Elles peuvent donc présenter des différences par rapport à la plupart des publications statistiques de RTE, qui englobent généralement les deux systèmes électriques français intégrés dans l'UCTE: celui de la France continentale et celui de la Corse. Elles se réfèrent à la consommation nationale brute, incluant les pertes de transport et de distribution, mais excluant les consommations de pompage des STEP⁽¹⁰⁾ et celles des auxiliaires des centrales de production.

2.1 – TENDANCES PASSÉES

2.1.1 – L'inflexion de la croissance de la consommation

La croissance de la consommation d'électricité en France a atteint son niveau le plus élevé dans les années quatre-vingt. Elle dépassait alors 11 TWh par an, soit 4 % de la consommation d'alors. Cette croissance était étroitement liée au contexte de cette époque, notamment le développement du parc nucléaire et du chauffage électrique.

Comme dans tous les pays industrialisés, l'activité économique française devient progressivement moins consommatrice d'énergie :

• l'activité économique évolue vers des secteurs moins « énergivores » (de l'industrie lourde vers le tertiaire et les services) ; • le progrès technique et la recherche d'optimisation permettent d'améliorer l'efficacité énergétique.

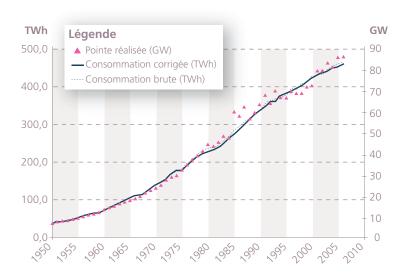
Ce phénomène se traduit par une inflexion de la consommation d'électricité.

Ainsi le taux de croissance de la consommation baisse continûment depuis cinquante ans pour se situer entre 1 % et 2 % par an depuis 2000. L'intensité énergétique de l'électricité, que l'on définit comme le rapport entre consommation d'électricité et PIB, a également amorcé une décroissance depuis quelques années : il faut de moins en moins d'électricité pour produire une unité de PIB.

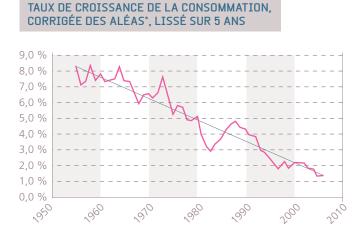
(10)

Stations de transfert d'énergie par pompage: ce sont des équipements hydrauliques disposant de deux réservoirs amont et aval, fonctionnant alternativement en mode production (en turbinant l'eau de l'amont vers l'aval, généralement aux moments où les prix de l'électricité sont élevés) et en mode consommation (en pompant l'eau de l'aval vers l'amont. aux moments où les prix de l'électricité sont faibles).

HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ



Les deux graphiques ci-après présentent l'évolution du taux de croissance et de l'intensité énergétique.



INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE ANNUELLE (ÉLECTRICITÉ) EN kWh PAR EURO



Sauf à considérer que la consommation d'électricité peut se développer en substitution à celle des autres énergies, le contexte de lutte contre le réchauffement climatique peut conduire à accentuer cette tendance. RTE considère que cette inflexion correspond à une tendance de fond plutôt qu'à un phénomène cyclique.

2.1.2 - La faible croissance

de la consommation des années récentes

Le tableau ci-contre présente l'évolution des consommations énergétiques annuelles hors Corse. La consommation corrigée vise à s'affranchir des fluctuations climatiques, de l'effet de la gestion des effacements de consommation, ainsi que du 29 février pour l'année bissextile 2004 (voir encadré).

Sur les années 2001 à 2004, les consommations corrigées ont connu une croissance de 1,6 % à 1,7 % par an, soit un incrément de 7 à 8 TWh par an.

La croissance est beaucoup plus faible en 2005 (+ 0,5 %), voire négative en 2006 (- 0,3 %).

Ce ralentissement est essentiellement dû à une forte baisse de la consommation de la grande industrie (généralement raccordée au réseau de transport). En 2005, celle-ci a reculé de 3,5 %, sans doute en partie en lien avec une croissance économique restée modérée (hausse du PIB de 1,2 %). En 2006, le recul de la consommation est imputa-

| (En TWh) | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Consommation brute | 448,3 | 449,5 | 466,6 | 477,7 | 481,3 | 476,5 |
| Consommation corrigée | 444,6 | 452,7 | 460,6 | 468,6 | 470,8 | 469,3 |

ble principalement à la baisse de la consommation des grandes entreprises industrielles du secteur de l'énergie.

Dans le même temps, la consommation sur les réseaux de distribution, qui correspond aux consommations de la petite industrie, du tertiaire et du résidentiel, continue à croître fortement (+ 3,4 % en 2006) et vient compenser la baisse sur l'industrie.

La consommation en énergie annuelle semble ainsi se stabiliser sur les trois dernières années.

^{*} Hors variations du secteur énergie

La correction de la consommation

La consommation brute en énergie est insuffisante à elle seule pour appréhender de manière pertinente les tendances d'évolution de la consommation. Les fluctuations que l'on constate d'une année à l'autre tiennent en grand partie à la sensibilité aux conditions climatiques.

- Celle-ci est particulièrement marquée en hiver, en raison d'un usage important du chauffage électrique : la puissance appelée s'accroît de l'ordre de 1 500 à 1 600 MW lorsque la température extérieure baisse de 1 °C. Sur l'énergie appelée annuellement, les différences peuvent être très importantes ; ainsi, la consommation de chauffage au cours de l'hiver 2006-2007, exceptionnellement doux, a été inférieure de plus de 20 TWh à celle de l'hiver précédent, qui fut, lui, le plus rigoureux depuis 1986-1987.
- La sensibilité aux températures en été, bien que plus modérée, est désormais nettement perceptible et tend à augmenter avec la diffusion de la climatisation. Une élévation de température de 1 °C provoque un accroissement de 500 MW en milieu d'après-midi, et de 250 MW la nuit. Il peut s'ensuivre des variations de 2 à 3 TWh par an selon la réalisation des températures estivales.

À un moindre degré, ces fluctuations dépendent aussi des effacements de consommation (cf. paragraphe 2.9.4), mis en œuvre en cas de tension sur l'équilibre offre – demande.

Les volumes d'énergie effacée ont porté jusqu'à plus de 2 TWh par an à la fin des années quatre-vingt-dix, mais ne représentent plus guère que 1 TWh par an actuellement.

Au vu de ces éléments, il apparaît que l'analyse de l'évolution des consommations nécessite de corriger les données brutes des fluctuations conjoncturelles, liées au climat et à la mise en œuvre des effacements de consommation. Dans ce but, une chronique de températures dites « normales » a été construite, représentative des températures moyennes de chaque jour de l'année. Les puissances horaires mesurées dans les conditions de températures réelles, auxquelles sont rajoutées les éventuelles puissances effacées, sont converties en puissances horaires qui auraient été observées dans les conditions de températures normales.

La consommation annuelle du secteur énergie a également connu dans le passé des fluctuations de plusieurs térawattheures. C'est pourquoi, les taux de croissance sont le plus souvent estimés hors secteur énergie.

2.1.3 - La consommation de l'industrie en baisse, celle du résidentiel - tertiaire en hausse

L'analyse de la répartition des consommations (corrigées) par secteur d'activité constitue un élément clé pour expliciter ces tendances.

| | | Énergie (TWh) | | | | Croissance annuelle moyenne | | | |
|-------------|------|---------------|------|------|------|-----------------------------|-------------------|---------------------|---------------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2001-2004 TCAM* | 2004-2005 TCAM | 2001-2004 TWh/an | 2004-2005 TWh/an |
| Industrie | 137 | 136 | 136 | 139 | 136 | 0,4% | -1,5% | 0,5 | - 2,0 |
| Tertiaire | 107 | 111 | 111 | 115 | 117 | 2,3 % | 2,4% | 2,5 | 2,7// |
| Résidentiel | 128 | 131 | 134 | 135 | 139 | 1,8 % | 2,7 % | 2,4 | 3,7 |

*Taux de croissance annuelle moyen

Pour l'industrie, la progression de la consommation d'électricité n'est plus que de 1,1 % en moyenne par an sur les quinze dernières années, contre plus de 2 % sur la période 1970-2005, et se transforme même en recul sur les années récentes.

Plusieurs facteurs expliquent cette stabilisation de la consommation :

- la baisse tendancielle de la part de l'industrie lourde dans l'économie française depuis 30 ans ;
- la pression concurrentielle accrue, poussant à la

délocalisation de certaines activités de pure fabrication fortement consommatrice en énergie et un recentrage sur des activités amont sur le territoire français (création des pôles de compétitivité);

- la hausse des prix du pétrole et du gaz depuis 2005 contribuant à une réduction de la production industrielle française et à une chute des investissements :
- la hausse des prix de l'électricité pour les industriels ayant exercé leur éligibilité depuis février 2000 : les industriels qui avaient pu bénéficier de tarifs attractifs tant que la France était en surcapacité d'électricité nucléaire après le second choc pétrolier, ont vu leur marge se réduire fortement. L'ouverture du marché à la concurrence a offert aux clients des prix inférieurs aux tarifs jusqu'en 2004 (moins de 30 euros par mégawattheure).

Ces prix ont ensuite connu une hausse rapide et une forte volatilité, franchissant le seuil de 60 euros par mégawattheure, pour revenir autour de 50 euros en 2006.

Ces variations ont eu un impact significatif sur la facture d'électricité des industriels dont les contrats d'approvisionnement ont été renégociés. Les industries électro-intensives, fortement consommatrices d'électricité (minerais et métaux, verre, chimie et papier-carton), directement exposées à la concurrence mondiale, ont subi une perte de compétitivité.

C'est dans ce contexte de hausse des prix que les industriels gros consommateurs d'électricité en France se sont regroupés au sein du consortium Exeltium en 2006 pour négocier des prix d'électricité plus bas avec les producteurs, sur des durées allant de 15 à 25 ans (regroupement d'une quarantaine d'entreprises).

Par ailleurs, la loi du 7 décembre 2006 permet aux entreprises qui ont déclaré leur éligibilité de revenir à un tarif plus proche de celui de la grille des tarifs administrés⁽¹¹⁾, s'ils en font la demande à leur fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007, et ce pour une durée de deux ans. Les effets de ces mesures devront être observés.

Au contraire, dans le résidentiel – tertiaire, la progression de la consommation d'électricité est supérieure à 2 % par an en moyenne depuis 2001. Cette croissance soutenue peut s'expliquer par :

- un fort accroissement du nombre de ménages, et donc de logements, depuis 2000 (+ 1,3 % par an);
- une tertiarisation de l'économie avec un fort développement des activités de services, à la fois dans le secteur marchand (services aux entreprises et aux personnes) et dans le secteur des services administrés (éducation, administration, santé et action sociale);
- une forte croissance de la consommation d'électricité spécifique de 45 % sur la période 1990-2003, avec le développement de nouveaux usages (décodeurs TV, Internet haut débit, lecteurs MP3...);
- le maintien de l'évolution des tarifs réglementés à un niveau inférieur au taux de l'inflation (contrat de service public signé entre l'État et EDF pour la période 2005-2007), dans un contexte où les prix des autres énergies (fioul et gaz) ont fortement augmenté : dans la construction neuve récente, la part des combustibles fossiles s'est réduite au profit de l'électricité pour le chauffage des locaux. Un mouvement analogue est observé dans le logement existant : les flux nets (solde installations-déposes) de chauffage électrique, qui étaient négatifs depuis le milieu des années 90 et sont redevenus positifs en 2005.

$(11)_{-}$

Les tarifs administrés sont publiés sur le site Internet de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) www.cre.fr. Les « Tarifs règlementés transitoires d'ajustement du marché » (TaRTAM) institués par la loi du 7 décembre 2006, sont précisés dans un arrêté du 3 janvier 2007, et accessibles à partir du même site.

2.2 – CONTEXTE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

2.2.1 - Le contexte mondial

Outre les tendances observées sur les années récentes, le contexte actuel est marqué par l'intensification des objectifs d'amélioration de l'efficacité énergétique et la mise en œuvre des mesures associées.

Les enjeux du changement climatique sont désormais au centre de la politique énergétique des pays développés. Dans son dernier rapport, le GIEC estime qu'il est économiquement « plus rentable

d'investir dans l'amélioration de l'efficacité de l'utilisation finale de l'énergie que dans l'accroissement de la production d'énergie » : la meilleure énergie est celle que l'on ne dépense pas. Un certain nombre d'actions rapides et concrètes permettent dès maintenant de réduire la consommation énergétique, en attendant les ruptures technologiques comme la capture et le stockage du carbone dont l'échéance de mise en œuvre à l'échelle industrielle est encore incertaine.



 $(12)_{-}$

Rapport entre la consommation d'énergie (pas seulement l'électricité) et la croissance économique. Ces préoccupations en faveur d'une moindre consommation d'énergie se trouvent *de facto* renforcées par le contexte de hausse des prix de l'énergie et la volonté de sécuriser les approvisionnements d'énergie dans un contexte international tendu.

2.2.2 - Le plan d'action européen

Au niveau européen, la Commission a présenté, en janvier 2007, son plan d'action pour l'efficacité énergétique qui sera mis en œuvre au cours des six prochaines années.

Ce plan d'action prévoit une série de mesures prioritaires, notamment de nouvelles normes contraignantes en matière de performance énergétique pour une vaste gamme d'appareils et équipements (allant des biens électroménagers aux pompes et ventilateurs industriels). En combinaison avec l'estimation et l'étiquetage du rendement, les normes minimales de performance devraient permettre d'éliminer du marché les produits trop gourmands en énergie, sensibiliser les consommateurs à la question de l'efficacité énergétique (mise en œuvre et modification de prescriptions déjà existantes : accord avec les États-Unis pour le programme pour l'étiquetage des matériels de bureautique — programme Energy Star —, Éco-Label, directive sur l'écoconception, directive-cadre sur l'étiquetage).

Le plan d'action propose la modification de la directive sur la performance énergétique des bâtiments et comprend des mesures relatives à l'isolation et des exigences concernant le chauffage. Des normes minimales de performance pour les bâtiments neufs et rénovés seront définies : les habitations passives, à très faible consommation d'énergie, seront encouragées (projet européen Ecobuildings pour augmenter la pénétration sur le marché de solutions innovantes pour l'efficacité énergétique dans le bâtiment, lancement du plan européen « Econ'home » d'économie d'énergie à l'échelle familiale).

2.2.3 - La politique française

Au niveau français, l'adoption le 13 juillet 2005 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite loi POPE) a défini le cadre d'une nouvelle politique énergétique française pour les 30 ans à venir. Parmi les objectifs affichés, ceux

allant dans le sens d'une meilleure maîtrise de la demande occupent une place importante :

- une baisse de l'intensité énergétique⁽¹²⁾ de 2 % par an d'ici à 2015, puis de 2,5 % par an entre 2015 et 2030 ;
- un objectif d'amélioration de la performance énergétique dans le neuf de 40 % en 2020 ;
- la construction d'une part significative de logements à énergie positive ;
- la promotion des énergies renouvelables dans le bâtiment : installation de 200 000 chauffe-eau solaires et 50 000 toits solaires par an en 2010.

Le Plan climat 2004 - 2012, qui visait à économiser 54 Mt de CO_2 par an à l'horizon 2010, a été réactualisé et renforcé en 2006. Il contient des mesures dans tous les secteurs de l'économie et de la vie quotidienne des Français afin de favoriser la réduction des émissions de CO_2 . Parmi ces mesures, certaines touchent directement ou indirectement la consommation d'électricité, notamment :

- la nouvelle réglementation thermique des bâtiments (RT2005) et suivantes : la RT 2005, entrée en vigueur en 2006, prévoit un renforcement de 15 % de la performance énergétique dans le neuf par rapport à la RT 2000 (qui avait elle-même un objectif d'amélioration de 20 %) et améliore la prise en compte des énergies renouvelables. Selon les zones climatiques, la consommation maximale en énergie de chauffage des nouveaux bâtiments est fixée entre 130 et 250 kWh d'énergie primaire par mètre carré et par an pour les chauffages électriques. Elle encadre également la performance énergétique des réhabilitations importantes. Elle vise à limiter les consommations d'énergie sur l'ensemble des postes : chauffage, eau chaude sanitaire, ventilation ;
- la transposition de la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments : elle se traduit par la mise en place des certificats de performance énergétique (consommation en kilowattheures par mètre carré et par an) pour les logements à la vente dès le 1^{er} juillet 2006 et à la location au 1^{er} juillet 2007 ;
- \bullet le programme de rénovation de l'Anru ${}^{\!\scriptscriptstyle (13)}$;
- le renforcement du crédit d'impôt aux particuliers : la loi de Finances 2005 a mis en place un crédit d'impôt destiné à promouvoir les produits ayant les meilleures performances énergétiques. Ce crédit porte sur l'ensemble des technologies d'améliora-

 $(13)_{-}$

pour la rénovation urbaine.

Agence nationale

tion des logements : isolation thermique, vitrages, équipements utilisant les énergies renouvelables, solaires ou bois...;

- la mise en place des certificats d'économie d'énergie : le dispositif est fondé sur la mise en place d'obligations d'économies d'énergie imposées aux vendeurs d'énergie. L'offre de certificats provient des entreprises ou collectivités publiques qui engageront des actions, au-delà de leur activité habituelle, visant à économiser l'énergie. La mise en place d'un marché des certificats permet d'optimiser le coût économique induit pour les agents concernés;
- le programme de recherche Prebat sur l'énergie dans les bâtiments, dont la première phase d'une durée de cinq ans a débuté en 2005 : l'objectif visé est d'identifier et de faciliter le développement de

technologies innovantes pour réaliser des bâtiments à très haute efficacité énergétique. La mise en place de la Fondation Bâtiment Énergie, sur la base d'un financement public – privé, contribue également à cet objectif.

Tous ces objectifs visent à une meilleure efficacité énergétique mais peuvent également conduire à des substitutions entre combustibles (gaz ou fioul vers électricité).

Dans ce contexte, les prévisions de consommations prennent d'ores et déjà en compte un effet significatif de cette politique d'amélioration de l'efficacité énergétique. Cela se traduit, comme on le verra dans les paragraphes suivants, par des prévisions inférieures à ce qu'elles étaient dans le Bilan Prévisionnel 2005.

(14)

Insee Première n° 1106 – « Des ménages toujours plus petits » (novembre 2006).

(15)

Insee Première n° 1089 – « Projections de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050 » – scénarios SP01 (référence) et SP08 (juillet 2006).

2.3 - CONSTRUCTION DES PRÉVISIONS

2.3.1 - Les déterminants de la demande

La première étape de la construction des prévisions de consommation consiste à identifier les principaux déterminants de la demande d'électricité.

Contrairement aux modèles économétriques qui utilisent directement ces déterminants et leurs relations entre eux pour en déduire la consommation d'électricité de façon macroscopique, le modèle de prévision utilisé par la suite se fonde sur une représentation analytique de la consommation par usage et par secteur d'activité. Ses variables d'entrée sont donc beaucoup plus détaillées que les déterminants présentés ici. L'objet de l'analyse des déterminants est d'élaborer différents cadres de cohérence — différents « scénarios » — pour déterminer ensuite des jeux de variables d'entrée associés à chacun.

2.3.2 - Produit interieur brut

La valeur de référence du taux de croissance du PIB pour la décennie à venir est de 2,3 % par an. Une variante à 1,9 % est également étudiée.

Ce taux global est traduit de manière différenciée selon les secteurs d'activité. Dans les prévisions qui suivent, il est considéré que la croissance est essentiellement portée par le secteur des services, au détriment de l'activité industrielle traditionnelle.

2.3.3 - Démographie et population active

Les dernières publications de l'Insee ont été prise en compte.

SCÉNARIOS DU BILAN PRÉVISIONNEL - HORIZON 2020

| | Bas | MDE renforcée | Référence | Haut |
|---------------------------|--------|------------------|-----------|--------|
| (en milliers) | | | | |
| Population | 64 984 | 64 984 | 64 984 | 66 882 |
| Nombre de ménages (14) | 29 688 | 29 688 | 29 688 | 30 095 |
| Population (15) active | 29 338 | 29 338 | 29 338 | 29 735 |

Les paramètres précités influent indirectement sur les prévisions de consommation d'électricité :

- le nombre de ménages dicte le nombre de résidences principales ;
- la population active conditionne le nombre d'emplois dans les secteurs productifs, et donc la consommation de ces secteurs.

2.3.4 – Développement de la MDE⁽¹⁶⁾

Deux variantes sont étudiées :

• une évolution tendancielle, prolongeant les politiques

(16)

Maîtrise de la demande de l'électricité.



actuelles en matière d'énergie et d'environnement;

• un type de développement correspondant à un renforcement des politiques environnementales et énergétiques, qui pourrait intervenir notamment dans le cas d'une plus forte mobilisation vis-à-vis du réchauffement climatique et de l'objectif de réduire par quatre les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici à 2050.

La variante environnementale correspond aux hypothèses suivantes :

- diminution des déplacements ;
- développement de l'agriculture biologique (moindre demande en engrais) ;
- recyclage accru (touche les secteurs de l'aluminium, de l'acier, du verre et du papier);
- concentration urbaine (densification de l'habitat pour limiter les déplacements automobiles et valoriser les énergies de réseau).

Elle est cohérente avec un niveau haut :

- de l'impact du train de réglementation thermique ;
- du développement du solaire thermique ;
- du prix de toutes les énergies ;
- de l'exploitation des gisements d'économies d'énergie dans les usages autres que le chauffage.

2.3.5 - Prix des hydrocarbures

L'hypothèse de référencement est celle d'une stabilisation des prix du pétrole et du gaz au niveau élevé actuel

(50 dollars par baril). Un scénario de prix durablement très élevés est également étudié (100 dollars par baril), qui serait de nature à peser sur la croissance économique mondiale.

2.3.6 – Corrélation prix électricité – hydrocarbures

Deux variantes sont étudiées :

- une variante où les prix de l'électricité ne suivent pas la hausse des prix du gaz et du pétrole, que ce soit du fait de coûts de production non corrélés à celui des combustibles fossiles ou par le jeu des tarifs régulés;
- une variante où la hausse générale du prix des énergies se répercute directement sur ceux de l'électricité, ce qui correspond à l'évolution observée dans un contexte de marchés européens.

Ces variantes ont des conséquences différenciées sur les substitutions entre formes d'énergie, ainsi que sur la mise en œuvre d'une MDE renforcée, dans le cas où le prix de l'électricité devient très élevé (c'est-à-dire corrélé à des prix très élevés des hydrocarbures).

2.3.7 - Scénarios retenus

Quatre scénarios, qui encadrent la demande à l'horizon 2020, ont été retenus. Ces scénarios ont été construits en recherchant les croisements d'hypothèses les plus pertinents pour l'ensemble des déterminants de la demande.

SCÉNARIOS DU BILAN PRÉVISIONNEL

| | Croissance du PIB | Hypothèse démographique | Développement de la MDE | Prix des hydrocarbures | Corrélation prix électricité / hydrocarbures |
|---------------|----------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|--|
| Haut | 2,3 % | Haute | Modéré | élevé | Faible |
| Référence | 2,3 % | Centrale | Modéré | élevé | Forte |
| MDE renforcée | 2,3 % | Centrale | Fort | élevé | Forte |
| Bas | 1,9 % | Centrale | Fort | Très élevé | Forte |

Le scénario « Référence » adopte l'hypothèse de référence pour chacun des déterminants.

Le scénario « Haut » retient l'ensemble des hypothèses qui tendent à majorer la consommation, dont la variante de démographie haute et les prix de l'électricité bas, favorisant un développement tendanciel plus orienté sur le marché. Le scénario « MDE renforcée » se distingue du scénario « Référence » uniquement par un renforcement des politiques environnementales.

Le scénario « Bas » retient l'ensemble des hypothèses qui tendent à minorer la consommation, dont le PIB à 1,9 % et les prix de l'énergie très élevés favorisant une MDE forte.

Prospective et prévision

Le Bilan Prévisionnel est un exercice de prévision et non un exercice de prospective. Les prévisions de consommation sont établies pour illustrer l'évolution probable de la consommation d'électricité au vu du contexte actuel et des orientations déjà prises. Il ne s'agit pas d'un exercice de prospective qui viserait à illustrer ce que pourrait être l'évolution future si telle ou telle décision était prise. Il n'est pas étudié ici

de scénario illustrant par exemple une relance volontariste de la consommation d'électricité en substitution d'autres énergies (passage au véhicule électrique par exemple), ni a contrario une limitation drastique de celle-ci (suppression du chauffage électrique par exemple). De tels scénarios dits de rupture relèvent au demeurant d'une réflexion de plus long terme (dans le cadre de la problématique facteur 4 à l'horizon 2050 par exemple).

2.4 – PRÉVISIONS GLOBALES EN ÉNERGIE

Les prévisions de consommation en énergie annuelle sont élaborées à partir d'un modèle sectoriel. La consommation d'énergie de chaque secteur ou usage est estimée par le produit de variables « extensives » — quantités produites, surfaces chauffées, volumes d'équipements par logement, etc. — et « intensives » — généralement des consommations unitaires par unité produite, par mètre carré, par logement, etc.

L'industrie, le tertiaire et le résidentiel sont les trois principaux secteurs sur le plan de la consommation d'électricité. Ils sont d'un poids sensiblement équivalent. Il convient d'y ajouter les secteurs du transport, de l'agriculture et de l'énergie, moindres consommateurs. Pour alimenter et exploiter ce modèle de prévision, RTE s'appuie sur le Centre d'étude et de recherches économiques sur l'énergie (Ceren). Des enquêtes statistiques permettent de caler ces variables sur les séries historiques passées. Leur projection dans l'avenir est réalisée pour les différents scénarios établis précédemment, en tenant compte des tendances actuelles et des infléchissements pertinents au vu des déterminants retenus. Les projections s'appuient chaque fois que possible sur les informations recueillies auprès des acteurs économiques concernés.

Les prévisions de consommation ainsi obtenues dans les quatre scénarios étudiés sont explicitées en détail dans l'annexe 1. Elles sont résumées dans le tableau suivant :

PRÉVISIONS DE CONSOMMATION PAR SECTEUR

| | | Horizo | n 2010 | | | Horizon 2020 | | | |
|-------------------------|-------|--------|--------|-------|-------|--------------|-------|-------|-------|
| TWh/an | 2004 | Bas | MDE | Réf. | Haut | Bas | MDE | Réf. | Haut |
| Industrie | 138,5 | 139,4 | 141,1 | 143,6 | 144,2 | 144,3 | 149,1 | 155,6 | 157,2 |
| Tertiaire | 114,7 | 123,1 | 126,1 | 131,2 | 131,9 | 129,9 | 135,8 | 150,2 | 153,3 |
| Résidentiel | 134,8 | 141,7 | 142,1 | 144,1 | 148,4 | 150,2 | 151,1 | 156,1 | 168,5 |
| Transport | 10,6 | 11,9 | 11,9 | 11,9 | 11,9 | 14,1 | 14,1 | 14,1 | 14,1 |
| Agriculture | 6,2 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,6 | 6,7/ | 6,7 | 6,7 |
| Énergie | 32,9 | 24,4 | 24,4 | 24,4 | 24,4 | 15,7 | 15,7 | 15,7 | 15,7 |
| Pertes | 30,9 | 31,4 | 31,7 | 32,4 | 32,8 | 32,4 | 33,2 | 35,0 | 36,3 |
| Consommation intérieure | 468,6 | 478 | 484 | 494 | 500 | 493 | 506 | 534 | 552 |



Il apparaît ainsi que, dans le scénario « Référence », la croissance de la consommation dans l'industrie suit un rythme modéré de 0,7 % par an. Le secteur tertiaire, avec un taux annuel moyen de 2,3 % jusqu'en 2010 et 1,4 % sur la décennie suivante, constitue le principal moteur de la croissance des consommations d'électricité. Quant au secteur résidentiel, dont le rythme de croissance est encore fort actuellement, les orientations de maîtrise de la

demande engagées depuis quelques années sont supposées l'infléchir, ramenant le taux annuel moyen à 1,1 % jusqu'en 2010, et 0,8 % au-delà.

Dans le scénario « Référence », la consommation totale en énergie croît en moyenne de 1,3 % par an sur la période 2004-2010 puis 1,0 % au-delà. Cela représente 6 puis 5 TWh par an de consommation supplémentaire d'électricité.

PRÉVISIONS DE CONSOMMATION GLOBALE

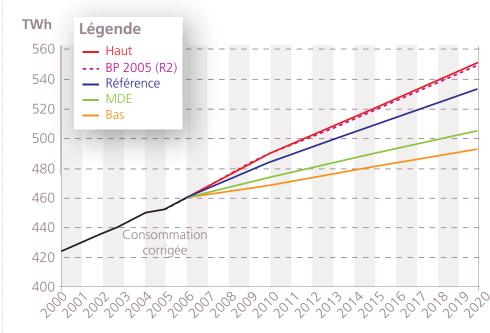
| | | rgie annuelle en TWh conditions normales | | Taux de croissance annuel moyen* | | | |
|----------------|-------|---|------|----------------------------------|-----------|---------------------|---------------------|
| | 2006 | 2010 | 2020 | 2004-2010 | 2010-2020 | 2004-2010 TWh/an | 2010-2020 TWh/an |
| Haut | | 500 | 552 | 1,5 % | 1,2 % | 7// | 6 |
| Référence | 469,3 | 494 | 534 | 1,3 % | 1,0 % | 6//6 | 5 |
| MDE renforcée | | 484 | 506 | 0,9 % | 0,7 % | 4//4 | 3 |
| Bas | | 478 | 493 | 0,7 % | 0,5 % | 3/// | 2// |
| BP 2005** (R2) | | 506 | 550 | 1,5 % | 1,2 % | 7//1// | 6/// |

^{*} Calculé en s'affranchissant des variations du secteur énergie.

Au sein du secteur énergie figure l'activité spécifique d'enrichissement de l'uranium. Le changement de procédé d'enrichissement (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation) s'accompagnera d'une très forte réduction de la consommation d'électricité à l'arrêt de l'usine existante (horizon 2012).

^{**} Scénario de référence (appelé R2) du Bilan Prévisionnel de 2005, ramené « hors Corse » pour être homogène au nouveau périmètre du Bilan Prévisionnel 2007.





2.5 – IMPACT DE LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

2.5.1 - Questions de méthode

L'effet des mesures de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) est pris en compte dans les scénarios de prévisions de consommation du Bilan Prévisionnel en jouant sur les variables d'entrée du modèle de prévision : par exemple, les consommations unitaires sont diminuées dans les scénarios où la MDE est renforcée ; ou encore, la part de l'électricité dans les usages thermiques est diminuée du fait de la pénétration d'équipements utilisant des sources d'énergies renouvelables.

Chaque mesure de MDE prise séparément permet de réduire la consommation finale. Par exemple, une meilleure isolation de l'habitat (effet des réglementations thermiques) diminue la consommation unitaire de chauffage. Si, dans le même temps, l'installation d'une pompe à chaleur est réalisée (incitée par les mesures de crédit d'impôt), la consommation unitaire du logement sera encore plus faible. Cependant, il ne serait pas pertinent d'additionner les gains élémentaires de chacune de ces mesures. L'approche retenue a l'avantage de présenter des consommations unitaires qui résultent de la combinaison des différentes mesures de MDE replacées dans leur contexte technique et économique, ce qui est un gage de cohérence des consommations globales issues du modèle.

Une autre méthode, qui n'est donc pas celle retenue ici, consiste à élaborer un scénario tendanciel dépourvu de toute mesure de MDE et à quantifier l'impact élémentaire de différentes mesures de MDE envisagées ou envisageables. On soustrait ensuite du scénario tendanciel les consommations évitées en cumulant les mesures de MDE. Cette méthode



 $(17)_{-}$

Effet comportemental de nature à limiter les gains permis par la technologie : une amélioration technique apporte une réduction des consommations, qui induit une baisse de la facture énergétique, laquelle peut eneendrer un comportement moins économe en énergie.

rend plus lisible l'effet des mesures de MDE mais elle présente le risque de générer des consommations globales sans garantie de cohérence. Elle peut conduire à surestimer la réduction totale de consommation par l'effet de « doubles comptes » ou la non-prise en compte des « effets rebonds »(17).

Pour revenir à la méthode utilisée ici, l'effet des mesures de MDE est donc présent dans les quatre scénarios. Il est en revanche délicat de l'isoler des autres effets qui modifient les variables d'entrée. Par exemple, dans le cas d'une baisse de la consommation unitaire, il est subjectif d'identifier la part résultant de mesures de MDE volontaristes (par exemple les réglementations thermiques) de celle qui découle d'un simple progrès technique indépendant de toute mesure. Ou encore, il est difficile de discriminer la cause d'une réduction de consommation unitaire lorsqu'elle résulte simultanément d'un effet de réglementation et d'un effet de prix. La quantification de l'effet des mesures de MDE présentée dans ce chapitre doit donc être considérée comme une estimation à utiliser avec prudence.

2.5.2 - Quantification de l'effet de la MDE dans les différents scénarios

Aucun des scénarios de prévisions présentés dans le Bilan Prévisionnel n'est un scénario « tendanciel » strictement parlant, affichant ce que serait la consommation d'électricité si aucune action de MDE n'était d'ores et déjà engagée. A contrario, tous prennent en compte l'effet des mesures MDE, mais avec des degrés divers d'efficacité et de renforcement futur.

Ainsi, dans le scénario « Référence », comme dans le

scénario « Haut », les mesures de MDE ont un effet modéré. Par exemple, la réglementation thermique et ses renforcements sont présents, mais avec une efficacité limitée à 50 % par rapport à leur objectif.

Dans le scénario « MDE renforcée » et dans le scénario « Bas » (l'intégralité des mesures de MDE est repris dans le scénario « Bas »), les mêmes mesures sont renforcées. Par exemple, la réglementation thermique est supposée atteindre 100 % de son objectif.

Pour quantifier l'ampleur des effets de MDE présents dans les différents scénarios, on a estimé ce que serait la consommation en remettant l'ensemble des variables sensibles aux mesures de MDE à leur valeur initiale hors mesure MDE (on recrée donc sommairement un scénario tendanciel, sans réglementation thermique, sans crédit d'impôt, sans lampes basse consommation, etc). Par différence, on en déduit les volumes de réduction de consommation imputables à la MDE. Elles sont présentées dans le tableau cicontre.

Il apparaît que les réductions sont essentiellement le fruit, par ordre décroissant d'importance :

- de l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils, notamment dans l'électroménager, et du progrès technique;
- de l'effet des réglementations thermiques sur le chauffage et la climatisation;
- de la diffusion des lampes à basse consommation pour l'usage éclairage;
- de l'effet des crédits d'impôt et autres mesures fiscales (aides régionales...);
- de l'effet des certificats d'économie d'énergie.

ESTIMATION DE L'EFFET GLOBAL DES ACTIONS DE MDE À L'HORIZON 2020

| | Bas | MDE | Référence | Haut |
|--------------------------------------|------------|-----------|------------|------------|
| (en TWh) | Das | MIDE | Reference | Haut |
| Industrie | - 4,8 | - 8,7 | - 2,5 | - 2,5 |
| Tertiaire | - 19,7 | - 21,7// | - 9,5 | -10,0 |
| dont Chauffage | ///-3,7/ | - 4,6 | /////-2,9/ | ////-3,4 |
| dont Climatisation | ///-/3,0// | ///-3,2/ | /////-1,1/ | ////-1,2/ |
| dont Éclairage | ///- 7,0/ | ///-7,7/ | - 2,9 | ////-2,9/ |
| dont Autre électricité spécifique | - 5,3 | - 5,5 | - 2,0 | - 2,0 |
| Résidentiel | - 27,9 | /- 27,0// | - 22,8 | - 22,5 |
| dont Chauffage | ///-7,0/ | ///- 7,0 | ////-4,7 | ////- 5,4/ |
| dont Eau chaude | ///-1,7/ | ///- 1,7 | - 1,8 | - 1,9 |
| dont Cuisson | ///-3,1/ | ///-3,1/ | -3,1 | - 3,5 |
| dont Éclairage | ///-3,9/ | ///-/3,7/ | -3,4 | ////-3,1/ |
| dont Électroménager (lavage + froid) | - 9,1 | - 8,7 | - 8,0 | ////-7,4/ |
| dont Autre électricité spécifique | ///-3,2/ | ///-2,8/ | - 1,9 | - 1,1 |
| Total des effets MDE | - 52,4 | -57,4 | - 34,8 | - 35,0 |

On notera en particulier que les mesures de MDE sont déjà largement prises en compte dans le scénario « Référence ». C'est le cas, en particulier, dans le secteur résidentiel, de la diffusion des lampes basse

consommation et de l'amélioration des performances énergétiques des appareils électroménagers. Une analyse détaillée des hypothèses qui conduisent à ces estimations est présentée en annexe 2.

2.6 – COMPARAISON PAR RAPPORT AU PRÉCÉDENT BILAN PRÉVISIONNEL PUBLIÉ EN 2005

2.6.1 - Origine de la révision à la baisse

Ainsi que cela transparaît au travers des chapitres précédents, deux évolutions majeures ont été observées depuis les prévisions de consommation réalisées dans le cadre du Bilan Prévisionnel publié en juillet 2005 :

- le recul du niveau de consommation dans le secteur de l'industrie observé en 2005 et dans une moindre mesure en 2006, auquel s'ajoute d'ailleurs la baisse de la consommation du secteur énergie;
- l'accélération de la mise en place d'une politique de MDE volontaire, tant par ses objectifs (baisse de l'intensité énergétique fixée par la loi POPE) que par les actions initiées (réglementations

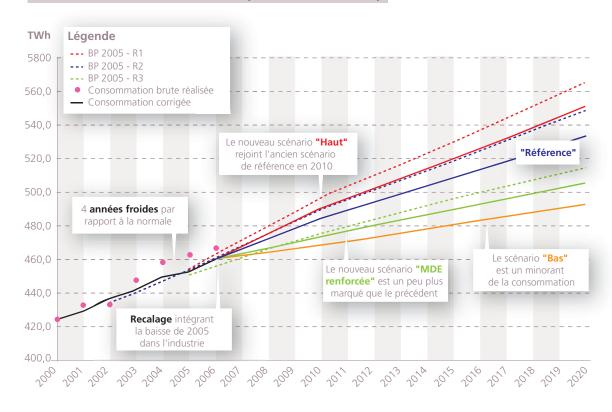
thermiques, certificats d'économie d'énergie, crédits d'impôt...).

Si les objectifs fixés en matière d'efficacité énergétique s'entendent toutes énergies confondues, la nature des actions engagées montre qu'il n'y a pas aujourd'hui de volonté d'exclure la consommation d'électricité des efforts à engager. Ce point est également confirmé par la mise à jour du Plan climat et l'attribution plus restrictive des quotas de CO₂ qui n'épargnent pas le secteur électrique.

Ces évolutions ont été plus rapides que les analyses ne le laissaient penser si on se réfère aux travaux de la programmation pluriannuelle des investissements de 2005 qui avaient permis de valider les prévisions de RTE faites à l'époque. Leur prise en compte dans le Bilan Prévisionnel 2007 a naturellement pour effet de repositionner les prévisions de consommation à un niveau inférieur à celui de 2005. Trois scénarios avaient été publiés en 2005 : un scénario haut R1, un scénario de référence R2 et un

scénario bas R3. Le nouveau scénario « Référence » se situe aujourd'hui à mi-distance entre l'ancienne référence R2 et l'ancien scénario environnemental R3. Le scénario « Haut » des nouvelles prévisions reste toutefois proche de l'ancien scénario de référence.

PRÉVISIONS DE CONSOMMATION BP 2007 (HORS SECTEUR ÉNERGIE)



2.6.2 – Comparaison entre le scénarios R2 du BP 2005 et le scénario « Référence » du BP 2007

• Périmètre hors Corse

Pour comparer les prévisions de consommation du Bilan Prévisionnel 2005 et du Bilan 2007, il convient au préalable de procéder à un recalage destiné à se rapporter au même périmètre de consommation. En effet, les prévisions du BP 2007 sont établies hors Corse, ce qui représente environ 2 TWh de consommation en moins.

• Secteur énergie : recalage à la suite de la baisse observée en 2006

Le second élément de recalage concerne l'horizon 2010, pour lequel la consommation de l'activité du

secteur énergie, dont la composante prépondérante est liée à l'activité d'enrichissement de l'uranium, a été révisée à la baisse.

• Industrie : recalage et révision à la baisse de la tendance

C'est la principale source de révision à la baisse. Les nouvelles prévisions intègrent les fortes baisses déjà constatées sur la grande industrie en 2005 et 2006 et prennent acte de cette tendance dans les années à venir, si bien que le taux de croissance dans l'industrie est révisé à la baisse. Cela conduit à une révision à la baisse de 5 TWh en 2010 (le recul de 2005-2006 en explique quasiment la totalité) et de 17 TWh en 2020, sous l'effet du prolongement de tendance.

• Tertiaire : hausse d'activité compensée par la MDE

La révision à la baisse de l'activité dans la grande industrie a conduit à reconsidérer à la hausse celle de la petite industrie et du tertiaire (dans la mesure où la croissance globale du PIB est une hypothèse maintenue stable). Le secteur tertiaire porte ainsi la croissance dans les 15 prochaines années, avec un taux de croissance légèrement supérieur à celui du précédent Bilan Prévisionnel.

Cependant, à niveau d'activité économique équivalent, ces secteurs sont moins consommateurs d'énergie que les industries électro-intensives. De surcroît, ils sont plus sensibles aux mesures de MDE qui sont mises en place.

Le renforcement de ces dernières depuis les précédentes prévisions compense en grande partie le report d'activité vers le tertiaire, si bien que le niveau de consommation prévu pour 2010 est inchangé par rapport aux anciennes prévisions, et celui pour 2020 est rehaussé de 2 TWh seulement.

• Résidentiel : hausse de la démographie compensée par la MDE

La prise en compte des nouvelles publications de l'Insee (hausse de la population par rapport aux scénarios du BP 2005), conduit à une augmentation de la consommation du secteur résidentiel. Cette augmentation est cependant compensée par la prise en compte des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique qui modèrent la croissance. Il s'ensuit que les prévisions 2007 sont stables par rapport à celles de 2005.

Pertes

La moindre consommation finale induit mécaniquement une révision à la baisse du niveau des pertes sur le réseau à hauteur de 1 TWh en 2010 et 2020.

Synthèse

Le tableau suivant récapitule l'explication des révisions à la baisse des prévisions de consommation.

COMPARAISON DES PRÉVISIONS 2005 ET 2007

| (en TWh) | 2010 | 2020 | Observation |
|--------------------------------|-------|-----------|--|
| Prévision 2005 – R2 | 508 | 552 | y compris Corse |
| Prévision 2007 – « Référence » | 494 | 534 | hors Corse |
| Différence | -14 | -18 | |
| Dont Recalage Corse | -2/// | ////-2/// | |
| Dont Secteur énergie | -6 | 0 | |
| Dont Industrie | -5 | - 17 | Recul depuis 2005, tendance révisée à la baisse |
| Dont Tertiaire | 0 | +2 | Hausse d'activité compensée par la MDE |
| Dont Résidentiel | 0 | 0 | Hausse démographique compensée par la MDE |
| Dont Pertes | -1 | -1 | Effet induit par les baisses précédentes |

2.7 – COMPARAISON AVEC LES SCÉNARIOS EXTERNES

Le présent paragraphe a pour objet de discuter du positionnement des scénarios de consommation du Bilan Prévisionnel par rapport à ceux élaborés par divers acteurs. Les éléments cités dans ce paragraphe sont publics, généralement accessibles sur Internet. Le commentaire qui en est fait ici ne saurait engager la responsabilité de leurs auteurs.

2.7.1 - Les différentes approches

Les scénarios de consommation du Bilan Prévisionnel de RTE sont des « prévisions ». Ils sont bien entendus soumis à de fortes incertitudes, toute prévision étant par nature faillible. Mais l'emploi de ce mot plutôt qu'un autre souligne l'effort de réalisme qui préside à l'élaboration de ces scénarios : l'objectif est d'estimer la situation la plus probable dans laquelle se trouvera le système électrique demain. C'est la notion de « best estimate », en anglais. Dans cette démarche, RTE, en tant que Gestionnaire du Réseau de Transport indépendant, veille à respecter le principe de neutralité vis-à-vis des acteurs du système électrique.

Parmi les autres approches développées dans le domaine, deux font généralement référence.

La première est l'approche « tendancielle », dite « business as usual » en anglais. Dans cette approche, il ne s'agit pas de décrire l'évolution probable de la situation, mais d'illustrer ce qui se produirait si « on ne faisait rien », c'est-à-dire si aucune mesure n'était prise pour infléchir le cours des choses à compter du moment où l'exercice est mené. Ce type de scénario sert de référence pour estimer les enjeux des décisions à prendre pour atteindre un objectif différent de la tendance naturelle.

La seconde est la démarche « prospective ». Cette fois-ci, il s'agit de décrire l'évolution possible de la situation si on se donne les moyens d'infléchir le cours de choses. Cette démarche est très ouverte, dans la mesure où elle peut illustrer des mesures ayant des objectifs très différents. Dans cette catégorie, on trouvera par exemple les scénarios ayant pour but d'illustrer les trajectoires possibles pour respecter l'objectif de division par quatre des émissions de CO₂ à l'horizon 2050. Concernant l'électricité, on pourra y trouver aussi bien des scénarios envisageant une forte croissance de la consommation d'électricité, sous-tendue par une production non émettrice de CO₂, ou au contraire des scénarios réduisant cette consommation grâce à une politique très volontariste d'amélioration de l'efficacité énergétique. L'objectif de ces scénarios est d'illustrer l'effet de différentes politiques et d'éclairer les décisions à prendre.

Certains sont ouvertement associés à des prises de position « militantes » dans le débat sur la politique énergétique.

2.7.2 - Le périmètre étudié

À supposer que le positionnement des différents exercices soit connu, un autre écueil est à éviter avant de mener la comparaison entre scénarios : celui des différences liées au périmètre étudié. Parmi les principaux points d'attention dont il convient de savoir s'ils sont inclus ou non :

- la Corse et les Dom ;
- les pertes sur les réseaux ;
- le pompage ;
- la consommation du secteur énergie ;
- la consommation des auxiliaires des centrales.

Enfin, dernier point à souligner : certains scénarios sont présentés en tep, afin d'être intégrés à l'évolution globale de la consommation d'énergie. La conversion des tep en TWh doit être réalisée avec vigilance car le facteur de conversion diffère selon que l'on parle de consommation finale ou de production d'électricité.

2.7.3 - Exemple de comparaison

Pour illustrer les propos précédents, on propose ici de positionner les scénarios de consommation du BP 2007 par rapport à ceux élaborés par la DGEMP dans ses études prospectives sur la consommation d'énergie. La raison de ce choix tient à la valeur de référence qu'ont ces scénarios émanant des services de l'État.

L'objectif de l'étude⁽¹⁸⁾ de la DGEMP réalisée en 2005 était de produire un scénario tendanciel de référence 2050 et un scénario « facteur 4 » permet-

$(18)_{-}$

« Étude pour une prospective énereétique concernant la France » - Rapport final - Observatnice de l'Énergie - DGEMP -01/02/2005.

tant la réduction par quatre des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, avec des projections intermédiaires 2010, 2020 et 2030.

Le scénario tendanciel correspond à une évolution de la demande d'énergie qui prolonge les tendances du passé et où aucune politique nouvelle n'est adoptée. Les principales hypothèses prises en compte étaient : un PIB à 2,3 %, les projections Insee de 2003, un prix du pétrole à 30 dollars le baril.

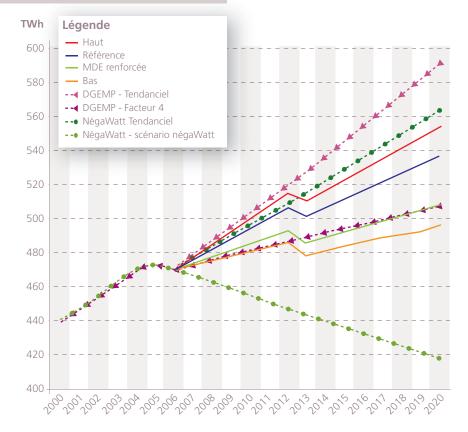
Pour compléter cet exercice par une vision alternative, on a retenu à titre d'exemple la comparaison avec les scénarios élaborés par l'association négaWatt, qui milite en faveur de la réduction de la consommation d'électricité. Ces scénarios ont été

exposés dans le cadre du débat public sur l'EPR et portent sur un périmètre d'étude comparable à celui de RTE.

NégaWatt présente un premier scénario tendanciel qui affiche sensiblement les mêmes tendances que celui de la DGEMP. Un second scénario vise à réduire la consommation d'électricité en s'appuyant sur les concepts de sobriété, d'efficacité énergétique (bâtiments, transports, appareils) et un fort développement des énergies renouvelables. Il va jusqu'à suggérer la suppression du chauffage électrique.

Le graphique suivant présente le positionnement de ces divers scénarios.

COMPARAISON DES SCÉNARIOS DE CONSOMMATION



Les scénarios de l'actuel Bilan Prévisionnel se situent dans une fourchette comprise entre le scénario tendanciel de la DGEMP et le scénario négaWatt (avec un écart plus marqué par rapport au scénario négaWatt).

Plus précisément, il est intéressant de noter que le scénario « Haut » du Bilan Prévisionnel se confond

avec le scénario tendanciel de la DGEMP au moins en première période (d'ici à 2010) avant de s'infléchir ensuite. Par ailleurs, le scénario « MDE renforcée » se trouve au niveau du scénario « facteur 4 » de la DGEMP, ce qui le positionnerait sur une trajectoire compatible avec les objectifs de long terme en matière de politique énergétique. Le fait que le

scénario « Référence » de RTE se situe entre les deux est conforme au réalisme attendu de l'exercice.

Enfin, pour donner du poids à ce constat plutôt rassurant, il convient de souligner que les méthodes d'élaboration des scénarios de la DGEMP et de RTE s'appuient sur des approches radicalement différentes : la première utilise un modèle économétrique, la seconde un modèle sectoriel analytique. Pour construire ces scénarios, la DGEMP et RTE font appel chacun à des cabinets d'études différents.

2.8 – COMPARAISON AVEC D'AUTRES PAYS EUROPÉENS

Afin de compléter ce comparatif, il est intéressant de positionner les prévisions de croissance de la consommation d'électricité par rapport à celles de nos voisins européens. Malgré des différences structurelles dans les consommations (le chauffage électrique est plus développé en France), la relative homogénéité des niveaux de vie et des croissances économiques justifie la pertinence de cette intercomparaison.

On se réfère pour cela aux travaux de l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE) qui est l'association des gestionnaires de réseau sur la plaque continentale de l'Union européenne. Elle assure la coordination technique entre gestionnaires de réseaux et publie régulièrement statistiques et prévisions concernant l'évolution du système électrique. Dans ce cadre, elle publie des prévisions de consommations⁽¹⁹⁾ reprises dans la carte ci-dessous.

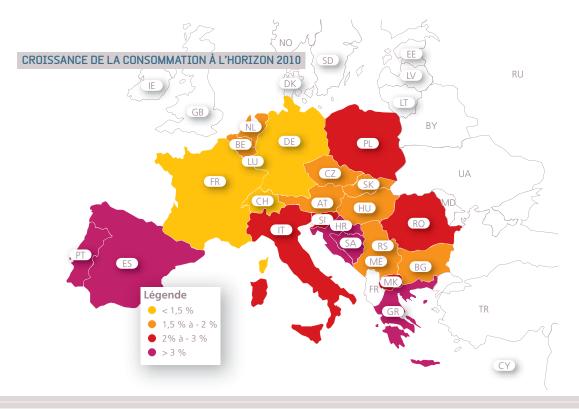
Depuis plusieurs années, la croissance de la consommation d'électricité ralentit dans l'ouest et le nord de

l'Europe pour se situer aujourd'hui entre 1 % et 2 % par an, voire moins. Ainsi le taux de croissance du scénario « Référence » pour la France (1,3 % jusqu'en 2010) se situe dans la moyenne des taux adoptés dans les pays d'Europe de l'ouest, et est plus élevé que ceux retenus en Allemagne (+ 0,4 % sur les prochaines années) et en Angleterre (+ 0,7 % par an pour les cinq prochaines années en scénario central, encadré par un scénario à + 0,1 % et un autre à + 1,6 %).

La croissance de la consommation est plus soutenue dans le Sud (Espagne, Portugal, Italie, Grèce) où la croissance économique reste dynamique et où se développent en particulier les usages d'été (climatisation), au point que les pointes de consommation commencent à y advenir en été.

Elle est également très soutenue dans l'Est, du fait de la forte croissance économique des pays nouvellement entrés dans l'Union européenne.





2.9 – PRÉVISIONS EN PUISSANCE

La problématique de sécurité de l'équilibre offre – demande qui est au cœur du Bilan Prévisionnel repose sur l'appel de puissance au moment des pointes hivernales. En effet, comme il n'est pas possible de stocker l'électricité, la production doit égaler la consommation à tout moment, obligeant à installer des moyens de production en quantité

suffisante pour satisfaire la demande instantanée maximale

2.9.1 - Pointes de consommation réalisées

Le tableau suivant présente l'évolution des pointes de consommation enregistrées en France (hors Corse) chaque année de 2001 à 2006.

POINTES DE CONSOMMATION RÉALISÉES

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|-------------------------|---------|---------|--------|---------|---------|---------|
| Puissance maximale (GW) | 79,6 | 79,7 | 83,5 | 81,4 | 86,0 | 86,3 |
| Date du maximum | (17/12) | (10/12) | (9/01) | (22/12) | (28/02) | (27/01) |

Le niveau maximal de consommation nationale atteint à ce jour est de 86,3 GW. Il a été enregistré le vendredi 27 janvier 2006 à 19 heures, alors que la température moyenne en France s'établissait à – 1,1 °C, et que les effacements de consommation n'avaient pas été sollicités.

Il a cependant été approché au cours du dernier hiver : la puissance appelée le jeudi 25 janvier 2007 à 19 heures s'est élevée à 85,8 GW, dans des conditions de température très voisines de celles rencontrées un an auparavant (température moyenne France de – 1,2 °C); mais, à la différence de l'année précédente, les effacements EJP étaient activés sur l'ensemble de la France, réduisant la demande d'une valeur estimée à un peu plus de 2,3 GW.

2.9.2 - Prévision des puissances de pointe

Les prévisions de consommation en puissance sont établies à partir des prévisions en énergie annuelle sectorielles, telles qu'elles viennent d'être présentées. Pour chaque secteur, l'énergie annuelle est convertie en puissance à chaque point horaire de l'année à l'aide de courbes de charge types, déduites du profil de puissance observé dans ce secteur au cours des années les plus récentes. La puissance totale appelée à pas horaire est ensuite construite en additionnant les courbes de charge de tous les secteurs.

Les usages sensibles au climat (chauffage électrique en hiver principalement, mais aussi climatisation en été) sont susceptibles d'induire des excursions de puissance considérables en fonction des réalisations de température extérieure. La demande en puissance correspondant aux températures normales, même si elle fournit des indications précieuses, ne peut pas prétendre représenter valablement à elle seule l'impact de ces usages. Pour tenir compte de la diversité des situations climatiques envisageables, un jeu de chroniques annuelles de températures a été constitué, et la demande émanant du parc de locaux chauffés et climatisés est estimée, à pas horaire, pour chacune de ces chroniques.

Deux grandeurs permettent de figurer le niveau et la dispersion des puissances maximales susceptibles d'être atteintes dans les prochaines années :

- la pointe à température normale : elle se situe en jour ouvrable de début janvier (époque où la température normale est la plus basse) à 19 heures ; comme la température normale est la moyenne des températures attendues pour un jour donné, et que la distribution des températures est (presque) symétrique autour de cette moyenne, la valeur de la pointe à température normale a pratiquement une chance sur deux d'être dépassée chaque jour ouvrable de janvier, et encore près d'une chance sur deux d'être dépassée en jour ouvrable de décembre ou février ;
- la pointe « à une chance sur dix » : il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver ; ou, dit



autrement, du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans. Il est estimé à partir des courbes de charges horaires établies pour toutes les chroniques de température : dans une première étape, on retient le maximum annuel en puissance de chacune d'elles ; puis, parmi ces maxima, celui qui se

situe au 9° décile de la distribution. La pointe « à une chance sur dix » donne une indication assez réaliste du niveau de l'offre à développer.

L'évolution de ces deux grandeurs au cours du temps est présentée dans le tableau ci-après, pour le scénario « Référence ».

PRÉVISIONS DE PUISSANCE À LA POINTE DANS LE SCÉNARIO « RÉFÉRENCE »

| (en GW) | 2005-06 | 2009-10 | 2014-15 | 2019-20 |
|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Pointe à température normale | 79,5 | 83,5 | 86,6 | 90,9 |
| Pointe « à une chance sur dix » | 90,5 | 95,0 | 98,6 | 103,4 |

Pour les valeurs réalisées de 2005-2006, la pointe à température normale correspond aux observations, corrigées de la température et des effacements. Celle à une chance sur dix est estimée à partir du jeu

de chroniques climatiques utilisées en prévision. Selon les divers scénarios de demande qui ont été construits, les puissances attendues « à une chance sur dix » diffèrent sensiblement :

PRÉVISIONS DE PUISSANCE À LA POINTE « À UNE CHANCE SUR DIX »

| (en GW) | 2005-06 | 2009-10 | 2014-15 | 2019-20 |
|----------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Scénario « Haut » | | 97,0 | 102,4 | 108,9 |
| Scénario « Référence » | 90,5 | 95,0 | 98,6 | 103,4 |
| Scénario « MDE renforcée » | | 92,8 | 94,5 | 97,5 |

2.9.3 – Comparaison aux prévisions en puissance du Bilan Prévisionnel 2005

Ces prévisions en puissance, notamment celles à une chance sur dix dans le scénario « Référence », sont très proches de celles établies pour le précédent Bilan Prévisionnel, contrairement aux prévisions en énergie qui ont été sensiblement revues à la baisse. Cette divergence entre le comportement de l'énergie annuelle et des puissances de pointe tient à de substantielles différences dans la structure des consommations.

D'une part, la baisse de la consommation dans la grande industrie affecte des usages qui ont un profil en puissance relativement plat (usages en base). Leur diminution relative a pour effet d'accentuer le profil de charge de la consommation globale. D'autre part, les usages spécifiques de l'électricité continuent à être le moteur de la croissance, que ce soit dans le tertiaire ou le résidentiel. Ces usages spécifiques ont la caractéristique d'être plus fortement concentrés sur les périodes de la journée où l'activité est élevée et contribuent à l'accroissement des pointes de consommation.

Enfin, le développement du chauffage électrique est actuellement conséquent, notamment du fait des prix de l'électricité comparés à ceux des autres énergies. Cet usage saisonnalisé accentue les pointes de consommation, et ce y compris dans l'hypothèse d'un recours accru aux pompes à chaleur (cf. encadré ci-contre) .

Les pompes à chaleur (PAC)

Les pompes à chaleur (PAC) sont des équipements qui prélèvent la chaleur du milieu extérieur (atmosphère, sol ou eau), à basse température, et qui la restituent à température plus élevée pour assurer le chauffage des locaux, voire la production d'eau chaude sanitaire.

Le rapport entre l'énergie restituée et l'énergie électrique consommée, dit coefficient de performance (COP) est généralement compris entre 2 et 4 : pour fournir 1 kWh à l'intérieur d'un logement, il n'est le plus souvent nécessaire de consommer que 0,25 à 0,5 kWh d'électricité, le complément étant apporté (gratuitement) par le milieu extérieur. L'efficacité énergétique du mode de chauffage par des PAC apparaît ainsi bien meilleure que celle du chauffage électrique conventionnel par effet Joule (avec lequel 1 kWh d'énergie utile nécessite de consommer 1 kWh d'électricité) ou que celle des chaudières à combustible (de l'ordre de 1,2 à 1,4 kWh de combustible, compte tenu du rendement des chaudières, pour 1 kWh d'énergie utile).

Cette conclusion demande cependant à être nuancée dans les situations de grand froid. Tout d'abord, le COP n'est pas constant, mais diminue quand l'écart de température entre les milieux de prélèvement et de restitution augmente; cet effet est surtout sensible avec les PAC qui puisent la chaleur dans l'atmosphère (deux tiers de celles installées en France récemment). De plus, l'optimisation du dimensionnement des PAC, de tout type, fait apparaître un phénomène de saturation: jusqu'à un certain seuil, les besoins de chaleur

sont partiellement satisfaits par le milieu extérieur; au-delà, les besoins complémentaires doivent être satisfaits intégralement par une autre énergie, soit de l'électricité (la quasi-totalité des équipements commercialisés sont d'ailleurs munis d'une résistance électrique destinée à fournir un appoint quand la quantité de chaleur demandée devient trop importante pour la PAC), soit un autre combustible (configuration envisageable principalement dans l'habitat existant, en conservant la chaudière déjà installée).

Limitée à des situations qui ne se rencontrent que quelques jours par an, l'apparition de ces phénomènes n'altère pas significativement l'intérêt des PAC en termes de consommation énergétique annuelle. Si l'énergie d'appoint devait être intégralement électrique, il induirait cependant un profil d'appel en puissance encore plus contrasté que celui du chauffage électrique par effet Joule : pour un même volume d'énergie annuelle consommée (correspondant à davantage de logements, même moins bien isolés), la puissance appelée serait moindre lors des jours doux ou modérément froids, mais supérieure lors des jours très froids.

Il y a donc nécessité de suivre avec attention le développement des PAC, déjà bien amorcé (53 500 PAC installées en France en 2006, plus du double de l'année précédente) et fortement stimulé par l'éligibilité au crédit d'impôt et l'attribution de Certificats d'économie d'énergie.

2.9.4 - Effacements de consommation

La puissance appelée aux moments des pointes extrêmes peut être réduite par des actions des consommateurs, soit en utilisant une autre énergie que l'électricité pour les usages à satisfaire à ces moments-là (chauffage bi-énergie, par exemple), soit en reportant ces usages à un moment où la demande totale est moindre. Ces effacements de consommation en pointe, consentis par les consommateurs, font partie des moyens normaux de régulation de l'équilibre offre – demande, au même titre que les moyens de production.

Le premier mécanisme d'effacements de consommation

apparu historiquement, et toujours le plus important en termes de réduction de puissance, repose sur l'envoi d'un signal tarifaire. Le principe des tarifs EJP (et Tempo, qui leur a succédé) est de proposer des prix très élevés sur 22 périodes de 18 heures, que le fournisseur d'énergie fixe à sa discrétion en informant les consommateurs juste la veille, chaque année entre le 1er novembre et le 31 mars, en contrepartie de prix plus attractifs en dehors de ces périodes. Préalablement à l'ouverture des marchés, en 1999, ces tarifs procuraient une capacité de 6 000 MW. Réservés depuis aux clients non éligibles⁽²⁰⁾, ou n'ayant pas exercé leur droit à l'éligibilité, ils ne

 $(20)_{-}$

En France, l'ouverture du marché a été progressive. L'éligibilité au choix du fournisseur d'énergie a concerné dans un premiers temps les consommateurs. industriels; en juillet 2004, elle s'est étendue aux autres consommateurs professionnels (tertiaire et industrie): les particuliers (consommateurs du secteur résidentiel) sont éligibles depuis le 1er juillet 2007.

 $(21)_{-}$

Le mécanisme d'ajustement (MA) recueille l'ensemble des offres de modulation de puissance faites par les producteurs ou les consommateurs dont RTE a besoin pour maintenir l'équilibre production consommation en temps réel. Pour plus de détails sur son fonctionnement, se reporter à www.rte-france.com, rubrique « Offres et Services ».

procuraient plus que 2 800 MW au cours de l'hiver 2006-2007. Toutefois, certains consommateurs éligibles ont conservé la capacité de réduire leur consommation à la demande de leur fournisseur, ajoutant de la sorte 1 000 MW d'effacements supplémentaires, disponibles à tout moment de l'année, sans encadrement contraignant de la durée d'utilisation.

Les premières phases d'ouverture à la concurrence se sont ainsi traduites par une érosion sensible des effacements de puissance. Pour l'avenir, la principale question est de savoir ce qu'il adviendra de la capacité d'effacements restante après le 1^{er} juillet 2007, date d'ouverture totale des marchés.

À court terme, la loi du 7 décembre 2006 ayant prolongé l'existence des tarifs administrés au-delà du 1er juillet 2007, il semble qu'elle puisse être maintenue à son niveau actuel auprès des consommateurs du secteur résidentiel. Le dispositif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) va même temporairement permettre de reconquérir une partie du potentiel d'effacements perdu depuis 1999, puisqu'un certain nombre de consommateurs ayant opté pour ce nouveau tarif réglementé ont choisi l'option EJP. Cependant, la pérennité dans le temps de ces dispositions n'est pas garantie ; l'usage du Tartam, en particulier, est en principe limité à une durée de deux ans.

D'autres mécanismes permettent également, au

moins en théorie, de susciter des capacités d'effacement : il s'agit essentiellement de la participation des consommateurs (surtout les plus gros) au mécanisme d'ajustement⁽²¹⁾ (MA), où ils pourraient déposer des « offres à la hausse » (sachant qu'un effacement de consommation est équivalent, du point de vue de l'ajustement, à une augmentation de production) ; et de la contractualisation d'effacements par RTE directement auprès de consommateurs, comme l'autorise l'article 4 de la loi du 9 août 2004. Ces possibilités, déjà offertes aujourd'hui, ne sont cependant que très peu utilisées.

À plus long terme, le remplacement des équipements de comptage chez les utilisateurs finaux par des équipements associant de nouvelles fonctionnalités (compteurs intelligents) permettra vraisemblablement une gestion plus fine des appels de puissance. Préalablement à leur diffusion, ces compteurs doivent faire l'objet d'une expérimentation à grande échelle en 2009 et 2010. Il n'est donc pas possible aujourd'hui de savoir précisément quelles fonctionnalités contiendront ces compteurs, ni *a fortiori* quel usage pourront en faire les fournisseurs d'énergie.

Face à toutes ces incertitudes, l'hypothèse, prudente, qui a été formulée pour ce Bilan Prévisionnel, est celle de la poursuite de l'érosion du potentiel d'effacement (toutes catégories de consommateurs confondues) jusqu'à 3 GW, en 2010, et d'un maintien à ce niveau au-delà.



OFFRE DE PRODUCTION

- Vue d'ensemble du parc actuel
- 2 Production nucléaire
- 3 Production thermique classique centralisée
- 4 Production thermique classique décentralisée
- **5** Production hydraulique
- 6 Production éolienne



3 Offre de production

Toutes les valeurs de puissance des moyens de production présentées dans cette section sont exprimées nettes des consommations des auxiliaires.

3.1 – VUE D'ENSEMBLE DU PARC ACTUEL

Au 1^{er} janvier 2007, la capacité totale des moyens de production installés en France s'élevait à 115,4 GW. Toutefois, pour des raisons qui seront explicitées ci-dessous, certains des équipements installés ne peuvent pas être exploités.

La répartition par grande filière de production et selon le réseau de raccordement (Réseau Public de Transport, exploité par RTE, ou réseaux de distribution) est donnée dans le tableau suivant :

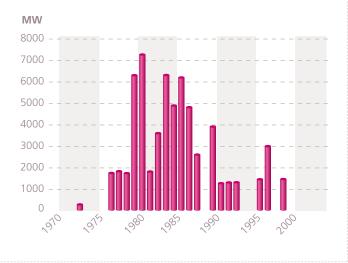
PUISSANCES INSTALLÉES ET EXPLOITÉES PAR FILIÈRE AU 01/01/2007 (EN GW)

| | Thermique Nucléaire | Thermique classique | Éolien | Hydraulique | Total |
|-----------------------|------------------------|---------------------|--------|-------------|-------|
| Puissance installée | 63,3 | 25,4 | 1,4 | 25,3 | 115,4 |
| dont raccordement RPT | 63,3 | 21,3 | 0/// | 23,9/// | 108,5 |
| Réseaux Distribution | 0 | 4,1 | 1,4 | 1,4/// | 6,9 |
| Puissance exploitée | 63,3 | 21,6 | 1,4 | 25,3 | 111,6 |

Les paragraphes suivants dressent l'état actuel de ces différentes composantes, et leurs perspectives d'avenir.

3.2 - PRODUCTION NUCLÉAIRE

GROUPES DE PRODUCTION NUCLÉAIRE DATES DE PREMIER COUPLAGE



3.2.1 - Le parc actuel

Les équipements nucléaires constituent la part prépondérante du système productif français, non seulement en puissance installée, mais également en termes d'énergie produite : depuis plusieurs années, ils contribuent à près de 80 % de la production totale d'électricité.

Le parc nucléaire est essentiellement composé de 58 groupes REP (réacteurs à eau pressurisée), répartis en trois paliers techniques standardisés : le palier « 900 MW », comprenant 34 unités (puissances unitaires réelles s'étageant de 880 à 915 MW) mises en service entre 1977 et 1987 ; le palier « 1 300 MW », comprenant 20 groupes (puissances unitaires réelles de 1 300 à 1 335 MW), mis en service entre 1985 et 1993 ; et enfin, le palier « 1 500 MW », regroupant les quatre unités les plus récentes, mises en service entre 1996 et 1999. Ensemble, ils développent une puissance de 63,13 GW.

Par souci d'exhaustivité, il convient de signaler que le prototype RNR (réacteur à neutrons rapides), mis en service en 1973, est toujours en service. Il est désormais utilisé davantage comme laboratoire dans le cadre de recherches sur le devenir des déchets nucléaires (transmutation des radio-nucléides à vie longue) que comme installation de production d'électricité. La puissance maximale à laquelle il est autorisé à fonctionner pour ces expérimentations est de 130 MW, inférieure à sa puissance nominale de conception, de 233 MW. Il devrait être définitivement arrêté en 2009.

3.2.2 - Les développements annoncés

La principale question qui se pose à l'égard des REP est celle de leur durée de fonctionnement. En France, il n'existe pas de limite réglementaire à la durée d'exploitation des groupes nucléaires : les autorisations de fonctionnement sont renouvelées à l'occasion de chaque rechargement en combustible par l'Autorité de sûreté nucléaire, une fois constaté que les installations sont conformes à la réglementation en vigueur.

L'opinion la plus communément admise est que ces groupes sont aptes à fonctionner a minima pendant 40 ans. Cette opinion se fonde sur l'état technique actuel des installations. Elle tient compte également du renforcement progressif des règles de sûreté, qui s'impose à chaque groupe à l'issue de chaque visite décennale. Les modifications matérielles à apporter aux installations à l'occasion de celles-ci apparaissent techniquement faisables, à un coût qui ne devrait pas faire obstacle à leur réalisation. Les premiers déclassements ne devraient donc pas intervenir avant le tournant des années 2020, au moment de la quatrième visite décennale des groupes de 900 MW. Au vu de l'expérience américaine, où plus de 50 réacteurs, de conception similaire aux réacteurs français, ont obtenu une prolongation de leur

licence d'exploitation de 40 à 60 ans, et bien que le contexte américain ne soit pas directement transposable en France, il n'est pas exclu que la durée de vie d'au moins une partie des 58 REP français puisse être prolongée au-delà de 40 ans.

Par ailleurs, la puissance totale des groupes REP actuellement en exploitation n'est pas une donnée immuable. Une opération de remplacement des rotors de turbine a été engagée sur une quinzaine de groupes de 900 MW; à cette occasion, du seul fait d'une amélioration du rendement des nouvelles turbines (sans changement de la puissance thermique délivrée par le réacteur), un gain d'une vingtaine de mégawatts est escompté sur chaque groupe concerné. D'autres modifications de puissance unitaire des groupes existants sont également envisageables, en mettant à profit l'existence de marges de sécurité prises à la conception pour augmenter la puissance thermique du réacteur. Cette option a été utilisée sur de nombreux groupes nucléaires à l'étranger, mais très rarement en France jusqu'à présent(22); elle pourrait l'être plus largement à l'avenir, notamment sur les groupes de 1 300 MW. Ces modifications sont cependant encore hypothétiques à l'heure actuelle, et, dans l'éventualité où elles seraient réalisables, elles ne pourraient être mises en œuvre que progressivement à partir de 2015.

L'évolution majeure attendue à moyen terme consiste toutefois en l'addition d'une nouvelle unité. Le projet de construire sur le site de Flamanville un réacteur de type EPR (European Pressurised Water Reactor), annoncé en 2004, a reçu plusieurs confirmations au cours des deux dernières années, dont notamment l'autorisation de création, notifiée par décret en date du 10 avril 2007. La mise en service de ce réacteur, prévue au cours de l'année 2012, ajoutera une puissance de 1 600 MW au parc nucléaire actuel.

(22)

Uniquement sur les quatre réacteurs du « palier 1 500 MW », exploités aujourd'hui à une puissance supérieure de 50 MW à ce qu'elle était au moment du premier couplage.

3.3 – PRODUCTION THERMIQUE CLASSIQUE CENTRALISÉE

3.3.1 - Le parc actuel

Sous le vocable de production centralisée sont regroupées les installations, généralement de grande taille unitaire, raccordées au Réseau Public de Transport, qui sont exploitées par leurs opérateurs en fonction des conditions prévalant sur les marchés de l'électricité, et dont la sollicitation ou le maintien à l'arrêt répond aux besoins de l'équilibre offre – demande du système électrique européen. Font partie de cette catégorie tous les groupes charbon



et fioul de plus de 100 MW, les cycles combinés à gaz (CCG), et les turbines à combustion (TAC – utilisées en pointe), ainsi qu'un petit nombre d'unités consommant des gaz sidérurgiques.

Selon cette définition, la puissance thermique classique centralisée installée en France continentale s'établissait à 16,6 GW au 1er janvier 2007.

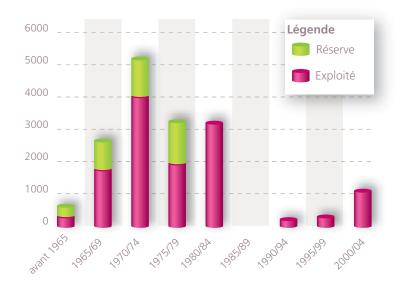
La puissance réellement exploitable à la même date est cependant sensiblement inférieure. En effet, en réponse au suréquipement apparu à la fin des années quatre-vingt, certains groupes ont été provisoirement retirés de l'exploitation, mais conservés en réserve de manière à pouvoir être réactivés ultérieurement en cas de besoin. Compte tenu des délais nécessaires à la remise en état des matériels et au gréement des équipes de conduite (plusieurs mois), ces groupes ne peuvent pas être considérés

comme disponibles pour l'exploitation. Ce statut de « réserve » s'applique à une puissance de 3,8 GW.

La puissance exploitable au 1^{er} janvier 2007 s'élève donc à 12,8 GW, très proche de ce qu'elle était deux ans auparavant (12,9 GW). Entre-temps, le retrait de groupes consommant du charbon ou des gaz sidérurgiques a été presque intégralement compensé par la remise en service d'un groupe fioul, sorti de « réserve ».

Les installations de production thermique classique centralisée sont pour la plupart relativement anciennes. À l'exception de quelques unités fonctionnant au gaz naturel, représentant une puissance de 1,1 GW, qui ont été mises en service fin 2004, et de TAC installées au cours des années quatre-vingt-dix, toutes les autres ont aujourd'hui plus de 20 ans.

GROUPES THERMIQUES CLASSIQUES - DATES DE PREMIER COUPLAGE



3.3.2 - Les contraintes environnementales

Le devenir des groupes thermiques classiques anciens est fortement influencé par l'évolution des réglementations environnementales, concernant principalement les émissions de polluants atmosphériques (oxydes de soufre SO₂ et oxydes d'azote NOx). Les limites d'émission sont fixées dans l'arrêté du 30 juillet 2003, qui transpose en droit français les directives européennes 2001/80/CE (dite directive GIC — grandes installations de combustion) et

2001/81/CE (plafonds nationaux d'émissions). Le principe général de cette réglementation est d'aligner, à partir de 2008, les valeurs limites d'émissions autorisées pour les installations existantes (c'est-à-dire mises en service avant 2002) sur celles des installations neuves : 400 mg/Nm³ SO₂, 400 mg/Nm³ NOx. Les groupes qui ont été construits avant 1985 n'avaient généralement pas été conçus pour cela et il est nécessaire de leur adjoindre des équipements de dépollution pour

qu'ils puissent respecter les nouvelles limites, et ainsi continuer à fonctionner au-delà de 2008. L'arrêté prévoit néanmoins certaines dérogations à ce principe général, dont deux revêtent une grande importance pratique :

- des normes moins sévères (1 800 mg/Nm³ SO₂, 900 mg/Nm³ NOx) peuvent être imposées à certaines installations ; en contrepartie, leur fonctionnement sera limité à une durée cumulée de 20 000 heures à compter du 1er janvier 2008, et sera interdit au-delà du 31 décembre 2015. Cette option offre un sursis à des groupes anciens, dont la durée de vie résiduelle n'aurait pas permis de justifier économiquement les investissements de dépollution ;
- pour les installations au fioul faiblement sollicitées (moins de 2 000 heures par an, ce qui est le cas des moyens de production d'électricité de pointe), la contrainte ne porte pas, jusqu'au 31 décembre 2015, sur les concentrations de polluants dans les fumées, mais sur la masse de polluants émise annuellement (pour un groupe de 600 MW électriques, plafonds de 735 t/an SO₂ et 1 155 t/an NOx). Sur les installations concernées, et même en utilisant des combustibles moins soufrés qu'aujourd'hui, on estime que ces plafonds réduiront en pratique la durée moyenne de fonctionnement à moins de 500 heures par an.

Il faut noter que, selon l'article 3 paragraphe III de l'arrêté du 30 juillet 2003, les valeurs limites qui s'appliquent pour les deux dérogations décrites précédemment sont susceptibles d'être révisées sur la base de l'évaluation concernant le respect des plafonds nationaux fixés par la directive 2001/81/CE. De plus, concernant l'application de la première dérogation, il subsiste un doute sur l'interprétation des 20 000 heures, entre heures comptées à « l'équivalent pleine puissance », ou heures de marche effective. Compte tenu de la très fréquente participation de ces groupes aux réglages primaire et secondaire, des nombreuses séquences arrêt démarrage ou des baisses de charge de nuit, la seconde acception réduirait de 20 % à 30 % leur durée de vie résiduelle.

Autre enjeu environnemental qui concerne directement la production thermique classique : la limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le dispositif mis en place au niveau européen pour res-

pecter les engagements du Protocole de Kyoto a fait l'objet de la directive 2003/87/CE. Il consiste à fixer des volumes d'émissions à chaque installation émettrice de GES(23) pour une période déterminée(24), donnant lieu à l'attribution de quotas⁽²⁵⁾ ; et à créer un mécanisme d'échange de ces quotas entre exploitants des installations. Ce système est destiné à atteindre l'objectif global de réduction des émissions de GES (les échanges ne modifient pas la somme des allocations initiales de guotas) avec la meilleure efficacité économique : la rareté créée par le contingentement global des quotas leur confère un prix, en regard duquel chaque exploitant choisit de réduire ses émissions, ou d'acheter les quotas qui lui manquent ; ceux qui ont la possibilité de réduire leurs émissions en dessous du volume alloué par des actions dont le coût est inférieur au prix du quotas, sont incités à le faire, et à vendre leurs quotas excédentaires à ceux qui n'ont pas cette facilité. Ce principe ne peut produire de résultats que si l'allocation initiale est suffisamment restrictive, de manière à stimuler la demande de quotas ; cela n'avait pas été le cas lors de la première phase (2005-2007); sous la pression de la Commission européenne, les Plans nationaux d'allocation des quotas de la deuxième phase⁽²⁶⁾ (PNAQ II) sont devenus plus exigeants.

Dans le secteur de la production d'électricité, ce système, en pénalisant davantage les installations les plus émettrices, a potentiellement des répercussions sur l'exploitation des groupes existants : un prix de quotas élevé peut modifier l'interclassement économique des moyens de production, notamment entre charbon et gaz. Mais il ne devrait pas avoir de conséquence sur la disponibilité des groupes, tant il paraît inconcevable qu'un groupe techniquement disponible puisse être maintenu à l'arrêt simplement pour manque de permis, en période de très forte demande.

Les répercussions devraient aussi se manifester sur les décisions d'investissement en nouveaux moyens de production (bien que l'absence de visibilité audelà de 2012 en limite la portée), et sur celles de retrait de groupes en exploitation. Néanmoins, sur ce dernier point, du fait de la flexibilité offerte par le système d'échange, la contrainte de réduction des émissions de GES ne s'exerce sur aucun groupe en particulier (à la différence de la directive GIC), et ne

(23)

En pratique, seules les installations des principaux secteurs de l'industrie et de l'énergie (dont la quasi-totalité de la production d'électricité) sont concernées.

 $(24)_{-}$

Deux périodes ont été définies : la première s'étendant de 2005 à 2007, et la seconde (la seule véritablement contraignante visà-vis du Protocole de Kyoto) de 2008 à 2012.

(25)

Un quota est une autorisation à émettre une tonne d'équivalent CO₂ au cours d'une période spécifiée.

 $(26)_{-}$

Le PNAG II
de la France est
consultable sur le site
du ministère de
l'Écologie, du
Développement et de
l'Aménagement
durables.

offre de production



permet pas de prévoir lesquels pourraient être concernés.

De plus, l'allocation des quotas d'émissions par installation relève de la responsabilité des États membres, tenus d'élaborer chacun leur PNAQ, pour chaque période. Même si la validation par la Commission européenne assure une cohérence d'ensemble, ils ne sont pas parfaitement homogènes. Des différences de traitement subsistent, notamment – mais pas seulement – en ce qui concerne les nouvelles installations. Les producteurs d'électricité, exerçant pour la plupart dans plusieurs États membres, peuvent se montrer sensibles à ces différences dans leur stratégie d'investissement, et plus particulièrement en matière de localisation de projets à développer.

3.3.3 - L'avenir des groupes existants

Les discussions menées avec les producteurs montrent que ce sont les contraintes liées à l'application de la directive GIC qui seront déterminantes pour l'avenir des groupes existants. Il convient cependant de préciser que des décisions de retrait d'exploitation, par nature incertaines du fait que les exploitants ne sont pas tenus d'en aviser RTE avec un long préavis, peuvent être motivées par d'autres considérations, et intervenir plus précocement que ne l'exigerait la stricte application de l'arrêté du 30 juillet 2003.

En ce qui concerne les groupes charbon exploités en 2007, hors les deux qui utilisent la technologie du lit fluidisé circulant (puissance cumulée de 370 MW) d'emblée conformes à la réglementation, seuls les cinq groupes de 600 MW les plus récents ont fait l'objet de la nécessaire mise à niveau pour respecter les nouvelles valeurs limites d'émission dès 2008. L'ensemble des autres groupes charbon (puissance cumulée de 3 600 MW) sera soumis au crédit des 20 000 heures de fonctionnement à compter du 1er janvier 2008. Les durées d'utilisation observées au cours des dernières années conduisent à prévoir

l'épuisement de ce crédit entre 2012 et 2014, selon les groupes (si les heures sont comptabilisées à l'équivalent pleine puissance ; ce calendrier pourrait être avancé de six mois à un an si ce sont les heures de marche qui sont considérées).

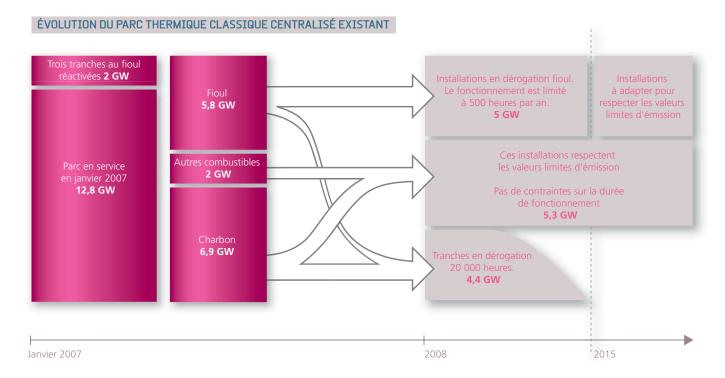
Pour les groupes charbon « en réserve » en 2007, cette réglementation environnementale, ainsi que le coût associé à la remise en service d'unités qui sont à l'arrêt depuis plus de dix ans pour la plupart, laisse présager qu'aucun d'eux ne sera remis en service.

Les quatre groupes fioul qui avaient été mis « en réserve » durant les années quatre-vingt-dix seront, à l'inverse, tous réactivés, en tant que moyens de pointe (c'est-à-dire dans le cadre de la seconde dérogation prévue par l'arrêté du 30 juillet 2003) : c'est déjà chose faite pour le premier (600 MW, en octobre 2006) ; ce le sera à l'automne 2007 pour le second (700 MW), et un an plus tard pour les deux derniers (600 et 700 MW).

Quant aux groupes fioul exploités en 2007, trois d'entre eux (puissance cumulée de 750 MW) seront soumis au crédit de 20 000 heures, avec obligation de s'arrêter fin 2015 ; ces installations pourraient être transformées d'ici là en cycle combiné, avec passage au combustible gaz ; même si cette opération n'était pas réalisée, leur durée prévisionnelle de fonctionnement au cours des prochaines années devrait leur permettre d'atteindre la date de 2015 avant épuisement du crédit d'heures. Pour les autres, ainsi que pour les groupes réactivés qui les auront rejoints, le fonctionnement est supposé pérenne audelà de 2015, même s'il nécessitera vraisemblablement l'adjonction d'équipements de dénitrification des fumées.

Les autres groupes (à l'exception de ceux utilisant des gaz sidérurgiques dont le devenir est lié à celui des hauts fourneaux qui les alimentent) pourront continuer à être exploités jusqu'au-delà de 2020.

Le tableau synoptique présenté ci-dessous récapitule l'ensemble de ces informations.



3.3.4 – Les projets de développement de nouveaux moyens

Le phénomène marquant des deux années écoulées est le nombre important de demandes reçues par RTE pour le raccordement au RPT de nouveaux groupes de production. En ne considérant que celles pour lesquelles la solution proposée par RTE a été agréée par le producteur, ce sont, au 1er juin 2007, 12 200 MW d'équipements thermiques classiques nouveaux qui peuvent être installés en France dans les prochaines années⁽²⁷⁾. Au 1er janvier 2005, il n'y avait pas le moindre groupe dans cette situation.

Il faut cependant considérer que le fait de disposer d'un raccordement est, pour un producteur, une condition nécessaire à la poursuite d'un projet ; mais, même si l'acceptation de la solution proposée par RTE s'accompagne du versement d'un acompte de 10 % du coût du raccordement, elle ne garantit pas que le projet sera mené à terme.

L'immense majorité des projets disposant d'une solution de raccordement est constituée par des cycles combinés à gaz (CCG) : ils représentent 22 groupes de puissance unitaire comprise entre 440 et 540 MW, pour un total de près de 10 000 MW. Leur localisation

fait apparaître une forte attractivité des points d'entrée du gaz naturel en France : les régions Nord-Pas-de-Calais et Lorraine bénéficient de l'arrivée du gaz de Russie et de mer du Nord par Taisnières et Obergailbach ; un phénomène comparable est constaté autour des terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et Montoir-de-Bretagne. Cette concentration génère des besoins de développement du RPT pour évacuer la production vers les lieux de consommation.

Quatre d'entre eux sont actuellement en cours de construction, avec des dates prévisionnelles de mise en service étalées entre fin 2008 et fin 2009. Par prudence, compte tenu des possibles aléas de chantier et de la durée de la période d'essais et démarrage, le Bilan Prévisionnel, dans l'évaluation de l'équilibre offre – demande, ne les considère comme pleinement disponibles que pour l'hiver 2009-2010 pour deux d'entre eux, et l'hiver 2010-2011 pour les deux suivants. Au vu de l'avancement actuel de l'instruction des dossiers d'autorisation, il apparaît très probable aux yeux de RTE qu'au moins trois CCG supplémentaires seront mis en service en 2010 et 2011.

Le cheminement des autres projets (environ 7 GW) continuera à être examiné au cours des prochaines

(27)

Le détail est
consultable sur le site
Internet de RTE:
www.rte-france.com
dans la rubrique
« Client & Acteurs
du marché / Offres
et Services /
Raccordement /
Production ».



 $(28)_{-}$

Voir détails au chapitre 6.2 « Région Ouest ». années. À l'heure actuelle, en considérant qu'il subsiste de nombreuses inconnues sur l'attractivité relative de la France et des pays voisins (en termes d'allocations de quotas CO₂, de mise à disposition de la ressource en gaz notamment), leur aboutissement paraît trop incertain pour qu'ils puissent être retenus dans l'évaluation de l'équilibre offre – demande du Bilan Prévisionnel.

D'autres projets de développement portent sur des turbines à combustion (TAC), moyens de production d'extrême pointe bénéficiant d'une grande rapidité de démarrage. Les plus avancés se situent en Île-de-France et représentent 500 MW cumulés (mises en service pour partie fin 2007 et pour partie fin 2008).

En 2010, une autre TAC, d'environ 200 MW, sera mise

en service en Bretagne ; cette dernière a d'ores et déjà fait l'objet d'un contrat de réservation de puissance par RTE, destiné à renforcer la sécurité d'alimentation en électricité de cette région⁽²⁸⁾.

Enfin, deux autres projets concernent des groupes de production au charbon, de taille unitaire voisine de 800 MW. Leur réalisation reste encore soumise à de fortes incertitudes (acceptation locale, traitement du CO₂ produit...). Dans ce contexte, la mise en service de ces installations avant 2015 apparaît peu probable, d'autant que l'arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité ne prévoit pas le développement de cette filière à cet horizon.

3.4 – PRODUCTION THERMIQUE CLASSIQUE DÉCENTRALISÉE

3.4.1 - Vue d'ensemble

La production thermique décentralisée regroupe par définition toutes les installations autres que celles qui viennent d'être décrites. Leur puissance totale au 1er janvier 2007 est de 8,8 GW, dont 3,5 GW raccordés aux réseaux de distribution.

La plupart des installations de production décentralisée ont pour caractéristique d'être gérées en fonction de critères autres que les prix de marché. Figurent notamment dans cette catégorie :

- des groupes bénéficiant de l'obligation d'achat : un contrat avec l'opérateur de service public garantit que toute la production électrique pourra être écoulée à prix fixés ; de très nombreux groupes fonctionnant en cogénération sont dans ce cas ;
- des groupes de production consommant des combustibles sans valeur marchande (sous-produits de l'industrie forestière ou papetière, gaz de raffinerie, déchets ménagers, etc.), dont le fonctionnement est principalement régi par la disponibilité du combustible.

Leur production peut donc être considérée comme fatale, c'est-à-dire indépendante des conditions de l'équilibre offre – demande et des prix de marché qui en résultent. Les prix d'achat, plus rémunérateurs du 1^{er} novembre au 31 mars pour la cogénération, conduisent toutefois à une production plus

élevée en hiver, période où la consommation nationale est la plus forte.

Une catégorie d'équipements thermiques décentralisés se démarque de ce schéma général : il s'agit de groupes diesels, qui peuvent être démarrés à la demande du gestionnaire de réseau. Ils sont utilisés comme moyens d'extrême pointe, à la manière des TAC de la production centralisée. Leur puissance cumulée approche 800 MW.

3.4.2 - Les installations de cogénération

Le parc des équipements de cogénération bénéficiant d'un contrat de rachat de l'électricité cogénérée représente début 2007 une puissance contractuelle garantie d'environ 4,7 GW. Il se partage en trois technologies : les turbines à vapeur, les turbines à combustion et les moteurs. En termes d'usage final, le parc se divise assez également entre les réseaux de chaleur (chaufferies, santé, enseignement, tertiaire) et industrie (principalement chimie, papier, pétrole et raffineries, agroalimentaire).

Le dimensionnement des installations dépendant directement du besoin en chaleur, le parc en service est très hétérogène. Les installations de moins de 12 MW totalisent 2,3 GW, celles de plus de 12 MW représentent 2,4 GW, dont les trois quarts dans l'industrie.

Le développement de la cogénération a été très rapide entre 1998 et 2002, période durant laquelle près de 4 GW de nouvelles installations, fonctionnant avec du gaz naturel, ont été mises en service. Ce développement s'est appuyé sur des conditions réglementaires favorables, notamment l'obligation d'achat par le service public, et sur l'existence d'un gisement largement sous-exploité à la fin des années quatre-vingt-dix⁽²⁹⁾. Ce mouvement s'est cependant très fortement ralenti, les installations mises en service depuis 2003 ne totalisant guère plus de quelques dizaines de mégawatts par an.

Les contrats d'achat étant conclus pour une durée de 12 ans à compter de la mise en service industrielle, la plupart arriveront à expiration entre 2010 et 2014.

Les installations de moins de 12 MW (environ 50 % du parc) auront la possibilité, à l'issue de leur contrat en vigueur, de renouveler leur contrat d'obligation d'achat, à la condition que soit réalisée une rénovation (arrêté du 14 décembre 2006). Le maintien en activité de ces installations dépendra en grande partie de l'issue des discussions en cours sur la mise à jour du tarif d'achat et sur un éventuel assouplissement du mode de fonctionnement. On notera sur ce dernier point la forte corrélation entre les besoins de chaleur et d'électricité provenant, pour l'industrie, d'un besoin concomitant des deux formes d'énergie, et pour les réseaux de chaleur, du lien entre la température et la consommation d'électricité qu'entraîne la part importante de chauffage électrique en France.

Pour les installations de plus de 12 MW, l'obligation d'achat ne s'applique plus depuis 2001 pour les nouvelles installations. Par conséquent, les exploitants de cogénérations auront, au terme de leur contrat, à valoriser par eux-mêmes leur production d'électricité, sur la base des prix de marché. Le maintien en activité du parc actuel dépendra très largement de l'évolution du prix du gaz naturel et de l'équilibre offre – demande d'électricité. Si celui-ci est tendu, les installations dont le contrat d'achat n'est pas renouvelé seront incitées à poursuivre leur activité par des prix de marché élevés.

3.4.3 – Les installations thermiques fonctionnant avec des énergies renouvelables

Sous ce vocable, on retrouve la biomasse (bois, paille, marc de raisin...), le biogaz (issu de méthanisation), la géothermie et la production d'électricité à partir de déchets ménagers.

La directive 2001/77/CE, relative à la promotion d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (EnR), fixe à la France l'objectif de produire de l'électricité EnR à hauteur de 21 % de sa consommation nationale à l'horizon 2010 ; cet objectif est d'ailleurs rappelé dans la loi programme fixant les orientations de politique énergétique (POPE).

L'arrêté PPI du 7 juillet 2006 décline cet objectif par filière aux échéances 2010 et 2015. Exprimé en puissance supplémentaire à mettre en service après la date de publication de l'arrêté, l'objectif cumulé pour les filières biogaz, biomasse, déchets ménagers et géothermie est de 1 390 MW en 2010 et 2 750 MW en 2020, en France métropolitaine et dans les Dom.

En l'absence de développement spontané, la production d'électricité à partir de sources renouvelables bénéficie d'un dispositif d'obligation d'achat, laquelle concerne les installations de moins de 12 MW. Pour compléter cette incitation, le ministère de l'Industrie peut lancer des appels d'offres.

Un premier appel d'offres a été lancé en 2003 pour des unités de taille supérieure à 12 MW utilisant la biomasse ou le biogaz. Quatorze projets ont été retenus, pour une puissance cumulée de 232 MW (216 MW biomasse — essentiellement bois — et 16 MW biogaz). La mise en service est prévue en 2007 pour la plupart d'entre eux.

Un second appel d'offres, pour lequel la date limite de réponse est fixée au 9 août 2007, porte sur 220 MW d'installations de plus de 9 MW consommant de la biomasse, complétés par 80 MW d'unités dont la puissance est comprise entre 5 et 9 MW. Les conditions de l'appel d'offres précisent que leur mise en service devrait avoir lieu avant le 1^{er} juillet 2009.

 $(29)_{-}$

Le développement de la cogénération a été permis par un système d'obligation d'achat grâce au contrat type dit « 97-01 », remplacé deux ans plus tard par le « 99-02 ». Ces deux contrats s'appliquent sans limite de puissance de l'installation pour une durée de 12 ans à compter de sa mise en service industrielle. En 2001, le cadre d'obligation d'achat a été modifié par arrêté tarifaire (du 31 juillet 2001 dit « C-01 »), en réservant son élieibilité uniquement aux nouvelles installations de moins de 12 MW.



En 2005, le bilan des énergies produites s'est établi à près de 3,3 TWh pour la filière des déchets, 1,35 TWh pour la biomasse et 0,45 TWh pour le biogaz. La filière déchets étant considérée renouvelable à 50 % par convention, la production d'électricité d'origine

thermique renouvelable s'est élevéeà 3,4 TWh en 2005. La réalisation des objectifs par filière retenus dans l'arrêté PPI conduirait à une augmentation de la production annuelle thermique renouvelable de 8 TWh en 2010 et 16 TWh en 2015.

3.5 - PRODUCTION HYDRAULIQUE

3.5.1 – Équipement existant

L'équipement hydroélectrique français n'a que très peu évolué au cours des 20 dernières années. La puissance totale des installations est de 25,3 GW en France continentale, se décomposant en :

- 7,6 GW d'usines au « fil de l'eau », dont la capacité du réservoir amont ne permet pratiquement pas de stockage : la production de ces usines, dépendant uniquement des apports hydrauliques instantanés, est dite « fatale » ;
- 4,3 GW d'usines de type « éclusée », qui disposent d'un réservoir amont de taille intermédiaire, permettant de stocker l'eau en période de faible consommation selon des cycles journaliers (stockage la nuit, turbinage en journée) ou hebdomadaires (stockage la nuit et les jours de week-end, turbinage en jours ouvrables), mais guère au-delà;
- 9,0 GW d'usines de « lac », dont la capacité du réservoir amont permet un stockage sur une période beaucoup plus longue, offrant, sauf circonstances exceptionnelles, la garantie de pouvoir disposer de la puissance de l'usine indépendamment des conditions hydrologiques du moment ;
- 4,4 GW de STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), où le remplissage du réservoir amont à l'aide de pompes, en période de faible consommation, permet de garantir la disponibilité de puissance de l'usine au moment des fortes consommations.

L'énergie productible annuelle moyenne⁽³⁰⁾ à partir des apports naturels est de 69,3 TWh. Les fluctuations constatées autour de cette valeur moyenne, fonction des précipitations, sont relativement amples : au cours des 20 dernières années, les apports ont excédé la normale de plus de 10 TWh à deux reprises (1994 et 2001) ; ils lui ont aussi été inférieurs de plus de 20 TWh à deux reprises (1989 et 2005).

Ces valeurs ne tiennent pas compte du supplément de production généré par le pompage dans les STEP, l'énergie restituée lors du turbinage équivalant approximativement aux trois quarts de l'énergie consommée par les pompes.

3.5.2 – Contexte réglementaire

L'usage de l'eau pour la production d'électricité doit composer avec d'autres utilisations de cette ressource (alimentation en eau potable, irrigation...), tout en restant respectueux de l'environnement, obligeant à des arbitrages entre intérêts parfois contradictoires. Deux textes de loi adoptés récemment par le Parlement fixent les lignes directrices de ces arbitrages :

- la loi de programme fixant les orientations de politique énergétique (POPE) du 13 juillet 2005 fait explicitement mention des avantages de l'énergie hydroélectrique, qui contribue à la production d'électricité à partir d'EnR, et qui participe, de par sa souplesse d'exploitation, à la sécurité du système électrique. Elle impose une évaluation du potentiel hydroélectrique par zone géographique, et que cette évaluation soit prise en compte par les organismes chargés de la gestion de l'eau ;
- la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise à atteindre ou reconquérir un bon état écologique des eaux, renforce modérément les contraintes pesant sur l'exploitation des usines hydrauliques. Les « débits réservés »⁽³¹⁾, initialement fixés à 1/40° du débit moyen annuel (module), seront certes relevés dès 2013 à 1/10° de cette valeur pour la plupart des usines ; mais, pour celles dont la modulation est déterminante pour l'équilibre du système électrique, et celles situées sur des cours d'eau à gros débit (module supérieur à 80 m³/s), ils ne seront relevés qu'à 1/20° du module, limitant ainsi la perte d'énergie productible.

Ces orientations, formulées au niveau national, ne sont cependant pas incompatibles avec le renforcement de certaines exigences environnementales locales. Ainsi, par exemple, les volumes d'eau douce autorisés à être rejetés dans l'étang de Berre viennent, par décret du 8 décembre 2006, d'être une

$(30)_{-}$

L'énergie productible est celle qui serait tirée des apports naturels si les usines étaient exploitées en permanence dans les conditions optimales ; elle est estimée à partir des débits d'apports en moyenne sur longue période.

$(31)_{-}$

Débits minimaux
à maintenir dans le lit
naturel des rivières, et
qui ne peuvent donc
pas être détournés
dans les canaux,
galeries, ou conduites
forcées alimentant
les turbines, lorsque
l'eau turbinée est
restituée trop en aval
du lieu de
prélèvement.

nouvelle fois réduits, entraînant une perte de production de 240 GWh par an sur les usines aval de la Durance à compter de 2007⁽³²⁾.

3.5.3 - Perspectives

Les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France ont fait l'objet d'un rapport transmis au ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie en mars 2006 (rapport accessible au public, sur le site www.industrie.gouv.fr). Le supplément d'énergie productible techniquement accessible y est évalué à 28 TWh par an. Toutefois, plus de la moitié de ce potentiel se situe sur des sites soumis à des contraintes environnementales telles qu'aucune implantation de nouvel ouvrage n'est possible (cours d'eau « réservés » au sens de la loi de 1980, zones de protection spéciale pour l'environnement,

sites d'importance communautaire pour la protection de l'environnement...). En outre, il convient de noter que, parmi le potentiel restant de 13 TWh par an, près des trois quarts sont localisés en ZNIEFF (zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique), même si ce classement n'est pas *a priori* incompatible avec la création d'ouvrages hydrauliques.

L'arrêté PPI du 7 juillet 2006 fixe un objectif de 500 MW d'installations nouvelles à mettre en service d'ici à 2010, et 2 000 MW en 2015. Cet objectif est cohérent avec le potentiel techniquement et réglementairement accessible évalué dans le rapport précité. Cependant, force est de reconnaître que les projets annoncés sont encore aujourd'hui peu nombreux, et pour la plupart à un stade d'avancement embryonnaire.

(32)

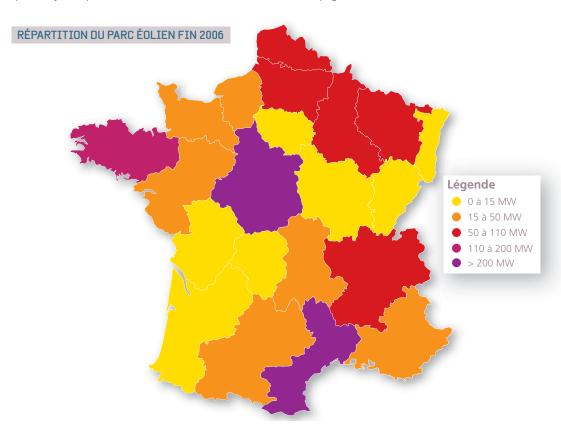
Voir détails au chapitre 6.1 « Région Paca ».

3.6 - PRODUCTION ÉOLIENNE

3.6.1 - Le parc actuel

Si la production éolienne a connu en France un démarrage timide et tardif, avec moins de 400 MW installés au 1^{er} janvier 2005, son développement récent, avec environ 1 400 MW fin 2006, montre qu'une dynamique s'est amorcée.

La filière éolienne se développe dans les régions les plus ventées, bordure de la Méditerranée et de la Manche, Bretagne, mais profite également de conditions d'implantation favorables dans des zones plus éloignées du littoral comme le Centre, la Champagne-Ardenne et la Lorraine.



offre de production



(33)

Le facteur de charge est défini comme le rapport de la puissance produite sur la puissance installée.

 $(34)_{-}$

Cf. La lettre du SER n° 10 – novembre 2006

(35)

Conformément aux procédures en vigueur chez les gestionnaires de réseau. L'entrée en file d'attente est généralement conditionnée à la délivrance d'un document administratif (permis de construire, sélection à un appel d'offres...).

Sur l'année 2006, le facteur de charge⁽³³⁾ de l'ensemble du parc éolien installé en France continentale a été de 24,8 % en moyenne. Cette valeur équivaut, en énergie, à 2 170 heures de fonctionnement à pleine puissance. La tendance saisonnière d'une production plus forte en hiver apparaît nettement, avec un minimum réalisé en juillet avec 13 % en moyenne sur le mois, et un maximum de 34,2 % en décembre.

Il ressort également de l'analyse de la production éolienne une nette distinction entre les installations implantées sur un large pourtour méditerranéen et celles dont le régime de vent est d'influence atlantique. En 2006, le facteur de charge des éoliennes situées au sud d'une ligne Bordeaux – Strasbourg a atteint 27,9 % en moyenne alors qu'il est de 23,6 % au nord.

L'analyse détaillée des performances du parc éolien en 2005 et 2006 est présentée en annexe 3.

3.6.2 – Le contexte de développement

L'arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité prévoit de développer en France, d'ici à 2010, en plus de la puissance déjà présente à la date de parution, 13 500 MW de nouvelles éoliennes (dont 1 000 MW en mer), et 17 000 MW en 2015 (dont 4 000 MW en mer).

Les pouvoirs publics ont mis en place un mécanisme d'obligation d'achat de la production éolienne à prix garanti afin d'encourager son développement :

- jusqu'en 2005, ce mécanisme était ouvert à tout projet de taille inférieure à 12 MW (ce seuil conduisant généralement au raccordement sur les réseaux de distribution) :
- la loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) reconduit l'obligation d'achat pour les éoliennes situées dans des « zones de développement de l'éolien » (ZDE), en supprimant le plafond de 12 MW. Le principe des ZDE, définies par le préfet sur proposition des communes concernées, est de permettre aux installations éoliennes qui y sont situées de bénéficier de l'obligation d'achat. Ces zones sont définies en fonction du potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux électriques et de la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés. Un plancher et un plafond de puissance

des installations, définis par les collectivités, leur sont associés.

Une période de transition de deux ans, prolongeant le mécanisme antérieur à la loi POPE, est aménagée pour mettre en place le mécanisme de ZDE, et doit s'achever en juillet 2007.

Une enquête réalisée en mai 2006 par le Syndicat des énergies renouvelables (SER) et sa branche éolienne, France Énergie Éolienne, a recensé un cumul de projets à différents stades de développement de près de 20 000 MW³⁴). À moyen terme, en ne retenant que les projets dont le permis de construire est accordé, le cumul avec les installations en service ou en construction conduit à un total d'environ 3 700 MW, et 8 000 MW si l'on y ajoute les permis de construire en cours d'instruction. Par ailleurs, l'ensemble des projets enregistrés en file d'attente par les gestionnaires de réseau⁽³⁵⁾ représente, au 1er mars 2007, une puissance cumulée de 5 000 MW.

Ainsi, les projets en France ne manquent pas. Mais divers facteurs, même s'ils sont pour partie seulement conjoncturels, peuvent freiner leur réalisation à court terme. Outre les difficultés d'acceptation locales, qui ne sont pas spécifiques à ce type de production, une attention particulière doit être portée à :

- la mise en place des ZDE : ce sont des structures de création récente, dans lesquelles les différentes parties prenantes doivent apprendre à s'inscrire ; leur développement ne s'effectue d'ailleurs pas au même rythme dans tous les départements ;
- l'enjeu financier : le financement du dispositif d'obligation d'achat (de la production éolienne, mais aussi de la cogénération) s'opère au travers de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE). Or, le montant de celle-ci est plafonné;
- les contraintes industrielles : le développement de l'éolien, très dynamique dans l'ensemble de l'Europe, et même hors d'Europe, génère des tensions sur la fourniture des machines, qui se traduisent par une augmentation de leur prix et un allongement des délais de livraison.

C'est pourquoi, RTE retient, prudemment, une trajectoire de développement probable à moyen terme passant par 5 000 MW en 2010 et 7 000 MW en 2012. Cela n'exclut pas que les objectifs quantitatifs de la PPI puissent être atteints à une échéance ultérieure.

3.6.3 – Les performances attendues

Le facteur de charge des éoliennes retenu pour le Bilan Prévisionnel tient compte de l'amélioration progressive des machines ainsi que de leur répartition sur le territoire. Le niveau estimé pour les éoliennes implantées à terre est de 24,6 % en moyenne annuelle, ce qui équivaut, en énergie, à 2 150 heures de fonctionnement à pleine puissance. Cette productibilité est en bon accord avec les productions observées en 2006 présentées plus haut. Elle est légèrement en retrait par rapport à la vision exprimée dans le Bilan Prévisionnel de 2005 : cela tient principalement à une révision de la répartition territoriale, les perspectives de développement sur le pourtour méditerranéen ayant été réduites au profit de régions moins ventées du centre et de l'est de la France.

Le second point important concerne la contribution de l'éolien au passage des pointes de consommation : malgré l'intermittence du vent, l'installation d'éoliennes réduit les besoins en équipements thermiques nécessaires pour assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité. On peut en ce sens parler de puissance substituée par les éoliennes.

Le taux de puissance substituée (rapport de la puissance thermique substituée à la puissance éolienne installée) est voisin du facteur de charge moyen des éoliennes en hiver (environ 30 %), pour un parc éolien de faible puissance (quelques GW). Il décroît lorsque la taille du parc éolien augmente, mais reste néanmoins supérieur à 20 % autour du 15° gigawatt d'éoliennes installées. Il est important de noter que ces résultats sont établis pour la France continentale, et qu'ils sont étroitement

• du régime des vents : la décorrélation des vitesses de vent est quasi totale entre la zone Méditerranée et la zone Manche ; de plus, à l'intérieur de cette dernière, la corrélation entre Nord – Picardie d'un côté et Bretagne de l'autre est faible. Un parc éolien développé de manière géographiquement équilibrée entre ces zones autorise la compensation des variations régionales, et permet une plus grande régularité de la production nationale ;

liés aux particularités :

• du système électrique : le dimensionnement des moyens de production thermique est fortement lié aux excursions de demande à la pointe, qui peuvent être de grande ampleur du fait de la sensibilité aux températures extérieures en hiver. L'insertion d'éoliennes apporte une certaine puissance, mais engendre aussi une variabilité encore plus grande de la demande à satisfaire par les équipements thermiques ; cependant, comme la corrélation entre températures et vitesses de vent en hiver est peu marquée, les excursions de puissance à satisfaire par les équipements thermiques ne sont que modérément accrues : de manière négligeable pour un parc éolien de petite taille, mais de manière de plus en plus conséquente quand le parc éolien s'étoffe.

L'absence de corrélation entre températures et vitesses de vent en hiver est déterminante dans l'estimation de la puissance substituée. Depuis environ deux ans, le parc éolien français a atteint une taille suffisante autorisant un premier retour d'expérience (cf. annexe 3). Bien que l'échantillon des jours très froids au cours de cette période soit de taille réduite et ne permette pas de tirer de conclusions définitives, les mesures montrent que la production éolienne lors de ces journées est restée statistiquement proche de celle de l'ensemble des autres jours d'hiver en 2005 et 2006. Toutefois, l'analyse de ces données au niveau régional fait apparaître des différences de comportement entre les éoliennes installées dans la moitié nord de la France, dont la production s'est atténuée les jours froids, et celles installées dans le sud, où le phénomène inverse s'est produit.

Cette analyse a été complétée sur un historique de 20 ans, non à partir de mesures de production, mais sur les vitesses de vent observées dans des stations météorologiques. Un examen approfondi sur les sept plus fortes vagues de froid de la période semble confirmer une atténuation des vitesses moyennes de vent lors de ces jours particuliers par rapport à la référence hivernale sur une très large partie nord de la France; à l'inverse, le pourtour méditerranéen bénéficie le plus souvent d'un renforcement du mistral et de la tramontane.

Que ce soit sur les questions de foisonnement ou sur la puissance substituée, cette analyse des caractéristiques de production fait apparaître que la répartition spatiale des éoliennes impacte directement leur insertion dans le système électrique. Elle sera d'autant plus facilitée que leur implantation couvrira une large part du territoire et que l'équilibre nord – sud sera maintenu.

L'annexe 3 revient plus en détail sur la relation entre la production des éoliennes et les vagues de froid.



ÉCHANGES AVEC LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES VOISINS

- 1 Interconnexions avec les systèmes voisins
- 2 Réalisations en énergie
- 3 Contribution des échanges à la sécurité d'approvisionnement en France



4 Échanges avec les systèmes électriques voisins

4.1 – INTERCONNEXIONS AVEC LES SYSTÈMES VOISINS

Le réseau électrique français est interconnecté avec ceux des pays environnants. Depuis la mise en service du renforcement vers la Belgique à la fin 2005, la capacité d'exportation, considérée globalement sur l'ensemble des frontières, est couramment supérieure à 13 GW en hiver et 12 GW en été Il faut bien noter que les échanges permis par les interconnexions ne dépendent pas uniquement de la capacité des lignes transfrontalières : dans un réseau maillé comme l'est le réseau 400 kV européen, la répartition des flux s'établit en fonction de la localisation des injections et des soutirages, éminemment variables d'un jour à l'autre, et même à l'intérieur d'une même journée, sans oublier les indisponibilités d'ouvrages de réseau. De ce fait, les capacités nettes de transfert (NTC : Net Transfer Capacity⁽³⁶⁾) peuvent fluctuer sensiblement au cours du temps.

Une frontière présente actuellement une capacité d'échange jugée insuffisante : il s'agit de la frontière vers l'Espagne, où la NTC maximale de 1 400 MW dans le sens France vers Espagne et 800 MW en sens inverse (et souvent moins, notamment en été) est très faible en regard de la taille des systèmes électriques français et ibérique, et surtout de l'ampleur des aléas d'exploitation qui peuvent les affecter. Un projet de renforcement à l'est des Pyrénées, portant la NTC à 2 600 MW, a été proposé, et présenté en débat public en 2004. La concertation se poursuit actuellement.

L'accroissement des possibilités de transit entre la France et l'Espagne étant par ailleurs identifié comme prioritaire par la Commission européenne, un médiateur européen devrait être nommé pour favoriser cette concertation.

Du fait de ces interconnexions, l'analyse de l'équilibre offre – demande du système électrique français ne peut pas ignorer les systèmes voisins. D'une part, les échanges qu'elles permettent, tirant parti des différences de structure entre les parcs de production de la France et de ses voisins ont des répercussions notables sur les bilans énergétiques. D'autre part, elles conduisent à aborder les questions de sécurité d'approvisionnement de manière globale.

(36)

Les prévisions de NTC pour chaque frontière à différentes échéances (du lendemain jusqu'à un an) sont publiées sur le site Internet de RTE www.rte-france.com, rubrique « Clients & acteurs du marché / Vie du système / Capacités d'interconnexion ».

4.2 – RÉALISATIONS EN ÉNERGIE

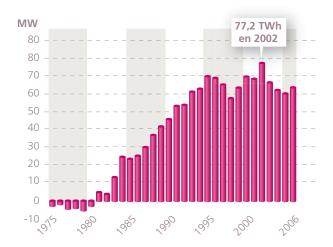
La France a acquis une position d'exportateur majeur en Europe depuis le milieu des années quatre-vingt.

Historiquement, le développement de ces exportations s'est appuyé sur des engagements commerciaux fermes, tels que des prises de participation étrangères dans des centrales de production françaises, ou bien des contrats de vente de long terme (20 ans ou plus), conclus pour la plupart au cours des années 1985 à 1990. Dans l'organisation de l'industrie électrique qui prévalait alors, caractérisée par des monopoles nationaux intégrés, ces engagements commerciaux étaient le support essentiel des échanges physiques. Des arrangements complémentaires de plus courte durée (échanges « à bien plaire ») pouvaient être conclus entre opérateurs nationaux lorsqu'ils s'avéraient mutuellement profitables en fonction des conditions particulières d'exploitation (abondance de production hydraulique d'un côté, grand nombre de groupes thermiques indisponibles de l'autre, par exemple), mais ils ne représentaient que des volumes en énergie relativement faibles.

La libéralisation du secteur électrique en Europe à la toute fin des années quatre-vingt-dix a profondément modifié l'organisation des échanges. Elle s'est accompagnée d'un essor des marchés de court terme, qui permettent de confronter les offres de production disponible en différents lieux jusqu'à des échéances très courtes (la semaine, la journée). Les transactions qui se concluent sur ces marchés, alors que les conditions d'exploitation sont relativement bien cernées, sont celles qui permettent le plus efficacement d'utiliser en priorité les groupes de production à meilleur coût sur l'ensemble des systèmes interconnectés (la seule limitation à cette utilisation optimale tenant aux éventuelles congestions de réseau : si les lignes desservant une zone donnée sont saturées, toute demande supplémentaire s'exprimant dans cette zone devra être satisfaite par de la production locale, même s'il reste des groupes de production moins coûteux disponibles en dehors). Ainsi, à l'échelle de l'ensemble des systèmes interconnectés (hors exceptions liées aux congestions), sont démarrés les groupes les plus compétitifs, en nombre nécessaire à la satisfaction de la demande totale. Les soldes physiques d'échange pour chaque système résultent alors simplement de la différence entre la production des groupes démarrés dans ce système et la consommation locale.

Les flux physiques sur les interconnexions apparaissent donc comme la résultante de la compétitivité relative des moyens de production disponibles à chaque instant dans l'ensemble des systèmes interconnectés, et non plus comme relevant d'obligations commerciales contractées antérieurement. Certes, des engagements commerciaux de long terme pris à la fin des années quatre-vingt sont toujours en vigueur : les clauses de prix continuent à s'appliquer, le vendeur est toujours tenu de remplir ses engagements ; mais il peut le faire en se procurant l'énergie là où elle est dis-

SOLDE EXPORTATEUR FRANCE



ponible au meilleur coût, et pas nécessairement en France. Les contrats de long terme ne sont désormais plus déterminants pour les flux physiques d'échange.

Les soldes largement exportateurs depuis 2000 traduisent l'existence en France de moyens de production compétitifs, en quantité excédant la plupart du temps les stricts besoins nationaux. Après avoir culminé en 2002 à un peu plus de 77 TWh, ils se sont depuis légèrement contractés, du fait, pour partie, de causes conjoncturelles (effet des aléas climatiques sur la demande nationale, hydraulicité médiocre), mais pour partie aussi d'une cause plus structurelle : la quasi-stagnation des productions à très faible coût (nucléaire et productions fatales), qui sont de plus en plus mobilisées par une consommation nationale croissante.

4.3 – CONTRIBUTION DES ÉCHANGES À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN FRANCE

Autant que des capacités d'interconnexion, la contribution des systèmes voisins à la sécurité du système français en périodes de tension de l'équilibre offre – demande dépend des capacités de production résiduelles disponibles dans ces systèmes aux mêmes instants.

Une évaluation de ces capacités résiduelles peut être obtenue, de manière empirique, par l'observation des échanges réalisés à l'occasion de quelques épisodes vécus récemment. À cet égard, l'expérience de l'hiver 2005-2006 est particulièrement instructive, tant non seulement les systèmes électriques, mais aussi l'ensemble du système énergétique européen, ont été soumis à de fortes tensions : le climat rigoureux a accru les consommations d'électricité, notamment en France⁽³⁷⁾; la demande de gaz naturel a été stimulée, à la fois pour la production d'électricité et pour les besoins de chauffage dans l'ensemble de l'Europe ; et pour couronner l'ensemble, un différend russo-ukrainien a fait craindre des restrictions d'approvisionnement en gaz russe.

 $(37)_{-}$

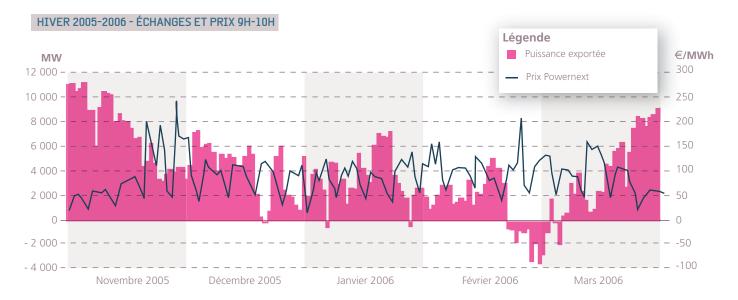
La sensibilité aux températures extérieures en hiver est plus forte en France que dans les systèmes voisins : le gradient thermique (variation de puissance appelée pour une variation de 1 °C de la température) du système français représente à lui seul autant que la somme des gradients thermiques de tous les autres systèmes européens.



Les tensions sur l'équilibre offre – demande des systèmes électriques sont révélées par des prix élevés sur les bourses de l'électricité. Au cours de l'hiver 2005-2006, sur la bourse française (Powernext), on a compté 584 heures où ils ont dépassé 100 euros par mégawattheure, niveau à partir duquel quasiment tous les moyens de production disponibles sont mobilisés. À titre de comparaison, même si les variations des prix des combustibles ou des permis d'émission de CO₂ sont susceptibles de légèrement

la biaiser, ce niveau n'avait été dépassé que pendant 57 heures au cours de l'hiver 2004-2005, et ne l'a été que 23 heures pendant l'hiver 2006-2007.

Le graphique ci-dessous présente les prix observés sur Powernext à la pointe du matin (créneau horaire de 9 à 10 heures), pour chaque jour du 1^{er} novembre 2005 au 31 mars 2006. En regard sont portés les soldes d'échanges de la France aux mêmes instants (les exportations étant comptées positivement).



La première période intéressante à observer est la dernière décade de novembre. Les prix ont plusieurs fois dépassé 150 euros par MWh. Malgré des températures basses, jusqu'à 5 ou 6 °C au-dessous des normales, avec toute la production disponible démarrée en France, les soldes exportateurs sont restés largement positifs, de 3 000 à 4 000 MW. C'est de fait dans les systèmes voisins que la production disponible était insuffisante pour couvrir la demande. Si des conditions d'exploitation plus défavorables (températures encore plus basses, moins bonne disponibilité des groupes de production) avaient été rencontrées en France à ce moment-là, il aurait été très difficile, pour ne pas dire impossible, de pouvoir trouver un secours depuis les systèmes voisins

Dans la période de fin février et début mars, l'inverse s'est produit. Sous le coup d'une conjonction d'aléas défavorables qui ont touché plus spécifiquement le système français (vague de froid avec des températures inférieures de 5 à 6 °C aux normales, venant à la suite de plusieurs mois très froids qui avaient entamé les stocks hydrauliques, et indisponibilité des moyens thermiques plus grande qu'à l'accoutumée), les soldes d'échanges ont souvent été importateurs, apportant la preuve qu'il restait des capacités disponibles à l'étranger.

Les marges d'exploitation du système français se sont aussi trouvées réduites à un niveau inhabituel à d'autres occasions :

- lors de la canicule de l'été 2003, où la possibilité de délestage en France a été évoquée, le solde exportateur n'a pas pu être ramené à moins de 3 GW;
- lors de la vague de froid de février mars 2005, où la situation en France était très tendue, le solde d'échanges a été importateur jusqu'à plus de 3 GW;
- lors de la canicule de juillet 2006, qui a propulsé les

prix des bourses au plus haut de l'année, le solde exportateur a pu être réduit à 1 ou 2 GW selon les jours.

Ces observations montrent l'aptitude des systèmes interconnectés à s'apporter un secours mutuel. Elles montrent aussi, dans le cas de la France que le secours n'est pas garanti en toutes circonstances, mais dépend des conditions d'exploitation qui prévalent dans les systèmes voisins.

À l'avenir, les possibilités d'importation en France, aux moments où les marges d'exploitation s'amenuisent, dépendront à l'évidence des développements respectifs de l'offre et de la demande dans les systèmes voisins. Le rapport « System Adequacy Forecast », établi chaque année par l'UCTE et consultable, en anglais, sur le site www.ucte.org, fournit le panorama le plus complet de l'évolution à moyen terme des marges au niveau de l'Europe continentale.

La dernière édition de ce rapport (janvier 2007) prévoit, sur la base des seuls projets de production décidés au début de 2007, que les marges à la pointe pour l'ensemble des systèmes interconnectés au sein de l'UCTE, s'améliorent légèrement jusqu'en 2010, pour s'éroder progressivement ensuite.

En définitive, il semble raisonnablement prudent de considérer, pour les trois à cinq ans qui viennent, que :

- en hiver, et en moyenne sur l'ensemble des situations où les marges d'exploitation en France sont très faibles, le solde d'échanges puisse s'annuler ; dans chacune de ces situations considérée isolément, on peut s'attendre à ce que le solde varie dans une plage de l'ordre de -3 à +3 GW ;
- en été, où les marges disponibles dans les systèmes voisins lors des périodes caniculaires paraissent encore plus réduites, la moyenne des soldes exportateurs en cas de tension sur l'équilibre offre demande soit de l'ordre de 2 GW.



ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE – DEMANDE DANS LE FUTUR

- Besoins en puissance
- 2 Trajectoire probable à moyen terme jusqu'en 2015
- 3 Horizon long terme 2020



5 Évolution de l'équilibre offre - demande dans le futur

Le principal objet du Bilan Prévisionnel est de vérifier la capacité du système électrique de la France continentale, en interaction avec les systèmes voisins, à satisfaire convenablement la demande au cours des prochaines années.

La confrontation de l'offre et de la demande dans le futur est réalisée au travers de simulations de fonctionnement du système électrique français, menées sur une année complète. Ces simulations tiennent compte des principaux phénomènes aléatoires qui peuvent faire peser des risques sur la sécurité d'approvisionnement : les températures extérieures (qui génèrent des excursions de puissance appelée, tant en hiver du fait du chauffage qu'en été du fait de la climatisation), les indisponibilités fortuites des groupes de production, les apports hydrauliques et les vitesses de vent. Un ensemble de séries temporelles (de puissance appelée pour la demande, de puissance disponible pour les groupes de production) traduisant diverses réalisations possibles de cet aléa, est constitué pour chacun des phénomènes aléatoires considérés. Ces séries sont combinées entre elles, en nombre suffisamment élevé (voisin de 500 pour chaque année étudiée) pour fournir des résultats statistiquement significatifs tant sur les risques de non-satisfaction de la demande (défaillance) que sur les bilans énergétiques annuels (production des différents groupes, échanges avec les systèmes voisins)(38).

D'autres facteurs de risque dont on sait qu'ils existent mais dont la probabilité d'occurence (au demeurant faible) ne peut être précisément déterminée, sont délibérément ignorés : avarie générique sur une famille de groupes de production, rupture d'approvisionnement d'un combustible...

La présentation des résultats de ces simulations est organisée en trois parties, qui traitent successive-

• des besoins en puissance : il s'agit de quantifier,

pour chacune des années à venir, les moyens d'offre nécessaires à la satisfaction de la demande, en complément de ceux dont on est quasiment assuré qu'ils seront exploitables à la date considérée (offre « Acquise »). Les besoins ainsi identifiés correspondent aux décisions restant à prendre à ce jour relatives à la mise à disposition du système de moyens de production (ou de réduction de consommation) à l'échéance concernée;

- des conditions d'exploitation prévisionnelles du système électrique français à moyen terme : cet exercice a pour objet d'évaluer les risques de non-satisfaction de la demande lors des pointes ainsi que les bilans énergétiques annuels. Il est fondé sur une trajectoire d'évolution de l'offre qui intègre, par anticipation, l'effet de certaines décisions non encore prises irrévocablement mais qui apparaissent très probables. Il comporte en outre une étude de sensibilité aux principaux facteurs d'incertitude que sont l'évolution de la demande (à la hausse, ou à la baisse, s'il y a renforcement des mesures de MDE), et l'évolution de l'offre, en thermique classique ou d'origine renouvelable. C'est sur ces bases que sont délivrés, le cas échéant, les messages d'alerte ou de vigilance appropriés. Le décret du 22 septembre 2006 (article 4) stipule que cet exercice doit être mis à jour à périodicité annuelle ;
- d'une vision prospective à plus long terme (2020): outre la quantification des besoins en puissance en sus de l'offre « Acquise » (qui peuvent être importants à des échéances éloignées, mais qui ne justifient pas de délivrer d'alertes puisqu'il est encore largement temps de décider de nouveaux moyens de production, de tout type), l'intérêt des études à long terme est d'évaluer les conséquences sur l'exploitation future du système (au travers des bilans énergétiques) des choix qui sont à faire dans les toutes prochaines années en matière de développement des différentes filières.

(38)

cf. annexe 4 pour plus de détails.

5.1 – BESOINS EN PUISSANCE

5.1.1 - Le critère d'adéquation

Comme l'électricité ne se stocke pas et que l'offre et la demande sont toutes deux soumises à des aléas (effet des températures extérieures sur la demande, pannes de groupes de production, débits des rivières, vitesses de vent...), il est en toute rigueur impossible de garantir que la demande qui s'exprime puisse être satisfaite à tout moment et en toutes circonstances. Lorsqu'une conjonction particulièrement défavorable d'aléas conduit à ce que la production disponible devienne inférieure à la demande, le maintien de l'équilibre entre production et consommation oblige à couper l'alimentation d'une partie des consommateurs ; on parle alors de défaillance en production.

Faute de pouvoir garantir avec une certitude absolue la satisfaction de la demande, le dimensionnement de l'offre doit s'attacher à maintenir le risque de défaillance à un niveau socialement et économiquement acceptable. La défaillance peut être mesurée de différentes manières : par la fréquence des délestages, leur durée, l'énergie non délivrée...; pour une demande donnée, tous ces paramètres sont une fonction décroissante de la puissance installée, mais les relations qui les lient entre eux sont complexes à déterminer et, de plus, dépendantes de la nature et de l'ampleur des aléas affectant le système électrique concerné : il est donc nécessaire de n'en retenir qu'un seul comme grandeur de mesure.

Quant au seuil que cette mesure ne doit pas dépasser, il résulte d'un arbitrage entre, d'une part les avantages retirés par les consommateurs du fait de défaillances moindres, et d'autre part le coût des moyens de production supplémentaires qu'il faut installer.

La détermination du critère d'adéquation est une prérogative des pouvoirs publics. Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans Prévisionnels, il s'agit de l'espérance de durée de défaillance annuelle, qui doit demeurer inférieure à trois heures par an. Ce critère est identique à celui retenu dans les précédents Bilans Prévisionnels.

5.1.2 - L'identification des besoins

L'identification des besoins nécessaires à la satisfaction de la demande, dans le respect du critère précédemment présenté, est conduite sur la base du scénario de consommation jugé le plus crédible (scénario « Référence »), et en ne tenant compte que des moyens d'offre dont la présence est quasiment certaine (offre « Acquise »). Sont ainsi exclus les projets de CCG dont la construction n'est pas encore engagée, mais aussi les moyens existants sur la pérennité desquels pèse un doute. Cette approche permet d'appréhender l'ensemble des décisions qui restent à prendre en matière d'offre pour atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement requis.



Description de l'offre « Acquise »

Le parc nucléaire

- Un nouveau groupe (l'EPR de Flamanville) est mis en service en 2012.
- La puissance globale des groupes REP existants est (modestement) accrue de 300 MW entre 2006 et 2012, conséquence des changements de rotors de turbine déjà programmés; elle est stable au-delà.
- Les groupes actuels restent en activité dix ans au-delà de leur troisième visite décennale; cette hypothèse, prise en accord avec la Dideme, correspond à un arrêt théorique à l'occasion de la quatrième visite décennale; deux groupes de 900 MW se verraient alors mis à l'arrêt en 2019.
- La disponibilité des groupes actuels est supposée rester, en moyenne, au niveau atteint entre 2004 et 2006.
- Le prototype RNR (réacteur à neutrons rapides) est définitivement arrêté en 2009.

Le parc thermique classique centralisé

- L'ajout de nouveaux groupes à ceux exploités au 1er janvier 2007 concerne trois groupes fonctionnant au fioul sortis de « réserve » (pour une puissance cumulée de 2 000 MW), quatre TAC (700 MW) et quatre cycles combinés au gaz pour une puissance de 1 700 MW.
- Concernant la filière charbon, l'hypothèse de déclassement de groupes exploités au 1er janvier 2007 représente 3 600 MW.

 Ces tranches, concernées par la directive GIC, seront soumises au crédit de 20 000 heures de fonctionnement à compter du 1er janvier 2008, et sont supposées être définitivement arrêtées

entre 2011 et 2015 ; pour la coupe 2015, par prudence, il a été considéré que la totalité de ces groupes serait arrêtée.

• Concernant la filière fioul, 750 MW seront déclassés au 31 décembre 2015 (la relativement faible durée d'utilisation annuelle prévue de ces groupes les mettant *a priori* à l'abri d'un épuisement du crédit de 20 000 heures).

Le parc thermique décentralisé

- Retrait de 1 000 MW de cogénérations entre 2009 et 2012, au terme de leur actuel contrat d'achat.
- Ajout des installations retenues lors de l'appel d'offres biomasse de 2005, et seulement celui-ci.

Le parc éolien

• Seules les éoliennes en cours de construction et les projets disposant d'un permis de construire au $1^{\rm er}$ juin 2006 sont pris en compte : de ce fait, la puissance éolienne acquise à compter de 2009 est de 3 700 MW.

Le parc hydroélectrique

- L'équipement actuel est supposé se maintenir en l'état.
- La production annuelle attendue est de 65,4 TWh en moyenne; cette valeur est de 5 % inférieure à la productibilité annoncée au chapitre 3.5, pour tenir compte, d'une part des pertes éventuelles dues à l'accroissement des débits réservés, et surtout des inévitables pertes de production, dues notamment aux avaries de machines.

L'offre « Acquise » est récapitulée de manière synthétique dans les tableaux suivants.

PUISSANCE DU PARC DE PRODUCTION EXPLOITÉ EN FRANCE - OFFRE ACQUISE

| (en GW) | 1/1/2007 | 1/1/2009 | 1/1/2010 | 1/1/2011 | 1/1/2012 | 1/1/2015 | 1/1/2020 |
|------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|-----------|----------|
| Nucléaire | 63,3 | 63,4 | 63,4 | 63,4 | 63,4 | 65,0 | 63,2 |
| Charbon | 6,9 | 6,9 | 6,9 | 6,9 | 6,1 | ///3,2/// | 2,9 |
| CCG | 1,1 | 1,1 | 2,0/// | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 |
| Fioul et TAC | 4,8 | 7,1/// | 7,3/// | 7,3 | 7,3/// | 7,3 | 7,3// |
| Thermique décentralisé | ///8,8/// | 9,0/// | 8,5 | 8,5 | 8,0/// | 8,0/// | 8,0 |
| Hydraulique | 25,3 | 25,3 | 25,3 | 25,3 | 25,3 | 25,3 | 25,3 |
| Éolien | 1,4/// | 3,7// | 3,7/// | 3,7/// | 3,7/// | 3,7/// | 3,7// |

ÉNERGIES PRODUCTIBLES ANNUELLEMENT DU PARC DE PRODUCTION EXPLOITÉ EN FRANCE

| (en TWh) | 2006 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 | 2020 |
|---------------------------|------|------|------|--------|------|------|------|
| Thermique décentralisé | 26,4 | 27,7 | 26,3 | 26,3 | 24,9 | 24,9 | 24,9 |
| Dont origine renouvelable | 3,4 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 |
| Éolien | 2,2 | 8,0 | 8,0 | 8,0/// | 8,0 | 8,0 | 8,0 |
| Hydraulique * | 54,6 | 65,4 | 65,4 | 65,4 | 65,4 | 65,4 | 65,4 |

^{*} Hors turbinage des STEP – pour 2006, valeur réalisée.

Par ailleurs, deux hypothèses complémentaires sont nécessaires pour l'identification des besoins :

- le solde d'échanges : la possibilité d'annulation, en espérance, des échanges est maintenue sur toute la période ;
- les effacements de consommation : maintien de 3 GW d'effacements de consommation nationale sur toute la période.

La durée de défaillance moyenne annuelle est évaluée à l'issue des simulations de fonctionnement du système électrique. Si elle est inférieure à trois heures par an, l'offre est suffisante, et il n'y a pas besoin d'en susciter davantage. Dans le cas contraire, les simulations sont reprises, en rajoutant de nouveaux moyens d'offre, jusqu'à ce que la moyenne des durées de défaillance soit ramenée à trois heures par an. Cette offre fictive est modélisée, par convention, avec les caractéristiques de groupes de production thermiques ; cette convention ne préjuge en rien de la nature des

moyens d'offre qui devront être mis en service (groupes thermiques, éoliennes, effacements de consommation...).

5.1.3 - Les besoins identifiés

Le tableau ci-dessous présente les résultats relatifs à la défaillance issus des simulations, avant ajout éventuel des groupes de production fictifs. Bien que le critère d'adéquation ne concerne que l'espérance de défaillance annuelle, d'autres indicateurs sont également fournis à titre d'information : la probabilité de défaillance (c'est-à-dire la probabilité qu'il y ait au moins un délestage au cours d'une année) et l'espérance d'énergie non desservie du fait des délestages.

Sur la dernière ligne figure (lorsque cela est nécessaire) la puissance manquante, c'est-à-dire la puissance des groupes fictifs qu'il a fallu rajouter pour respecter le critère d'une espérance annuelle de défaillance inférieure au seuil admissible de 3 heures par an.

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 | 2020 |
|-------------------------------------|-----------|--------------|-----------|------------|-----------|
| Probabilité de défaillance | 5,5 % | 6,1% | 10,5 % | 27 % | 87 % |
| Énergie de défaillance en espérance | 3,1 GWh | 3,1 GWh | 11,7 GWh | 34,4 GWh | 265 GWh |
| Espérance de durée de défaillance | 1 h 43 mn | 1 h 47 mn | 3 h 50 mn | ///13 h/// | 76 h |
| Puissance manquante | <u> </u> | - | 600 MW | 4 100 MW | 10 500 MW |

L'ensemble des décisions prises par les producteurs jusqu'à ce jour (investissement en nouveaux moyens de production, et réactivation de groupes plus anciens) permet de respecter le critère d'ajustement du parc jusqu'en 2011, dans le scénario de demande « Référence ».

Des moyens supplémentaires, à hauteur de 600 MW, n'apparaissent désormais indispensables qu'à l'automne 2011.

Par rapport aux besoins détectés dans la précédente édition du Bilan Prévisionnel (2005), la date d'apparition des besoins est repoussée de deux ans. Ce recul s'explique essentiellement par les décisions d'investissement prises au cours des deux dernières années, les prévisions de demande de puissance en pointe demeurant, quant à elles, très proches de celles établies en 2005.

Il convient d'insister sur le fait que les estimations de puissance manquante sont fournies par rapport à une offre volontairement minimaliste, notamment en ce qui concerne le maintien en activité de certains groupes aujourd'hui exploités. Il en résulte que les besoins pourront être couverts non seulement en développant de nouveaux moyens de production, ou en promouvant des effacements de consommation (consentis), mais aussi en décidant (dans la mesure où cette option est techniquement et réglementairement possible) de prolonger la durée de vie de groupes au devenir incertain, vus d'aujourd'hui ; tel est le cas, par exemple, des groupes de cogénération à l'expiration des contrats d'obligation d'achat, ou des deux REP de 900 MW que l'on a considéré arrêtés en 2019.

5.2 – TRAJECTOIRE PROBABLE À MOYEN TERME – JUSQU'EN 2015

5.2.1 – Équilibre offre – demande sur la trajectoire probable

S'il est douteux que tous les projets déclarés se réalisent, il est cependant très probable qu'une partie d'entre eux, qui n'ont pas atteint le stade d'irréversibilité aujourd'hui, seront réalisés aux dates où apparaissent les besoins de puissance. C'est notamment le cas des projets dont le délai de construction est relativement court, comme les éoliennes, ou ceux des projets de CCG dont les dossiers d'instruction sont déjà largement avancés.

L'évaluation de la trajectoire probable repose sur une hypothèse de consommation conforme au scénario « Référence », mais avec une offre de production légèrement plus étoffée.

Description de l'offre « Projets engagés »

Les hypothèses retenues pour l'offre « Projets engagés » sont exprimées par différence avec l'offre « Acquise ».

- Pas de changement pour le parc nucléaire.
- Ajout de trois cycles combinés au gaz supplémentaires, mis en service en 2011 et 2012.
- Développement du parc éolien à hauteur de 5 GW en 2010 et 7 GW en 2012 (cf. paragraphe 3.6).

 Maintien de l'intégralité des cogénérations, supposant d'une part, pour les installations de moins de 12 MW, que les modalités offertes par l'arrêté du 14 décembre 2006 incitent leurs opérateurs à en prolonger l'exploitation, et d'autre part, pour les installations de plus de 12 MW, que les conditions économiques se révèlent favorables.

RISQUE DE DÉFAILLANCE - TRAJECTOIRE PROBABLE

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 |
|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Probabilité de défaillance | 4,2 % | 3,7 % | 4,4 % | 12,5 % |
| Énergie de défaillance en espérance | 2,3 GWh | 1,7 GWh | 2,1 GWh | 9,2 GWh |
| Espérance de durée de défaillance | 1 h 21 mn | 1 h 02 mn | 1 h 16 mn | 4 h 15 mn |

Selon la trajectoire probable, le critère d'adéquation est respecté jusqu'à l'hiver 2013-2014. Un déficit de 900 MW apparaît pour l'hiver 2014-2015, à combler à l'automne 2014.

Les bilans énergétiques, issus du modèle de simulation de fonctionnement du système électrique utilisé pour évaluer la défaillance, apportent des enseignements sur trois points principaux :

- le taux de couverture de la demande nationale par les EnR (comparaison à l'objectif de 21 % en 2010) : le ratio est calculé par rapport à la consommation brute d'électricité, qui inclut la consommation des auxiliaires des centrales, ainsi que la consommation nette des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). La contribution de l'hydraulique se limite à la production des apports naturels, à l'exclusion du turbinage de l'eau pompée dans les STEP. Par convention, la production d'électricité à partir des déchets ménagers est considérée renouvelable à 50 % ;
- les émissions de CO₂ de l'ensemble du secteur électrique français : leur calcul repose sur l'utilisation de taux normatifs par type de production (0,96 tCO₂/MWh pour les groupes charbon, 0,8 pour les groupes fioul, 0,36 pour les CCG, et 0,4 tCO₂/MWh pour les équipements thermiques décentralisés d'origine non renouvelable, fonctionnant majoritairement en cogénération et consommant du gaz naturel) ; l'influence du solde exportateur sur les émissions hors de France n'est pas prise en compte ;
- les exportations : les soldes exportateurs sont destinés à être comparés aux capacités des infrastructures d'interconnexion, de manière à déceler d'éventuelles limitations induites par ces dernières.

| BILAN ÉNERGÉTIQUE - TRAJECTOIRE PROBABLE | | | | | |
|--|--------|--------|--------|-----------|--------|
| (en TWh) | 2006 | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 |
| | | | | | |
| Consommation nationale | 476,5 | 494,4 | 499,4 | 500,2 | 508,8 |
| Pompage | 7,4 | 7,3/// | 7,3 | 7,3/// | 7,4 |
| Solde exportateur | 63,7 | 65,5 | 66,0 | 67,4 | 68,0 |
| Demande | 547,6 | 567,2 | 572,7 | 575,0 | 584,2 |
| Nucléaire | 428,7 | 430,3 | 430,3 | 429,2 | 442,0 |
| Charbon | 21,7// | 17,7 | 17,2 | 15,5 | 11,1 |
| CCG | 4,9 | 8.9 | 12,9 | 14,8 | 14,1 |
| Fioul et TAC | 3,1/// | 1,8 | 1,6 | ///1,7/// | 2,1// |
| Thermique décentralisé non EnR | 23,0 | 23,2 | 23,2 | 23,3 | 23,3 |
| Thermique décentralisé EnR | 3,4 | 4,9 | 4,9 | 5,8 | 5,8 |
| Hydraulique* | 60,6 | 70,7 | 70,7 | 70,7 | 70,7 |
| Éolien | 2,2 | 9,7 | 11,9 | 14,0 | 15,1 |
| Offre | 547,6 | 567,2 | 572,7 | 575,0 | 584,2 |
| Ratio EnR | 12,1 % | 15,3 % | 15,6 % | 16,0 % | 15,9 % |
| Estimation CO ₂ émis (MtCO ₂) | 34,7 | 30,7 | 31,5 | 30,7 | 26,5 |

* Y compris turbinage des STEP.

Ces résultats appellent les commentaires suivants.

- La croissance de la consommation intérieure est satisfaite essentiellement par le développement des cycles combinés au gaz et les énergies renouvelables (principalement l'éolien) jusqu'en 2012, puis par l'EPR au-delà.
- Le solde exportateur demeure stable, évoluant dans un étroit tunnel de 65 à 70 TWh, en espérance. C'est un niveau proche de ce qu'il aurait été en 2006 dans

des conditions climatiques normales c'est-à-dire si le premier trimestre n'avait pas été aussi froid, et les apports hydrauliques un peu plus abondants). Par rapport aux prévisions établies dans l'édition 2005 du Bilan Prévisionnel, il se situe à un niveau légèrement plus élevé, ce qui s'explique principalement par des prévisions de demande nationale revues à la baisse, et, dans une moindre mesure, par des prévisions revues légèrement à la hausse pour les productions

éolienne (du fait d'une puissance installée supérieure) et nucléaire (meilleure disponibilité et ajout de l'EPR).

- La production nucléaire est quasiment stable jusqu'en 2012, date de l'arrivée de l'EPR.
- Les émissions de CO₂ sont stabilisées jusqu'en 2012, malgré l'augmentation de la production globale, et sont orientées à la baisse ensuite. Cela s'explique par le développement de l'éolien, la mise en service de l'EPR et la substitution progressive des centrales au charbon par des cycles combinés au gaz.
- La part de la production d'origine renouvelable (qui ne dépend, de fait, que des hypothèses retenues sur ces productions fatales) reste toutefois sensiblement en deçà de l'objectif de 21 % de la consommation nationale d'électricité assigné par la loi POPE du 13 juillet 2005.

5.2.2 – Sensibilité à une croissance plus forte de la demande

L'objectif poursuivi ici est d'évaluer les risques de défaillance dans l'hypothèse d'une croissance de la demande plus élevée que celle du scénario « Référence »

Les résultats présentés proviennent de la simulation du système électrique avec les consommations nationales établies dans le scénario « Haut » de demande et l'offre de production « Projets engagés » telle qu'elle est décrite dans le chapitre précédent.

| DICOUE DE | DÉCATLL AN | ICE CONCOM | MATTONILIALITE |
|-----------|------------|--------------|----------------|
| KIZMUE DE | DEFAILLAD | NLE - LUNSUM | MATION HAUTE |

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 |
|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|--------|
| Probabilité de défaillance | 8,1 % | 7,2 % | 9,4% | 28 % |
| nergie de défaillance en espérance | 5,0 GWh | 4,4 GWh | 6,5 GWh | 37 GWh |
| spérance de durée de défaillance | 2 h 43 mn | 2 h 21 mn | 3 h 12 mn | 13 h |

Le seuil de trois heures se trouve légèrement dépassé dès l'année 2012. Si les analyses conduites régulièrement mettent en évidence que la demande, notamment celle en puissance à la pointe, suit la trajectoire haute, il conviendra de décider de la construction de moyens supplémentaires à mise en œuvre rapide (comme des TAC) en temps opportun. Le fait que l'espérance de durée de défaillance soit très proche du critère d'adéquation dès les premières années, c'est-à-dire à des

échéances très courtes pour développer des moyens d'offre complémentaires, montre la nécessité de disposer de tous ceux supposés exister dans l'offre de production « Projets engagés » : des retards dans la mise en service des groupes en construction, ou l'arrêt d'un trop grand nombre d'installations de cogénération exposerait, au moins transitoirement, le système français à des risques de défaillance un peu plus élevés qu'il n'est admis, en cas de croissance forte de la demande.

BILAN ÉNERGÉTIQUE - CONSOMMATION HAUTE

| (en TWh) | 2006 | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Consommation nationale | 476,5 | 500,4 | 506,6 | 508,6 | 520,9 |
| Pompage | 7,4 | 7,3 | 7,3 | 7,3/// | 7,4 |
| Solde exportateur | 63,7 | 63,3 | 63,4 | 64,4 | 63,0 |
| Demande | 547,6 | 571,0 | 577,3 | 580,3 | 591,3 |
| Nucléaire | 428,7 | 431,8 | 432,0 | 431,1 | 444,4 |
| Charbon | 21,7 | 19,1 | 18,7 | 17,0 | 12,5 |
| CCG | 4,9 | 9.3 | 13,7 | 16,0 | 15,9 |
| Fioul et TAC | 3,1 | 2,3 | 2,2/// | 2,4 | 3,6 |
| Thermique décentralisé non EnR | 23,0 | 23,2 | 23,2 | 23,3 | 23,3 |
| Thermique décentralisé EnR | 3,4 | 4,9 | 4,9 | 5,8 | 5,8 |
| Hydraulique* | 60,6 | 70,7 | 70,7 | 70,7 | 70,7 |
| Éolien | 2,2 | 9,7// | 11,9 | 14,0 | 15,1 |
| Offre | 547,6 | 571,0 | 577,3 | 580,3 | 591,3 |
| Ratio EnR | 12,1 % | 15,1 % | 15,4% | 15,9 % | 15,7 % |
| Estimation CO ₂ émis (MtCO ₂) | 34,7 | 32,5 | 33,7 | 33,1 | 29,4 |

^{*} Y compris turbinage des STEP.

Le supplément de consommation intérieure (par rapport à celle du scénario « Référence ») est satisfait en partie par une réduction des exportations, et en partie par un accroissement de production des groupes installés en France (faiblement pour le nucléaire, déjà très sollicité — proportionnellement un peu plus pour les groupes charbon ou CCG) ; en corollaire de ce dernier point, les émissions de CO₂ sont très modérément accrues.

5.2.3 – Sensibilité à une politique de MDE renforcée

Au contraire du chapitre précédent, l'objectif poursuivi ici est d'évaluer les risques de défaillance dans l'hypothèse d'une croissance de la demande plus faible que dans le scénario « Référence », résultant d'une plus grande efficacité des mesures de MDE. Les résultats présentés proviennent de la simulation du système électrique avec le scénario « MDE renforcée » et l'offre de production « Projets engagés » telle qu'elle a été décrite précédemment.

RISQUE DE DÉFAILLANCE - MDE RENFORCÉE

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 |
|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Probabilité de défaillance | 1,3 % | 0,9 % | 0,4% | 3,7 % |
| énergie de défaillance en espérance | 0,61 GWh | 0,30 GWh | 0,34 GWh | 1,6 GWh |
| Espérance de durée de défaillance | 0 h 27 mn | 0 h 13 mn | 0 h 14 mn | 1 h 00 mn |

L'espérance de durée de défaillance reste très en deçà du critère requis sur toute la période.

Dans le cas d'une efficacité de la MDE meilleure que dans le scénario « Référence », les projets de cycles

combinés au gaz et le développement des énergies renouvelables suffisent très largement, et durablement, à couvrir l'augmentation de la consommation.



BILAN ÉNERGÉTIQUE - MDE RENFORCÉE

| | 2006 | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| (EN TWh) | | | | | |
| Consommation nationale | 476,5 | 484,1 | 487,3 | 486,5 | 490,2 |
| Pompage | 7,4 | 7,4/// | 7,3 | 7,3/// | 7,4 |
| Solde exportateur | 63,7 | 69,5 | 70,4 | 72,3 | 75,0 |
| Demande | 547,6 | 561,0 | 565,0 | 566,1 | 572,6 |
| Nucléaire | 428,7 | 427,9 | 427,6 | 426,0 | 436,8 |
| Charbon | 21,7 | 15,3 | 14,4 | 12,8 | 8,9 |
| CCG | 4,9 | 8.1 | 11,4 | 12,6 | 10,9 |
| Fioul et TAC | 3,1 | 1,2// | 0,9 | 0,9 | 1,1 |
| Thermique décentralisé non EnR | 23,0 | 23,2// | 23,2 | 23,3 | 23,3 |
| Thermique décentralisé EnR | 3,4 | 4,9 | 4,9 | 5,8 | 5,8 |
| Hydraulique* | 60,6 | 70,7 | 70,7 | 70,7 | 70,7 |
| Éolien | 2,2 | 9,7// | 11,9 | 14,0 | 15,1 |
| Offre | 547,6 | 561,0 | 565,0 | 566,1 | 572,6 |
| Ratio EnR | 12,1 % | 15,6 % | 16,0 % | 16,6 % | 16,6 % |
| Estimation CO ₂ émis (MtCO ₂) | 34,7 | 27,7 | 27,9 | 26,8 | 22,5 |

^{*} Y compris turbinage des STEP.

De manière symétrique à la variante précédente, une baisse de consommation intérieure autorise un plus grand volume d'exportation, tout en réduisant la sollicitation des groupes installés en France. La production nucléaire est ainsi réduite de plus de 5 TWh en 2015 par rapport à la demande « Référence ».

Le scénario « MDE renforcée » fait également apparaître une réduction des émissions de ${\rm CO_2}$ en France (qui passent, en 2015, de 26,6 Mt dans le scénario « Référence » à 22,5 Mt) ; une réduction devrait aussi être enregistrée hors de France, sous l'effet d'un solde exportateur en augmentation de 7 TWh, diminuant la sollicitation de centrales thermiques (émettrices de ${\rm CO_2}$) situées ailleurs en Europe.

Ce niveau d'exportation relativement élevé (atteignant 75 TWh par an en fin de période) reste néanmoins

accessible avec les capacités d'interconnexion actuelles.

Le ratio électricité d'origine renouvelable sur consommation intérieure est légèrement supérieur aux précédents, du fait de la baisse de consommation qui en constitue le dénominateur. Cette amélioration reste cependant très faible sur toute la période (de 0,6 % au maximum en 2015), et insuffisante pour atteindre l'objectif de 21 %.

5.2.4 – Sensibilité à un développement plus important de la production ENR

La variante présentée ici consiste à évaluer les risques de défaillance et le bilan énergétique avec un parc de production conforme à l'objectif de 21 % de la production d'électricité d'origine renouvelable, face à une demande évoluant selon le scénario de demande « Référence ».

Description de l'offre « EnR haut »

Concernant les productions à partir d'énergies renouvelables, le développement du parc est conforme aux objectifs affichés dans l'arrêté PPI du 7 juillet 2006.

- Le développement des EnR thermiques, en plus du parc installé au 7 juillet 2006, à hauteur de 2 000 MW de biomasse, 250 MW de biogaz, 300 MW dans la filière des déchets ménagers, et 200 MW de géothermie en 2015. Le Bilan Prévisionnel étant limité à la France continentale, au contraire de la PPI qui couvre toute la nation, les puissances retenues sont légèrement abattues.
- Le développement accru de l'éolien, avec un parc de 13 500 MW en 2010 et 17 000 MW en 2015 (puissance installée en France continentale y compris *off-shore* raccordée au Réseau Public de Transport); ce niveau de puissance est compatible avec la puissance à installer de 17 500 MW figurant dans l'arrêté PPI, qui concerne l'ensemble de la France (y compris Corse, Dom et Tom).
- Le développement de l'hydraulique : addition de 1 500 MW en 2015, augmentant de 6 TWh le productible hydraulique français. Les autres moyens de production retenus sont ceux de l'offre « Projets engagés ».

Les résultats présentés proviennent de la simulation du système électrique avec le scénario de demande « Référence » et l'offre de production décrite ci-dessus.

| RISQUE DE DÉFAILLANCE - ENR HAUT | | | | |
|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 |
| Darkahiliké da déé-illana | 0.0% | 0.69 | 0.7% | 27% |
| Probabilité de défaillance | 0,9 % | 0,4 % | 0,7 % | 3,7 % |
| Énergie de défaillance en espérance | 0,50 GWh | 0,40 GWh | 0,43 GWh | 1,4 GWh |
| Espérance de durée de défaillance | 0 h 17 mn | 0 h 13 mn | 0 h 14 mn | 0 h 49 mn |

Le critère d'ajustement du parc est très largement satisfait sur toute la période.

BILAN ÉNERGÉTIQUE - ENR HAUT

| (en TWh) | 2006 | 2010 | 2011 | 2012 | 2015 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Consommation nationale | 476,5 | 494,4 | 499,4 | 500,2 | 508,8 |
| Pompage | 7,4 | 7,4// | 7,4/// | 7,4// | 7,4// |
| Solde exportateur | 63,7 | 75,1 | 74,4 | 77,3// | 82,2 |
| Demande | 547,6 | 576,9 | 581,2 | 584,9 | 598,3 |
| Nucléaire | 428,7 | 423,0 | 424,0 | 420,9 | 428,2 |
| Charbon | 21,7// | 12,2 | 12,4 | 10,5 | 6,7 |
| CCG | 4,9 | 6,9 | 10,0 | 10,4 | 8,2 |
| Fioul et TAC | 3,1 | 0,9 | 0,8 | 0,7 | 0,7// |
| Thermique décentralisé non EnR | 23,0 | 23,5 | 23,5 | 23,7// | 23,8 |
| Thermique décentralisé EnR | 3,4 | 8,8 | 8,8 | 11,2 | 14,8 |
| Hydraulique* | 60,6 | 71,9 | 71,9// | 73,9 | 76,7 |
| Éolien | 2,2 | 29,7 | 29,8 | 33,6 | 39,3 |
| Offre | 547,6 | 576,9 | 581,2 | 584,9 | 598,3 |
| Ratio EnR | 12,1 % | 20,1 % | 19,9 % | 21,5 % | 23,4 % |
| Estimation CO ₂ émis (MtCO ₂) | 34,7 | 24,3 | 25,5 | 23,9 | 19,6 |

^{*} Y compris turbinage des STEP.

L'introduction d'un supplément de productions fatales (éolien et thermique EnR) est qualitativement similaire à la maîtrise de la demande d'énergie : la demande résiduelle à satisfaire par les moyens de production conventionnels s'en trouve réduite dans les deux cas. On retrouve donc sans surprise les mêmes constats que dans la variante précédente : exportations orientées à la hausse, et réduction des émissions de CO₂ en France. Toutefois, le niveau très élevé des exportations (plus de 80 TWh par an en fin de période, en espérance ce pourrait être bien plus dans certaines occurrences d'aléas) donne à penser qu'avec le réseau existant, des congestions apparaîtraient beaucoup plus fréquemment que dans la période actuelle.

5.3 – HORIZON LONG TERME – 2020

5.3.1 – Les sensibilités au parc de production

Aux échéances lointaines, les études d'équilibre offre – demande doivent naturellement prendre en compte des incertitudes beaucoup plus grandes qu'à moyen terme. Celles sur la demande sont déjà intégrées dans les prévisions établies au chapitre 2, qui font apparaître en 2020 des écarts de 45 TWh sur l'énergie annuelle, et de plus de 11 GW sur la demande de pointe (atteinte à une chance sur dix), entre les scénarios « Haut » et « MDE renforcée ».

Des incertitudes pèsent tout autant sur la constitution du parc de production installé en France : celuici résultera des décisions prises par les producteurs au cours des prochaines années, éventuellement encadrées par les orientations des pouvoirs publics inscrites dans la PPI. La présence d'un groupe de production à l'automne 2019 est compatible avec une prise de décision en 2018 pour des éoliennes, en 2017 pour des TAC, jusqu'en 2015 ou 2016 pour des CCG, et même jusqu'en 2012 ou 2013 pour des groupes charbon ou des installations nucléaires.

Pour traiter de ces incertitudes, plusieurs configurations d'offre et de demande sont envisagées. Chacune donne lieu à des simulations du système électrique français, qui permettent d'illustrer, au travers des bilans énergétiques résultants, les conséquences des choix qui seront faits au cours des prochaines années tant sur la nature des moyens de production qu'en matière de MDE. Dans toutes ces configurations, les parcs de production ont en com-

• de se situer dans le prolongement de la trajectoire probable jusqu'en 2015 définie au chapitre précédent : les parcs de production en 2020 comprennent tous l'offre considérée comme acquise (tableaux du chapitre 5.1.2), à laquelle sont ajoutés les moyens dont la mise en service avant 2015 ou le maintien en activité apparaît probable (trois CCG, maintien des cogénérations, complément éolien, comme indiqué au chapitre 5.2.1);

• de respecter le critère d'adéquation : des moyens additionnels sont supposés être mis en service avant 2020 en quantité suffisante à cette fin ; en effet, l'exploration de l'horizon 2020 n'a pas pour objet d'attirer l'attention sur les risques de défaillance, dans la mesure où il est encore largement temps de décider la construction de moyens de production pour les réduire ; elle permet d'évaluer le volume des moyens à décider.

Pour faciliter l'interprétation des résultats énergétiques, le parti a été pris de construire les diverses configurations de telle sorte que toutes ne diffèrent de l'une d'elles que par un couple de paramètres (demande / puissance installée en CCG pour les variantes sur la demande ; puissance installée en CCG / en une seule autre filière de production pour les variantes sur l'offre) : une des ces configurations (la vision « Centrale ») se voit ainsi attribuer un rôle particulier. Il s'agit là uniquement d'une commodité de présentation, la vision « Centrale » n'ayant pas a priori une plus grande probabilité de se réaliser que les autres.

L'état de l'équilibre offre – demande dans les systèmes voisins en 2020 est également largement inconnu. Pour les besoins des simulations du système français, les modélisations retenues pour le moyen terme (possibilités d'importation nulles dans les situations de tension en France, interclassement des groupes français et étrangers) ont été reconduites à l'identique. Cette hypothèse, relève davantage du domaine de la convention que d'une approche industrielle.

Les incertitudes sur les prix des combustibles ou des permis d'émission de CO_2 , qui peuvent modifier l'ordre de préséance économique des différents groupes ne sont pas davantage traitées dans cet exercice. Il s'ensuit que les valeurs estimées de chaque terme du bilan énergétique n'ont qu'une valeur indicative ; leurs variations en fonction des différentes configurations examinées (calculées « toutes autres choses égales par ailleurs ») ont au moins autant de signification.

5.3.2 - Les sensibilités à la demande

La vision « Centrale » reprend la demande prévue en 2020 dans le scénario « Référence ». Avec l'offre « Acquise » décrite au paragraphe 5.1.2 pour l'évaluation des besoins, il apparaitrait nécessaire de développer l'équivalent de 10 500 MW de moyens thermiques pour respecter le critère d'adéquation. Les moyens maintenus (1 000 MW de cogénération) ou développés avant 2015 (1 200 MW de CCG, éolien) selon la trajectoire probable sont insuffisants pour que le critère d'adéquation soit respecté : un complément d'offre serait nécessaire.

Les moyens additionnels sont supposés être constitués par :

- le développement de l'éolien à hauteur de ce que préconise la PPI à l'horizon 2015, soit une puissance installée de 17 000 MW;
- le développement des autres filières renouvelables, hydroélectricité et thermique renouvelable, à hauteur d'une large proportion de ce que préconise la PPI à horizon de 2015 ; par rapport à la situation du parc au début 2007, ces développements représentent, à climat normal, un ajout de 3,1 TWh de production hydraulique et 8,8 TWh à partir d'équipements thermiques utilisant des énergies renouvelables ;

• et un complément de moyens thermiques, à hauteur de 4 000 MW de CCG, exclusivement ; cette puissance est inférieure à celle des projets aujourd'hui en file d'attente.

Concernant la filière nucléaire, on rappelle que deux groupes de 900 MW sont supposés avoir été déclassés en 2019, qu'il n'a pas été pris en compte d'augmentation de la puissance unitaire des groupes REP aujourd'hui exploités (hormis celle liée au remplacement des rotors de turbine), et que l'EPR de Flamanville a été mis en service en 2012 ; de ce fait, la puissance nucléaire installée en 2020 se trouve, à quelques dizaines de MW près, identique à celle de 2007.

La première variante sur la demande, dénommée variante « Consommation haute », est construite en reprenant les prévisions de consommation du scénario « Haut » en 2020, décrites dans le chapitre 2. Pour être satisfaite dans le respect du critère d'adéquation, cette demande, supérieure de 18 TWh à la « Référence », nécessite l'installation de 5 600 MW de moyens thermiques de plus que dans la vision « Centrale ». L'ajustement porte exclusivement sur des CCG, le développement des EnR et des autres moyens de production thermique étant supposé rigoureusement identique à celui de la vision « Centrale ».

La variante « MDE renforcée » consiste à envisager une croissance de la demande plus faible que la « Référence », du fait d'un renforcement de l'efficacité des actions de MDE tel qu'il est décrit dans le chapitre 2. L'écart avec la demande « Référence » est de 27 TWh à l'horizon 2020. Avec un développement des EnR identique à celui de la vision « Centrale » et les moyens thermiques développés jusqu'en 2015, l'offre de production est suffisante dans ce cas pour respecter le critère d'adéquation : l'espérance de durée de défaillance, de 1 h 30, est même sensiblement inférieure au seuil requis.

Les parcs de production installés dans chacune de ces variantes sont donc constitués en 2020 par :

PUISSANCES INSTALLÉES EN 2020 - SENSIBILITÉ À LA DEMANDE

| (en GW) | vision « Centrale » | variante « Consommation haute » | variante « MDE renforcée » |
|------------------------|------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Nucléaire | 63,2 | 63,2 | 63,2 |
| Charbon | 2,9 | 2,9 | 2,9 |
| CCG | 8,0 | 13,6 | 4,0 |
| Fioul et TAC | 7,3//// | 7,3////// | 7,3/// |
| Thermique décentralisé | 11,0 | 11,0 | 11,0 |
| Hydraulique | 26,0 | 26,0 | 26,0 |
| Éolien | 17,0 | 17,0 | 17,0 |

Les bilans énergétiques relatifs à l'année 2020, issus des simulations de fonctionnement du système électrique français dans chacune des variantes sur la demande, sont présentés ci-après :

BILANS ÉNERGÉTIQUES 2020 - SENSIBILITÉ À LA DEMANDE

| (en TWh) | vision « Centrale » | variante « Consommation haute » | variante « MDE renforcée » |
|--|------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Consommation nationale | 533,4 | 551,6 | 506,2 |
| Pompage | 7,4 | 7,4 | 7,4 |
| Solde exportateur | 69,9 | 67,5 | 77,5 |
| Demande | 610,7 | 626,5 | 591,1//// |
| Nucléaire | 431,3 | 433,3 | 425,2 |
| Charbon | 10,3 | 11,2 | 8,2 |
| CCG | 22,4 | 35,3 | 11,2//// |
| Fioul et TAC | 1,1 | 1,1 | 0,9 |
| Thermique décentralisé non EnR | 23,8 | 23,8 | 23,8 |
| Thermique décentralisé EnR | 11,2 | 11,2 | 11,2 |
| Hydraulique* | 73,9 | 73,9 | 73,9 |
| Éolien | 36,7//// | 36,7////// | 36,7//// |
| Offre /////////////////////////////////// | 610,7 | 626,5 | 591,1 |
| Ratio EnR | 20,7 % | /////20,0%/////// | 21,7 % |
| Estimation CO ₂ émis (MtCO ₂) | 28,2 | 33,6 | 22,1 |

^{*} Y compris turbinage des STEP.

Dans la vision « Centrale », tant la production nucléaire que le solde exportateur retrouvent des niveaux très proches de ceux constatés en 2006, ou prévus à moyen terme. Les émissions de CO_2 sont quant à elles légèrement réduites. De fait, le supplément de consommation intérieure, pourtant non négligeable (57 TWh de plus qu'en 2006), est couvert en grande partie par les productions d'origine renouvelable, fatales et non émettrices de CO_2 ; le solde

provient d'une plus grande production du thermique classique, au sein duquel la contribution du charbon, fortement émetteur de CO₂, diminue au profit de celle des CCG.

Les résultats de la variante « Consommation haute », pour les productions nucléaire et charbon, ainsi que pour le solde exportateur, ne diffèrent pas notablement de ceux de la vision « Centrale ». Le surcroît de consommation (18 TWh) est pour l'essentiel (environ les deux tiers) satisfait par le production des CCG, installés en plus grand nombre. En conséquence, les émissions de CO₂ sont supérieures à celles estimées dans la vision « Centrale », et retrouvent des niveaux très proches de ceux constatés en 2006.

La tendance la plus notable de la variante « MDE renforcée » tient dans la baisse de la production thermique, toutes composantes comprises, malgré un développement sensible des exportations. C'est en particulier le cas de la production nucléaire (8 TWh de moins que dans la variante « Consommation haute » ; c'est aussi 4 à 5 TWh de moins que les réalisations de 2005 et 2006, avec une puissance installée quasiment identique et une

disponibilité très légèrement améliorée, signe d'un taux d'utilisation plus faible des capacités disponibles.

5.3.3 - Les sensibilités à l'offre de production

Dans cette partie, sont évalués les bilans énergétiques résultant de différentes configurations du parc de production permettant de satisfaire la demande prévue en 2020 dans le scénario « Référence ». Le parc précédemment décrit dans la vision « Centrale » est l'un de ceux qui conviennent, puisqu'il permet de respecter le critère d'adéquation de l'équilibre offre – demande ; mais d'autres sont envisageables.

Le tableau suivant précise la constitution du parc de production dans les différentes variantes examinées.

PUISSANCES INSTALLÉES EN 2020 - SENSIBILITÉ À L'OFFRE

| (en GW) | vision « Centrale » | variante « EPR » | variante « Charbon » | variante « Éolien faible » |
|------------------------|------------------------|---------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Nucléaire | 63,2 | 66,4 | 63,2 | 63,2 |
| Charbon | 2,9 | 2,9 | 6,1 | 2,9 |
| CCG | 8,0 | 4,8 | 4,8 | 9,8 |
| Fioul ET TAC | 7,3 | 7,3/// | 7,3//// | 7,3//// |
| Thermique décentralisé | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 |
| Hydraulique | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 |
| Éolien | ////17,0//// | 17,0 | 17,0//// | 10,0 |

La première variante testée, dite variante « EPR », consiste à supposer que deux EPR auront été mis en service en 2020, le développement des EnR étant rigoureusement identique à celui de la vision « Centrale » ; en conséquence, la puissance complémentaire à installer en CCG (au-delà de ceux probablement installés en 2015), n'est plus que de 800 MW.

Il est à noter qu'une augmentation de la puissance nucléaire exploitée en 2020 quantitativement similaire pourrait être obtenue par la prolongation de la durée de vie des deux groupes de 900 MW au-delà de leur quatrième visite décennale et l'augmentation de la puissance unitaire des groupes de 1 300 MW, sous réserve que l'une et l'autre soient techniquement et réglementairement possibles, et économiquement judicieuses.

La deuxième variante testée, dite variante « Charbon », consiste à supposer que les besoins supplémentaires sont en partie satisfaits par la construction de quatre centrales au charbon supercritique de puissance unitaire 800 MW, le développement des EnR étant ici encore rigoureusement identique à celui de la vision « Centrale ». Le respect du critère d'adéquation requiert encore la présence additionnelle de 800 MW, constitués de CCG.

La puissance de 3 200 MW de nouveaux moyens charbon excède celle des projets disposant aujourd'hui d'un raccordement au RPT. Elle ne semble cependant pas totalement irréaliste à l'horizon 2020, et présente l'avantage, dans le cadre de cet exercice, d'être identique à la puissance nucléaire retenue dans la variante « EPR », facilitant ainsi la comparaison entre elles.

La troisième variante testée, dite variante « Éolien faible », consiste à supposer que le développement de l'éolien n'atteindra pas le niveau préconisé par la PPI, mais restera limité à 10 000 MW. Pour respecter le critère d'adéquation, il est alors nécessaire d'ajouter 5 800 MW de moyens thermiques, supposés exclusivement constitués de CCG.

On notera que, par rapport à la vision « Centrale », la réduction de 7 000 MW éoliens doit être compensée par la présence de 1 800 MW CCG supplémentaires. Le taux de puissance substituée (rapport de la puissance thermique évitée à la puissance éolienne installée) est d'environ 25 %.

Les bilans énergétiques relatifs à l'année 2020, dans chacune des variantes sur la composition du parc de production sont présentés ci-après.

BILANS ÉNERGÉTIQUES EN 2020 - SENSIBILITÉ À L'OFFRE

| (en TWh) | vision « Centrale » | variante « EPR » | variante « Charbon » | variante « Éolien faible » |
|--|------------------------|---------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Consommation nationale | 533,4 | 533,4 | 533,4 | 533,4 |
| Pompage | 7,4 | 7,4 | 7,4 | 7,3 |
| Solde exportateur | 69,9 | 75,2 | 73,1 | 66,7 |
| Demande | 610,7 | 616,0 | 613,9 | 607,4 |
| Nucléaire | 431,3 | 448,0 | 431,3 | 433,5 |
| Charbon | 10,3 | 8,5 | 23,0//// | 11,5 |
| CCG | 22,4 | 12,7/// | 12,8 | 30,6 |
| Fioul et TAC | 1,1//// | 1,1 | 1,1 | 1,2 |
| Thermique décentralisé non EnR | 23,8 | 23,8 | 23,8 | 23,8 |
| Thermique décentralisé EnR | 11,2/// | 11,3 | 11,3 | 11,3 |
| Hydraulique* | 73,9 | 73,9 | 73,9 | 73,9 |
| Éolien | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 21,6/// |
| Offre /////////////////////////////////// | 610,7 | 616,0 | 613,9 | 607,4 |
| Ratio EnR | 20,7% | 20,7% | 20,7% | 18%/// |
| Estimation CO ₂ émis (MtCO ₂) | 28,2 | 23,1 | 23,2** | 32,4 |
| | | | 33,1*** | |

^{*} Y compris turbinage des STEP.

Dans les quatre configurations de parc de production envisagées, les exportations se maintiennent à haut niveau, plutôt supérieures à celles constatées actuellement et prévues à moyen terme. Elles sont les plus élevées dans la variante « EPR », où les productions fatales (c'est-à-dire sans coût variable de production, ce qui est le cas des EnR) ou à coûts variables de production très faibles (nucléaire) sont les plus développées.

Elles apparaissent également élevées dans la

variante « Charbon ». Même en l'absence de captage et stockage du CO₂, la technologie retenue pour les nouveaux groupes (supercritique), par l'amélioration des rendements qu'elle procure, leur assure, quels que soient les prix du charbon et des permis d'émission CO₂, un appel prioritaire par rapport aux centrales au charbon plus anciennes. S'il y a captage et stockage du CO₂, bien que les procédés mis en œuvre et leur impact sur le coût de production des groupes (*via* le rendement) ne soient pas aujourd'hui parfaitement cernés, la logique à

^{**} Avec captage et stockage du CO₂ sur les nouveaux équipements charbon.

^{***} Sans captage ni stockage du CO₂ sur les nouveaux équipements charbon.

laquelle répond le captage – stockage voudrait que les groupes qui en sont équipés soient appelés prioritairement. La question de l'ordre d'appel entre CCG et groupes charbon supercritiques est plus ouverte, mais il n'a pas été jugé réaliste de considérer les CCG uniformément prioritaires (ce qui conduirait à placer tous les groupes charbon après les CCG, avec comme conséquences d'accroître considérablement la demande de gaz des CCG, et de réduire à la portion congrue la production d'électricité à partir de charbon, au niveau européen). De ce fait, les quatre nouveaux groupes charbon installés en France, munis ou non des équipements de captage – stockage de CO₂, figurent parmi les moyens de production les plus appelés pour satisfaire la demande européenne.

Ces niveaux d'exportation, même dans la variante « EPR », sont accessibles avec le réseau d'interconnexion actuel. Aucune des quatre variantes ne fait ressortir d'augmentation des émissions de CO2 par rapport à celles de 2006, malgré un accroissement sensible de la production totale. Le développement à base d'EnR et de CCG, dans la vision « Centrale », engendrerait une réduction d'environ 15 %. Le recours au charbon sans captage – stockage du CO₂ en lieu et place de CCG (variante « Charbon »), ou aux CCG en lieu et place d'éoliennes (variante « Éolien faible ») aboutirait à une stabilisation par rapport à la situation actuelle. Le développement du nucléaire (variante « EPR »), voire du charbon avec captage – stockage du CO₂, en lieu et place de CCG permettrait la plus forte réduction.



ÉQUILIBRES OFFRE – DEMANDE RÉGIONAUX

- Région Provence-Alpes-Côte d'Azur
- 2 Région Ouest



6 Équilibres offre – demande régionaux

L'exercice national développé dans les premiers chapitres de ce Bilan Prévisionnel s'est intéressé à l'équilibre entre demande et offre de production globalement au niveau national, en s'affranchissant des éventuelles contraintes de réseau. Or, la sécurité d'approvisionnement de chaque consommateur dépend aussi de la consistance du réseau, mise en regard de la localisation respective des consommations et des centrales de production.

L'objet du chapitre qui suit n'est pas pour autant d'examiner dans le détail toutes les contraintes susceptibles d'apparaître sur les réseaux : cet exercice est mené dans le cadre du « Schéma de Développement du Réseau Public de Transport d'Électricité ». On ne s'intéressera ici qu'aux problèmes affectant la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, susceptibles d'être résolus soit par un renforcement du Réseau Public de Transport, soit par le développement de moyens de production judicieusement localisés.

 $(39)_{-}$

Une présentation plus complète des modes de déeradation de la sûreté du système figure dans le « Mémento de la Sûreté du Système Électrique ». document disponible sur le site www.rtefrance.com (rubrique « Médiathèque/ Publications / Vie du Système / Publications annuelles »).

La capacité de transit du réseau de transport est principalement limitée pour deux raisons (39):

- le courant transité par chaque élément du réseau (ligne, transformateur), du fait de l'échauffement subi par celui-ci, doit rester inférieur à une valeur maximale admissible en permanence; des surcharges temporaires sont cependant tolérées pour des durées de quelques minutes (d'autant plus courtes que le dépassement de charge est important), le temps de modifier la configuration du réseau ou le plan de production pour ramener l'intensité en dessous de la valeur admissible en per-
- la tension doit être maintenue en tous points dans une plage étroite ; en deçà d'un seuil bas (« tension critique »), se développe un phénomène, incontrôlable, d'écroulement qui conduit à ne plus pouvoir transiter de puissance active. Elle est réglée, localement, par l'absorption ou l'injection de puissance réactive, que fournissent généralement les groupes de production, en même temps que la puissance active ; comme le transport de courant alternatif sur longue distance s'accompagne de chutes de tension, lorsque les groupes de production sont en nombre insuffisant dans une zone, il est nécessaire, soit de limiter la puissance transitée,

soit d'installer des moyens complémentaires destinés à compenser les chutes de tension.

Un fonctionnement sûr requiert que ces deux conditions soient respectées même en cas de défaut d'un quelconque composant du système (groupe de production, ligne, ou transformateur) : c'est la règle dite « règle du N - 1 ». Certains défauts doubles, là où leur risque d'apparition n'est pas négligeable et dont les conséquences seraient graves, sont parfois pris en compte (application de la « règle du N - 2 »).

L'analyse régionale est circonscrite à deux zones géographiques qui ont en commun d'être déficitaires en moyens de production et, se trouvant géographiquement excentrées, d'être alimentées en antenne depuis le réseau national. Ces deux caractéristiques confèrent un rôle de toute première importance au Réseau Public de Transport (RPT) dans la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Ces deux zones sont :

- la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (Paca);
- et une zone Ouest, recouvrant la région administrative Bretagne et deux départements de la région administrative Pays de Loire : Loire-Atlantique et Vendée.

6.1 - RÉGION PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR (PACA)

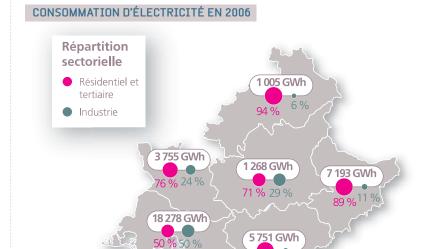
6.1.1 - Consommation

La consommation d'électricité de la région Paca s'est élevée à 37,3 TWh en 2006, soit 8,3 % de la consommation finale d'électricité en France. Elle est très inégalement répartie géographiquement : environ 84 % sont concentrés dans les trois départements côtiers (près de la moitié dans le seul département des Bouches-du-Rhône).

La répartition sectorielle est aussi très inégale : l'industrie, notamment les établissements industriels gros consommateurs d'électricité, est fortement développée dans la zone industrielle et portuaire de Marseille (Fos – étang de Berre), et représente la moitié des consommations d'électricité dans les Bouches-du-Rhône ; à l'inverse, dans le Var et les Alpes-Maritimes, la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire est largement prédominante.

Au cours des dernières années, la croissance des consommations en Paca a été globalement très proche de celle observée dans l'ensemble de la France : + 1,8 % en moyenne annuelle depuis 2001, après correction climatique. Ce constat global masque cependant une importante disparité entre les départements côtiers de l'est, où la croissance a été de l'ordre de 2,4 % par an, en liaison avec une évolution démographique ellemême plus rapide que dans le reste de la France, et les Bouches-du-Rhône, où le poids du secteur industriel explique une croissance de la demande plus lente.

En dépit d'un climat chaud en été, et du développement des activités liées au tourisme, la pointe de consommation se situe, comme dans toutes les régions françaises, en hiver. La sensibilité aux conditions climatiques est forte : 200 MW/°C en hiver, 60 MW/°C en été. Les effacements EJP⁽³⁹⁾ représentent



170 MW. La puissance maximale appelée s'est établie à 6 910 MW, le 29 décembre 2005, sous une température extérieure de 8 °C inférieure à la normale, sans activation des EJP; un niveau très proche (6 907 MW) avait déjà été atteint l'hiver précédent (le 28 février 2005, avec une température inférieure de 9 °C à la normale, et sans EJP).

Les prévisions de consommation sont cohérentes avec celles faites au niveau national (cf. chapitre 2). Elles s'appuient sur des perspectives démographiques établies au niveau régional. Elles tiennent en outre compte d'un effort spécifique de maîtrise de la demande en électricité dans l'est de la région.

Compte tenu de l'hétérogénéité en structure de la demande, les scénarios ont été projetés non seulement sur l'ensemble de la région Paca, mais aussi pour le sous-ensemble comprenant les départements du Var et des Alpes-Maritimes.

Pour la description des EJP, cf. chapitre

| SCÉNARIOS DE DEMANDE | Ensem | ble PACA | Var et Alpe | s-maritimes | |
|----------------------|---------|----------|-------------|-------------|--|
| | TCAM | TCAM | TCAM | TCAM | |
| | 2004/10 | 2010/20 | 2004/10 | 2010/20 | |
| Haut | 1,5% | 1,2 % | 1,8 % | 1,5 % | |
| Référence | 1,3% | 1,0 % | 1,6 % | 1,1 % | |
| MDE renforcée | 0,7 % | 0,5 % | 1,1 % | 0,7 %// | |

TCAM: taux de croissance moyen annuel.

6.1.2 - Production

Deux centrales de production thermique sont installées aux environs de Marseille : Gardanne (810 MW, groupes charbon), et Martigues (750 MW, groupes fioul). La pérennité de la production sur ces sites ne semble pas menacée à court terme. La centrale de Gardanne respecte la réglementation environnementale européenne.

MOYENS DE PRODUCTION EN PACA



Par ailleurs, il a été annoncé la conversion prochaine de la centrale au fioul de Martigues en une centrale à cycle combiné au gaz, de puissance supérieure à la centrale existante.

De nombreux groupes de production thermique décentralisée (cogénération), d'une puissance cumulée de 500 MW, sont également présents dans la région, principalement sur la zone industrielle de Fos – étang de Berre. Leur sort à l'expiration des contrats d'achat, aux alentours de 2010, est plus incertain.

En matière de production hydroélectrique, la région possède un des aménagements les plus importants de France : celui de la Durance. Il est constitué d'une retenue de grande capacité (lac de Serre-Ponçon), à l'aval de laquelle sont disposées en série 11 usines, reliées par des canaux, jusqu'à l'étang de Berre. Cette configuration permet de disposer d'une puissance de 1 500 MW, de surcroît rapidement mobilisable en cas de besoin. Toutefois, des contraintes de plus en plus pesantes sont susceptibles de faire perdre ces souplesses d'exploitation (cf. encadré). D'autres aménagements, notamment dans l'arrière-pays niçois (Var, Tinée, Roya — près de 300 MW) et sur les affluents de la haute Durance (environ 100 MW), apportent un complément non négligeable.

Les contraintes d'exploitation des usines de la Durance

Outre celles liées aux usages multiples de l'eau (maintien du niveau du lac de Serre-Ponçon pour la pratique des activités nautiques de juin à octobre, lâchers d'eau imposés pour les besoins de l'agriculture ou l'alimentation en eau potable des populations...), communes à de nombreux aménagements hydrauliques français, l'exploitation des usines de la Durance est soumise à des contraintes spécifiques, qui peuvent rejaillir sur la sûreté du système électrique. Ces dernières proviennent du fait que la partie terminale de l'aménagement ne suit pas le cours naturel de la rivière (qui se jette dans le Rhône), mais est implantée sur une dérivation vers l'étang de Berre. Les apports d'eau douce et de limons susceptibles de modifier l'équilibre écologique de cet étang, aux eaux naturellement saumâtres, sont contingentés ; ils l'étaient déjà à 2 100 hm³ par an depuis une quinzaine d'années ; par décret du 8 décembre 2006, cette limite a été abaissée à 1 200 hm³ par an à compter de 2007 : ce sont désormais environ les quatre cinquièmes de l'eau arrivant aux deux usines les plus en aval (Salon et Saint-Chamas) qui doivent être renvoyés dans le lit naturel de la Durance, supprimant 1,2 TWh par an de production potentielle.

Par ailleurs, les variations de débit dans le lit naturel sont également limitées ; en conséquence, toute augmentation rapide de puissance

de la chaîne d'usines en amont de Salon nécessite de diriger le supplément de débit vers l'étang de Berre. Or, l'aptitude à mobiliser rapidement un supplément de puissance (à la suite du déclenchement d'un groupe de production thermique, ou d'une ligne du réseau de transport) est déterminante pour la sûreté du système électrique, tant en Paca que pour l'ensemble de la France, compte tenu du volume de puissance en jeu. À titre d'illustration, lors de l'incident survenu le 4 novembre 2006 qui a privé d'électricité une quinzaine de millions de foyers en Europe de l'Ouest, c'est le démarrage rapide des usines hydrauliques (Durance en particulier, mais aussi celles des Alpes du Nord et du Massif Central) qui a permis de rétablir l'alimentation de la plupart des consommateurs touchés en moins d'une demi-heure.

Si la limitation des apports en eau douce devait conduire à ne plus pouvoir déverser dans l'étang de Berre, soit temporairement (épuisement du quota annuel), soit définitivement (fermeture des deux usines aval), et ne plus permettre de modulation de puissance sur l'ensemble de la Durance, les conséquences seraient très négatives en termes de sécurité d'approvisionnement, en Paca et au-delà.

Par souci d'exhaustivité, il convient de mentionner les trois usines les plus à l'aval de l'aménagement du Rhône (700 MW de puissance installée); implantées sur la frontière ouest de la région Paca, leur positionnement vis-à-vis du réseau conduit à les assimiler à une production externe du point de vue électrique.

6.1.3 - Réseau

Un peu plus de la moitié de la consommation est importée.

L'énergie est soutirée sur le réseau 400 kV national, au poste de Tavel (près d'Avignon).

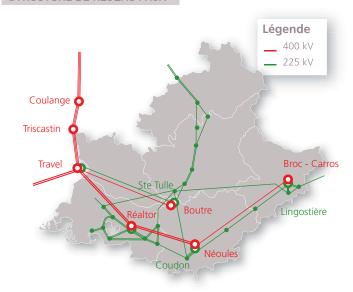
La principale artère irriguant la zone de forte densité de consommation est constituée d'une ligne à deux circuits 400 kV reliant Tavel, Réaltor (Marseille), Néoules (Toulon) et Broc-Carros (Nice) ; l'un des circuits est aujourd'hui exploité à 225 kV dans la partie terminale Néoules – Broc-Carros.

Plus au nord, est implanté un autre axe, qui ne présente pas la même homogénéité : dans sa partie occidentale, un double circuit 400 kV (dont un aujourd'hui exploité à 225 kV) relie Tavel à Boutre (près de Manosque), où s'effectue la jonction avec le réseau 225 kV collectant la production des usines amont de la Durance ; à l'est, cet axe n'est plus constitué que d'une ligne 225 kV (doublée d'une ligne

150 kV de capacité encore plus faible) reliant Sainte-Tulle à Lingostière (à proximité de Nice).

La liaison 225 kV amont Durance ne permet pas d'importation significative de puissance depuis le réseau national : lorsque les usines de la Durance produisent, les flux s'équilibrent près de Serre-Ponçon. La liaison 225 kV avec l'Italie n'en permet guère plus depuis le réseau italien en règle générale, tout en apportant un secours en cas d'incident.

STRUCTURE DE RÉSEAU PACA



6.1.4 – Les risques sur la sécurité d'approvisionnement

Les principales limites à la puissance qui peut être acheminée proviennent sans conteste de la capacité de transit des lignes.

Ces limites peuvent être analysées sur deux périmètres géographiques emboîtés :

- tout d'abord l'est de la région Paca (à l'est de Néoules et Boutre, soit la totalité du département des Alpes-Maritimes et la moitié est du Var), dont l'alimentation repose sur deux axes aux capacités dissymétriques (double circuit 400 / 225 kV de l'artère sud depuis Néoules, et lignes 225 et 150 kV depuis Sainte-Tulle, pour l'axe nord);
- ensuite la quasi-totalité de la région Paca, dont l'alimentation dépend de façon cruciale de la ligne Tavel – Réaltor, maillon naturellement le plus chargé de l'artère sud.

Par ailleurs, la maîtrise de la tension repose essentiellement sur quelques moyens de production, notamment les groupes hydrauliques implantés à l'est de la région. Des difficultés apparaissent en cas d'indisponibilité de ces groupes ou lorsque la consommation est élevée. Cela nécessite de renforcer périodiquement les moyens de compensation (bancs de condensateurs).

• Dans la partie est de Paca

I. Risques dûs à la perte d'un seul circuit

De tous les incidents susceptibles de se produire sur les ouvrages de production ou de transport de cette zone, le plus contraignant est la perte de la liaison 400 kV Néoules – Broc-Carros. À un niveau de consommation supérieur à 2 000 MW dans l'est Paca, le report des transits sur les lignes restantes crée des surcharges inadmissibles pendant plus d'une minute



sur les lignes de l'axe nord. Dans la mesure où l'opérateur de RTE n'a pas le temps de mettre en œuvre une quelconque parade en un laps de temps aussi court, la conséquence inéluctable d'un défaut est la mise hors tension complète (black-out) de toute la zone. L'atteinte d'un tel niveau de consommation poserait sans doute également des problèmes de tenue de tension et pourrait conduire à opérer des délestages ciblés de la consommation, permettant en particulier de sauvegarder l'alimentation des clients prioritaires (hôpitaux...)

À la fin février 2005, et plusieurs fois au cours de l'hiver 2005-2006, aux alentours de 19 heures, il a été nécessaire de recourir à des moyens exceptionnels (démarrage à puissance maximale de l'hydraulique des Alpes-Maritimes, baisse forcée de tension de 5 % sur les réseaux de distribution des Alpes-Maritimes et de l'est du Var...) pour ne pas franchir le seuil critique. Un tel niveau de consommation n'a été atteint jusqu'à présent que sous des conditions climatiques exceptionnelles ; mais l'accroissement continu de la demande le rendra de plus en plus fréquent au fil des

À des niveaux de consommation inférieurs, les surcharges sur les lignes restantes (après incident sur Néoules - Broc-Carros 400 kV) restent acceptables pendant quelques minutes : l'opérateur a alors le temps matériel de prendre des dispositions pour ramener les transits sur les lignes à un niveau admissible en permanence. Toutefois, les possibilités d'action étant très limitées, le recours au délestage est inévitable lorsque la consommation est soutenue dans l'est Paca (de l'ordre de 1 500 MW en hiver). Ces situations de risque, nécessitant le délestage en mode curatif (c'est-àdire en tant que parade à mettre en place après incident), se rencontrent 1 800 heures par an actuellement.

Des incidents sur d'autres lignes conduiraient aussi au délestage curatif : c'est le cas notamment de la perte de la ligne 225 kV Néoules – Trans – Biançon – Broc-Carros, à des niveaux de charge qui se rencontrent 1 400 heures par an actuellement.

Même si les délestages curatifs doivent rester rares (puisque utilisés après incidents, eux-mêmes rares), le recours à cette parade contrevient à l'une des principales règles d'exploitation que se fixe RTE : la « règle du N-1 » stipule en effet que la perte d'une ligne ne doit avoir aucune conséquence sur l'alimentation des consommateurs. Le non-respect de la « règle du N-1 » pendant 1 800 heures par an ne se rencontre nulle part ailleurs en France.

II. Risques dûs à la perte d'une ligne à double circuit

La perte d'une ligne à double circuit (deux circuits sur une file de pylônes communs) est, d'une manière générale en France, un événement extrêmement rare. Il l'est moins en Paca, du fait des incendies particulièrement fréquents dans cette région : l'intervention des sapeurs-pompiers dans un secteur de feu survolé par des lignes électriques nécessite en effet qu'elles soient préalablement mises hors tension.

En cas de mise hors tension de la ligne à double circuit Néoules – Broc-Carros 400 / 225 kV, il est impossible d'alimenter plus de 1 000 MW dans l'Est Paca. Ce niveau de consommation est déjà dépassé plus de 7 000 heures par an en 2007 : autant dire qu'en cas d'incendie sous cette ligne double, le délestage est inéluctable. Le cas s'est déjà présenté, le 6 juillet 2001 et en juillet 2003 : l'incendie survenu à l'est de Draguignan a contraint à des délestages les 29 et 30 juillet dans les Alpes-Maritimes, aux heures de plus forte consommation.

• La congestion Tavel – Réaltor

I. Risques dûs à la perte d'un seul circuit

Le défaut le plus contraignant est la perte d'un des circuits à 400 kV de cet axe, entraînant une surcharge sur la ligne restante. Aux niveaux de consommation maximale atteints au cours des hivers 2004-2005 et 2005-2006, même avec tous les groupes thermiques et hydrauliques de la région démarrés, le délestage après incident (curatif) reste nécessaire. Compte tenu des aléas sur la demande et la disponibilité des groupes de production, la « règle du N - 1 » ne peut pas être respectée en moyenne pendant quelques dizaines d'heures par an.

Pour des consommations moindres, des parades autres que le délestage peuvent être mises en place. Elles nécessitent toutefois de disposer de réserves de production rapidement mobilisables (en moins de 20 minutes) à l'aval du poste de Réaltor, notamment l'hydraulique de la Durance, mais aussi très souvent des groupes thermiques de Gardanne et Martigues. Compte tenu des délais de démarrage de ces derniers (plusieurs heures), il faut imposer leur présence à charge partielle, même si les conditions de l'équilibre offre – demande national incitent à les maintenir à l'arrêt. C'est le cas des groupes au fioul de Martigues, pour quelques centaines d'heures par an actuellement. Dans les années quatre-vingt-dix, les groupes charbon de Gardanne ont dû être démarrés plusieurs milliers d'heures, alors que des groupes nucléaires ne produisaient pas à pleine puissance au même moment.

II. Risques dûs à la perte des deux circuits

Le risque d'incendie sous les lignes Tavel – Réaltor est tout aussi prégnant que sous les lignes plus à l'est. Ce risque est pris en compte de juin à septembre, période durant laquelle la présence des groupes de production thermique disponibles est souvent imposée pour éviter, dans toute la mesure du possible, des délestages consécutifs à la perte de la ligne à double circuit.

L'incendie qui s'est déclaré en soirée du vendredi 6 mai 2005, alors que tous les groupes thermiques étaient à l'arrêt (situation normale à la veille d'un week-end, dans une période où les consommations sont parmi les plus basses et où la probabilité d'un incendie est faible) a nécessité la mise hors tension des deux circuits de la ligne Tavel – Réaltor. Cela a provoqué le délestage de 1 200 MW, soit environ 1,2 million de foyers disséminés sur l'ensemble de la région Paca.

6.1.5 – Les voies d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement

• Le renforcement du réseau régional

Pour résoudre les fragilités de l'alimentation électrique de la région Paca, RTE avait préconisé de longue date la construction d'une ligne à 400 kV reliant les postes de Boutre et de Broc-Carros. Un tel projet permet la création d'une « boucle électrique » garantissant la sécurisation de l'alimentation régionale.

Conformément aux préconisations du débat public qui s'est tenu en 1998, une décision interministérielle avait retenu la réalisation d'une nouvelle ligne sur un tracé en substitution des deux lignes à haute tension existantes, accompagnée d'un programme ambitieux de maîtrise de la demande en électricité dans l'Est Paca. Le projet a été déclaré d'utilité publique en octobre 2005. Toutefois, le Conseil d'État a annulé cette décision en juillet 2006. Tout en reconnaissant l'intérêt général du projet, le Conseil d'État a considéré que le choix de réutilisation du tracé des lignes existantes, et bien que ces deux lignes soient supprimées, comportait des impacts excessifs. En particulier, le tracé retenu conduisait à implanter des pylônes dans le périmètre du site classé des gorges du Verdon.

Cette décision a conduit RTE à prendre des mesures palliatives de renforcement du réseau existant pour limiter autant que possible les risques de coupure dans les prochaines années. Ces mesures consistent essentiellement, d'ici à 2009, à :

- utiliser le deuxième circuit de la liaison Néoules Broc-Carros à la tension de 400 kV ; cela n'induit aucune modification de la ligne elle-même, conçue pour ce niveau de tension, mais nécessite d'importants travaux dans tous les postes intermédiaires desservis par cette ligne pour y maintenir une alimentation 225 kV :
- installer un transformateur déphaseur sur la ligne 225 kV Boutre Coudon, afin de favoriser les transits sur cette ligne (dont la capacité avait déjà été accrue en 2003) et de soulager tant l'axe sud entre Tavel et Néoules que les lignes à haute tension qui traversent le Verdon ;
- installer des bancs de condensateurs supplémentaires pour le contrôle de la tension.

Ces mesures n'apportent qu'une réponse partielle et limitée dans le temps. Elles permettent de garantir le respect de la « règle du N - 1 » jusqu'aux alentours de 2015. En revanche, ces mesures d'urgence ne changent rien aux conséquences de la perte de la ligne à double circuit (pour cause d'incendie notamment).

Même cumulées avec une politique de maîtrise de la demande en électricité et le développement de la production régionale, ces mesures ne peuvent pas être considérées comme une réponse pérenne à la sécurité d'alimentation de l'Est Paca. RTE poursuit donc la recherche d'une solution de bouclage du réseau à 400 kV tout en tirant toutes les conséquences de l'arrêt du Conseil d'État.

• La maîtrise de la demande en électricité et le développement de la production

I. Dans l'ouest de la région Paca

La zone industrielle de Fos – étang de Berre présente de nombreux atouts pour le développement de moyens de production d'électricité, en termes de disponibilité foncière et de support logistique. L'existence d'un terminal méthanier, bientôt renforcé par un second dont la mise en service est prévue début 2008, a suscité l'émergence de plusieurs projets de production au gaz. Un premier CCG est en cours de réalisation sur les terrains du port autonome, un autre devant probablement suivre à brève échéance. Le projet de remplacement de la centrale de Martigues a déjà été évoqué plus haut et d'autres projets sont à l'étude.

Paradoxalement, RTE est désormais confronté à la question de l'évacuation de l'énergie produite sur la zone de Fos – étang de Berre. Le réseau actuel ne permet pas d'accueillir plus de deux CCG. La décision a été prise en 2006 d'accroître la capacité d'accueil, en créant deux postes de transformation 225 / 400 kV, respectivement dans la zone industrialo-portuaire de Fos et aux abords du complexe pétrochimique de Lavéra. La ligne double terne Réaltor - Lavéra -Feuillane sera ainsi exploitée à sa tension de construction (400 kV). De la sorte, à l'horizon 2011, environ 3 000 MW de moyens de production pourront fonctionner dans la zone de Fos.

Sous réserve d'une durée de fonctionnement significative, ces projets sont de nature à soulager durablement la charge des lignes Tavel – Réaltor. En revanche, ils ne modifient en rien la fragilité de l'alimentation électrique de l'est de la région. Enfin, l'arrivée de ces moyens de production, conjuguée à l'arrêt de l'actuelle usine d'enrichissement d'uranium raccordée au poste de Tricastin, modifieront profondément les flux circulant en vallée du Rhône et vers le Languedoc et l'Espagne : des adaptations du réseau de transport sont donc à envisager, dans un périmètre couvrant un vaste quart sud-est de la France.

II. Dans l'est de la région Paca

Dans l'est de la région, les possibilités d'implantation de centrale de forte puissance sont beaucoup plus limitées en raison de la rareté du foncier, de la difficulté d'acheminement du gaz et du manque de source froide. Plusieurs producteurs ont toutefois engagé des études pour de la production à partir d'énergies renouvelables ou de gaz. RTE accompagne ces porteurs de projet.

Parallèlement, le constat d'une croissance de la consommation plus soutenue que la moyenne nationale conduit les pouvoirs publics à rechercher un renforcement des mesures de maîtrise de la demande en électricité (MDE). Des mesures ont déjà été engagées depuis 2002 et elles devraient être renforcées dans les années à venir.

Les résultats de ces mesures sont aujourd'hui difficiles à évaluer. La croissance de la consommation dépend de nombreux facteurs : rigueur du climat, évolution démographique, niveau de l'activité économique, effet des politiques de MDE... Il est difficile aujourd'hui de distinguer ce dernier effet des autres pour le mesurer. RTE a engagé des travaux pour renforcer sa capacité d'analyse des consommations passées.

Parmi les mesures de MDE engagées ou envisagées, certaines sont des mesures de fond qui relèvent d'un effort durable d'économies d'énergie (exemple : remplacement d'ampoules à incandescence par des ampoules à basse consommation), d'autres visent à réduire ponctuellement les appels de puissance afin de traiter des problèmes d'exploitation du réseau (appel à la baisse des consommations en cas de vague de froid, effacements volontaires de certains clients...). L'enjeu et l'efficacité des unes et des autres s'analysent différemment.

6.1.6 - Conclusion

Le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité de la région Paca est aujourd'hui très préoccupant. Depuis l'an 2000, trois délestages de grande ampleur ont eu lieu, tous conséquences d'incendies sous les lignes. Plusieurs situations critiques, pour cause de consommation élevée, ont été également rencontrées au cours des derniers hivers. Une telle exposition au risque de délestage est unique en France.

Le développement de nouveaux moyens de production dans les Bouches-du-Rhône, disponibles aux alentours de 2010 ou peu après, ainsi que la pérennisation des groupes existants, vont considérablement limiter les risques liés aux défauts de la ligne Tavel – Réaltor dans la partie ouest de Paca. Le raccordement de ces nouveaux moyens de production sera facilité par le renforcement du réseau dans les zones industrielles de Lavéra et Fos.

Dans l'est de Paca, les mesures d'urgence prises par RTE après l'annulation de la DUP du projet « BBC »,

soutenues par des actions de MDE, permettront de repousser de quelques années une partie des problèmes de sécurité d'approvisionnement. Elles ne dispensent pas de rechercher une solution pérenne, permettant également de faire face au risque de perte de la ligne à double circuit Néoules – Broc-Carros.

6.2 – RÉGION OUEST

6.2.1 - Consommation

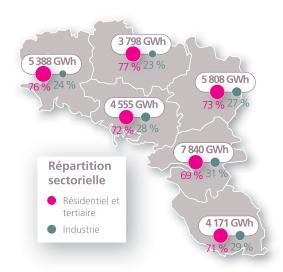
La consommation de l'ensemble des six départements a atteint 31,6 TWh en 2006, soit 7,1 % de la consommation finale d'électricité en France. Au cours des dix dernières années, elle a connu une croissance supérieure à la moyenne nationale, de peu dans les Côtes-d'Armor et le Finistère, plus largement dans les quatre autres départements, notamment en Vendée.

La répartition sectorielle, relativement homogène sur l'ensemble du territoire, fait apparaître une part plus importante qu'au niveau national des secteurs résidentiel et tertiaire (75 %); la part des établissements industriels gros consommateurs d'électricité (ceux raccordés au RPT), de l'ordre de 5 % des consommations totales, est notablement inférieure à la moyenne française.

La sensibilité aux températures en hiver est forte, avec un accroissement de 170 MW par degré de température (environ 1/10° de la variation de puissance France, alors que la consommation énergétique n'est que de 1/15°). Les effacements tarifaires de consommation (EJP) sont largement répandus (240 MW d'effacements). Le maximum de puissance appelée observé jusqu'à ce jour est de 6 260 MW, atteint le 1er février 2006 à 10 heures (température de 6,5 °C inférieure à la normale, EJP non activé).

Les perspectives de croissance de la demande sont légèrement supérieures à la moyenne nationale. La différence s'explique essentiellement par le facteur démographique, pour les consommations du secteur résidentiel. Les perspectives sont également plus favo-

CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2006



rables pour les consommations industrielles, les petites et moyennes entreprises, les plus dynamiques, étant proportionnellement plus représentées dans la région (notamment en Vendée).

| SCÉNARIOS DE DEMANDE | Région | Région Ouest | |
|----------------------|-----------------|-----------------|--|
| | TCAM 2004/10 | TCAM 2010/20 | |
| Haut | 1,8 % | 1,4% | |
| Référence | 1,6 % | 1,2 %// | |
| MDE renforcée | 1,0 % | 0,8 %// | |

TCAM: taux de croissance moyen annuel.

6.2.2 - Production

La principale centrale de production de la région se trouve à Cordemais, sur l'estuaire de la Loire, juste en aval de Nantes. Y sont actuellement en fonctionnement deux groupes de 580 MW brûlant du charbon (qui respectent les normes environnementales de l'arrêté du 30 juillet 2003), et un de 685 MW brûlant du fioul ; un quatrième groupe, identique au précédent, aujourd'hui en réserve d'exploitation, sera remis en service à l'automne 2007 ; la puissance exploitée sur le site atteindra alors 2 530 MW.

Cinq turbines à combustion (TAC), représentant une puissance totale de 480 MW, sont installées dans le Finistère, sur deux sites distincts : Brennilis et Dirinon.

Ces moyens de pointe ne fonctionnent que lorsque le réseau de transport approche de la saturation, au moment des pointes de consommation, ou dans des configurations particulières du système production – transport.

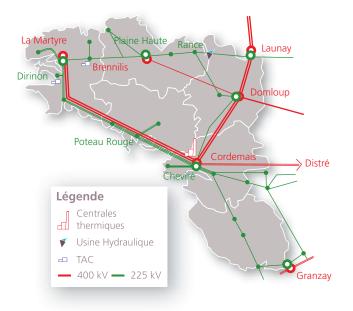
Le dernier grand équipement de production de la région est l'usine marémotrice de la Rance. La puissance installée est de 240 MW, mais la puissance disponible au moment des pointes de consommation est tributaire des horaires de marées, et n'est donc pas garantie.

La production décentralisée occupe une place relativement modeste :

- environ 300 MW d'équipements thermiques, soit installés dans des établissements industriels raccordés au RPT, soit raccordés aux réseaux de distribution (UIOM, petites cogénérations...);
- 30 MW de puissance installée en équipements hydrauliques ;
- la puissance installée en éoliennes avoisine 200 MW à fin 2006, répartis sur 35 sites.

Au total, dans les conditions les plus favorables de disponibilité des équipements, la production avoisine 2 500 MW, loin des puissances couramment appelées par les consommateurs.

RÉSEAU ET PRODUCTION EN RÉGION OUEST



6.2.3 - Réseau

La puissance disponible sur le réseau national est mise à disposition de la zone sur une ligne 400 kV double circuit Launay — Domloup — Cordemais, décrivant un arc le long de la frontière est de la Bretagne. Cet arc est solidement raccordé au réseau 400 kV national, par trois lignes en double circuit.

La répartition vers la Bretagne s'effectue en antennes :

- dans le Sud-Bretagne, depuis Cordemais, d'où partent une ligne double circuit 400 kV, et un faisceau de cinq lignes 225 kV, en direction du nord-ouest;
- dans le Nord-Bretagne, essentiellement depuis Domloup, à partir d'une ligne 400 kV simple circuit, sous-tendue par un réseau 225 kV raccordé à Domloup et Launay,

La Vendée est quant à elle parcourue par deux axes 225 kV, raccordés au nord à Cordemais, et s'appuyant au sud sur le poste 400 kV de Granzay.

6.2.4 - La sécurité d'approvisionnement

Du fait de l'éloignement des centres de production, la tenue de tension constitue, dans l'Ouest plus que dans toute autre région, une limitation importante aux possibilités d'acheminement de puissance.

Concernant la capacité des ouvrages de transport (lignes et transformateurs) en puissance active, des problèmes apparaissent sur les lignes de desserte intra-régionales à des niveaux de charge qui seront atteints dans les dix prochaines années compte tenu de la croissance prévue.

Ils sont localisés et, en première approche, séparables en trois zones géographiques :

- Sud-Bretagne, du fait de l'engorgement des lignes 225 kV entre Nantes et Lorient ;
- Nord-Bretagne, dont l'alimentation, en l'absence de la ligne 400 kV Domploup – Plaine Haute, ne repose plus que sur des lignes 225 kV;
- et Vendée, où les lignes 225 kV sont le siège de flux destinés aux consommations locales, de plus en plus élevées, auxquels se superposent des transits sud – nord lorsque les importations en Bretagne sont importantes.

I. La tenue de tension

Les problèmes de tenue de tension affectent tout l'ouest de la France, débordant même au-delà des six départements traités. Ils tiennent au nombre, faible eu égard à la consommation, de groupes de production locaux qui ne peuvent fournir suffisamment d'énergie réactive. Pour les surmonter, outre les batteries de condensateurs, RTE a dû déployer d'importants moyens de compensation spécifiques : deux compensateurs synchrones sont installés à Cheviré, au sud de Nantes (physiquement, ce sont les alternateurs 250 MW d'une ancienne centrale de production, fermée au milieu des années quatrevingt, qui vont bientôt arriver en fin de vie), qui sont en service de manière quasi continue ; l'alternateur de la plus récente des TAC de Brennilis est parfois utilisé en compensateur synchrone ; et, en fonctionnement industriel depuis 2006, deux compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR — les premiers, et seuls jusqu'à présent, installés en France) dans les postes de Plaine Haute et Poteau Rouge.

L'ensemble de ces moyens permet, depuis 2006, de

faire en sorte que les capacités de transit ne soient plus limitées par le risque d'écroulement de tension, mais uniquement par la capacité des lignes.

II. La sécurité d'approvisionnement en Sud-Bretagne

Plus de 60 % de la puissance sortant de Cordemais vers l'ouest transite sur les cinq lignes 225 kV. La charge qu'elles supportent est relativement élevée par rapport à leur capacité. Pour un niveau de consommation supérieur à 6 300 MW dans l'ensemble de la zone ouest, sur perte d'une de ces lignes, il apparaît des surcharges inadmissibles sur les lignes voisines, conduisant inéluctablement à la perte de l'intégralité de l'alimentation de la zone.

À des niveaux de charge inférieurs, la mise en œuvre de parades, tant en production (démarrage des TAC) qu'en réseau (schémas de postes) pour limiter la profondeur du *black-out* est limitée : audelà d'un seuil de consommation de 5 400 MW, le délestage en mode curatif est inévitable.

De tels niveaux de consommation seront parfois atteints d'ici à 2010, et beaucoup plus fréquemment au-delà.

Une évolution du réseau, destinée à faire face à ce problème, consiste en la création d'une injection 400 kV près de Lorient, offrant un cheminement préférentiel de la puissance sur les lignes 400 kV au sortir de Cordemais. Le projet de création d'un poste 400 / 225 kV dans le Morbihan est décidé, et la concertation publique lancée. Il devrait être réalisé au plus tard début 2010. Avec la mise en service de cet ouvrage, les contraintes réapparaîtront sur ces mêmes lignes, mais pour des niveaux de consommation relevés de 15 % par rapport aux valeurs actuelles.

L'installation de moyens de production serait un apport complémentaire à la solution réseau pour résoudre ces mêmes problèmes. Cependant, ils ne seraient pleinement efficaces que s'ils étaient implantés à l'extremité ouest des lignes où apparaissent les contraintes. Dans l'hypothèse où de nouveaux groupes seraient installés à l'ouest de Vannes, les seuils de consommation nécessitant le recours au délestage seraient relevés (de 30 %, pour 800 MW de puissance installée) par rapport à leur

niveau actuel. La sécurité d'alimentation serait alors assurée jusqu'au-delà de 2020, même dans le scénario de croissance de la demande le plus élevé. Cette production réduirait aussi sensiblement les pertes par effet Joule, et apporterait de la puissance réactive là où elle est la plus souhaitable pour maintenir le niveau de tension en tout point du réseau. Il convient donc d'insister sur le fait qu'une production à l'ouest de Vannes reste favorable pour l'exploitation du réseau et la sécurité d'alimentation du Sud - Bretagne, même après la réalisation du poste de Morbihan.

L'installation de moyens de production dans la zone de Cordemais ne présente pas autant d'intérêt, dans la mesure où elle accroît la charge des lignes déjà les plus chargées. C'est également le cas de la zone voisine de Montoir, pourtant potentiellement attractive pour l'installation de cycles combinés au gaz, du fait qu'il existe un terminal de regazéification de GNL parmi les plus importants en Europe. Toutefois, la réalisation du poste de Morbihan rend plus facile l'accueil de nouvelles productions près de Cordemais ou Montoir.

III. La sécurité d'approvisionnement en Nord-Bretagne

La zone Nord-Bretagne (recouvrant la plus grande partie du département des Côtes-d'Armor et les agglomérations de Saint-Malo et Dinard) est alimentée par une ligne simple circuit 400 kV, et deux lignes 225 kV convergeant vers la Rance, à l'est. Elle est reliée à la zone Sud-Bretagne par une simple ligne 225 kV, à l'ouest

L'incident le plus préjudiciable à l'alimentation de la zone est naturellement la perte de la ligne 400 kV. Bien qu'une partie de la puissance nécessaire parvienne alors depuis La Martyre par la ligne 225 kV située à l'ouest, des surcharges apparaissent sur les lignes 225 kV de l'est. La maîtrise de la surcharge sur la ligne Launay – Rance a déjà nécessité l'installation en 2002, d'un Transformateur Déphaseur (TD) au poste de la Rance, de manière à rééquilibrer les flux entre les deux lignes 225 kV de l'est. Néanmoins, le simple rééquilibrage deviendra insuffisant d'ici à 2010 : c'est la capacité de transit globale qui sera alors trop faible.

Une solution à ce problème a été mise en place à la

fin de l'année 2006 : à la suite d'un appel d'offres lancé par RTE pour mise à disposition de puissance dans la zone de Saint-Brieuc, un producteur (qui sera propriétaire et exploitant de ses installations) a décidé d'installer une TAC de 200 MW, à l'horizon 2010 ; selon les termes du contrat conclu à l'issue de cet appel d'offres, RTE pourra mobiliser la production de cette installation lorsque la sécurité d'alimentation de la zone Nord-Bretagne dans le respect de la « règle du N - 1 » l'exigera.

Cette solution permet de différer d'une dizaine d'années tout renforcement conséquent du RPT dans la zone.

IV. La sécurité d'approvisionnement en Vendée

Le niveau élevé des consommations en Vendée occasionne des risques sur la ligne 225 kV qui traverse le département (Cheviré - Merlatière - Sirmière -Beaulieu). L'incident dimensionnant est la perte de l'un des tronçons d'extrémité, qui force le tronçon opposé à supporter à lui seul un transit correspondant aux consommations des postes de Merlatière et Sirmière. La durée pendant laquelle ces consommations excèdent la capacité du tronçon restant est de 45 heures par an en 2007 (avec pour conséquence la coupure de la totalité de l'alimentation des deux postes précités) ; elle atteindrait 650 heures par an en 2012 et 1 800 heures par an en 2020 si rien n'était entrepris.

Les lignes 225 kV situées à la périphérie de la Vendée connaissent également des contraintes, du fait des transits générés par l'importation de puissance en Sud-Bretagne (zone de Cordemais comprise). L'installation, à l'été 2006, d'un transformateur déphaseur permet de maîtriser les flux sur l'axe Niort – Cholet (qui longe à l'Est le département de la Vendée). Mais le problème demeure plus au nord, sur les lignes 225 kV situées entre Cheviré et Distré.

Les solutions fondées sur le développement de productions locales ne présentent pas d'avantages décisifs. Implantés dans le nord, au voisinage de Cheviré ou Cordemais, elles n'auraient qu'une efficacité réduite (c'est d'ailleurs le cas du retour du quatrième groupe de Cordemais). Plus au sud, les capacités d'accueil du réseau actuel sont limitées. Un renforcement du réseau est donc nécessaire à court terme pour résoudre ces fragilités identifiées dans le sud de la région Pays de Loire.

6.2.5 - Conclusion

RTE a pris au cours des deux dernières années plusieurs dispositions, fondées sur des renforcements du réseau (injection 400 kV en Sud-Bretagne) ou l'incitation au développement de production locale (TAC de Saint-Brieuc, pour le Nord-Bretagne), et étudie des

renforcement de réseau (sud des Pays de Loire), qui permettront de maintenir une sécurité d'approvisionnement satisfaisante dans l'ouest de la France pour la prochaine décennie.

Ces dispositions ne réduisent cependant pas l'intérêt d'implanter de nouveaux moyens de production dans la partie la plus occidentale de la Bretagne (de Vannes à Brest), où la capacité d'accueil du réseau est relativement importante.



CONCLUSION



7 Conclusion

Les perspectives de consommation d'électricité prennent en compte deux évolutions majeures survenues depuis 2005 :

- un recul de la consommation dans la grande industrie, en baisse de 3,5 % en 2005 et encore de 0,8 % en 2006, auquel s'est ajoutée une réduction significative de la consommation dans le secteur de l'énergie;
- le renforcement des actions en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique, impulsé tant dans les nouvelles dispositions législatives françaises que dans le troisième « paquet énergie » au niveau européen, et dont les modalités de mise en œuvre prennent corps.

Ainsi, la croissance des consommations d'électricité en France continentale est vue se poursuivre au rythme de 1,3 % par an jusqu'en 2010, et 1,0 % sur la décennie suivante, ce qui conduit à une consommation annuelle en énergie de 494 TWh en 2010 et 534 TWh à l'horizon 2020, dans le scénario « Référence ».

Cette perspective de référence est encadrée par trois scénarios :

- un scénario « Haut », dans lequel les usages de l'électricité sont favorisés par une meilleure compétitivité-prix, passant par 500 TWh en 2010 et 552 TWh en 2020 ;
- un scénario avec MDE renforcée, où les effets accrus d'une politique de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) conduisent à 484 TWh en 2010 et 506 TWh en 2020 ;
- et un scénario « Bas » qui cumule les effets d'une maîtrise de la demande d'énergie (MDE) renforcée et d'une croissance économique plus faible, passant par 478 TWh en 2010 et 493 TWh en 2020.

Les prévisions en puissance à la pointe associées au scénario « Référence », font apparaître qu'il y a une probabilité d'une chance sur dix d'atteindre, avant mise en œuvre des effacements, 95 GW en 2010, et plus de 103 GW en 2020. L'évolution de la demande suivant le scénario « Haut » porterait ces valeurs res-

pectivement à 97 et 109 GW.

Dans le domaine de l'offre, les deux dernières années ont été marquées par une forte croissance des projets de nouveaux moyens de production. Les demandes de raccordement au Réseau Public de Transport reçues par RTE depuis le début de 2005, et pour lesquelles la solution proposée par RTE a été agréée par le producteur, portent sur un volume de plus de 10 000 MW.

Parmi ces projets, un groupe nucléaire EPR, quatre CCG, ainsi que des TAC sont en cours de construction. Quant aux autres, il n'est pas certain aujourd'hui que tous se concrétisent, même si le degré d'avancement de l'instruction des dossiers d'autorisation laisse augurer que trois CCG supplémentaires pourront être construits prochainement. En matière d'éolien (majoritairement raccordé aux réseaux de distribution), les permis de construire aujourd'hui accordés permettent à eux seuls de porter la puissance installée à 3 700 MW; les objectifs assignés par la PPI sont beaucoup plus ambitieux, visant un accroissement de la puissance installée de 13 500 MW en 2010 ; toutefois, des contraintes de nature diverse peuvent ralentir la réalisation des projets à moyen terme, conduisant à envisager, de manière prudente, une puissance installée de 5 000 MW en 2010 et 7 000 MW en 2012.

À l'inverse, le parc de production actuellement exploité sera amputé de certaines unités au fil des prochaines années. Une partie de ces déclassements, liés à la directive GIC, est inéluctable. D'autres ne sont qu'éventuels, notamment en ce qui concerne les installations de cogénération dont les contrats d'achat d'électricité expirent entre 2010 et 2014.

En comparant la demande prévue dans le scénario « Référence » avec l'offre qui est d'ores et déjà acquise (c'est-à-dire le parc de production actuel — diminué de tous les déclassements inéluctables et d'une perte de 1 000 MW de cogénération en

2012 — et augmenté des seuls groupes de production en construction : quatre CCG, un EPR, et 2 000 MW d'éoliennes), il ressort que l'équilibre offre – demande est assuré de manière satisfaisante jusqu'en 2012 (au sens du critère édicté par les pouvoirs publics : la durée de défaillance est inférieure à trois heures par an).

Si l'on prend en compte des projets qui n'ont pas atteint aujourd'hui un stade d'irréversibilité, mais dont la réalisation semble fortement probable (c'està-dire trois CCG supplémentaires, et un développement de l'éolien selon une trajectoire passant par 5 000 MW en 2010 et 7 000 MW en 2012), toujours en comparaison d'une demande évoluant selon le scénario « Référence », l'adéquation est assurée jusqu'en 2014. Face à une demande évoluant selon le scénario « Haut », elle le serait jusqu'en 2012.

La sécurité d'approvisionnement en électricité de la France continentale apparaît ainsi raisonnablement assurée pour les cinq prochaines années.

Cependant, les marges n'apparaissent considérables sur aucune des cinq prochaines années, surtout si la demande devait évoluer selon le scénario « Haut ». De ce fait, l'ensemble des points suivants devra faire l'objet d'un suivi attentif.

Du côté de l'offre :

- les dates de mise en service des groupes en cours de construction ;
- les mises en chantier de nouveaux CCG non irrévocablement décidés aujourd'hui ;
- le rythme de développement de l'éolien (et des autres EnR) ;
- les éventuels arrêts d'installations de cogénération.

Du côté de la demande :

• la croissance des consommations, notamment dans les usages qui contribuent de manière notable aux pointes ; tel est le cas du chauffage, en particulier des pompes à chaleur, dans la mesure où leur moindre consommation énergétique globale ne s'accompagne pas nécessairement d'une réduction de même ampleur dans les conditions de grand froid :

• les effacements de consommation.

Du côté des échanges avec les systèmes voisins :

- l'évolution de l'équilibre offre demande à l'intérieur de ces systèmes ;
- les capacités disponibles au moment des pointes de consommation en France.

À l'horizon 2020, face à la demande prévue dans le scénario « Référence », le complément à apporter à l'offre déjà acquise (incluant le déclassement de deux groupes nucléaires de 900 MW supposé intervenir au terme de 40 années d'exploitation) pour satisfaire au critère d'adéquation s'élève à 10 500 MW. Les décisions d'engagement qu'il faudra prendre, à partir d'aujourd'hui et en temps utile selon les délais de réalisation de chaque filière, devront permettre d'y répondre.

Parmi ces décisions, celles relatives à l'atteinte des objectifs de la PPI en matière de production à partir d'énergies renouvelables (dont 17 000 MW d'éolien en 2015, équivalant à 4 000 MW d'équipements thermiques), et à trois CCG dont l'engagement est imminent, couvriraient une partie des besoins. Il resterait alors environ 4 000 MW d'équipements thermiques (ou leur équivalent) à décider pour satisfaire la demande du scénario central. Dans les scénarios « Bas » et « Haut » de consommation, les besoins résiduels s'élèveraient respectivement à 0 et 10 000 MW.

Enfin, il convient de rappeler que l'accueil de ces nouveaux moyens de production, quelle que soit la filière énergétique retenue, nécessite un développement majeur du réseau de transport d'électricité sur le territoire métropolitain, et une prise de conscience collective des enjeux de sécurité d'approvisionnement qui s'y attachent.



ANNEXES

- 1 Analyse sectorielle des consommations en énergie
- 2 Analyse détaillée de l'effet des mesures de MDE
- 3 La production éolienne
- 4 Simulations de l'équilibre offre demande
- **5** Analyse de la défaillance



1 Analyse sectorielle des consommations en énergie

L'industrie, le tertiaire et le résidentiel sont les trois principaux secteurs sur le plan de la consommation d'électricité. Ils sont d'un poids sensiblement équivalent. Il convient d'y ajouter les secteurs du transport, de l'agriculture et de l'énergie, moindres consommateurs.

PRÉVISIONS DE CONSOMMATION PAR SECTEUR

| | | | Horizor | 2010 | | | Horizon | 2020 | |
|-------------------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|
| (en TWh/an) | 2004 | Bas | MDE | Réf. | Haut | Bas | MDE | Réf. | Haut |
| Industrie | 138,5 | 139,4 | 141,1 | 143,6 | 144,2 | 144,3 | 149,1 | 155,6 | 157,2 |
| Tertiaire | 114,7 | 123,1 | 126,1 | 131,2 | 131,9 | 129,9 | 135,8 | 150,2 | 153,3 |
| Résidentiel | 134,8 | 141,7 | 142,1 | 144,1 | 148,4 | 150,2 | 151,1 | 156,1 | 168,5 |
| Transport | 10,6 | 11,9 | 11,9 | 11,9 | 11,9 | 14,1 | 14,1 | 14,1 | 14,1 |
| Agriculture | 6,2// | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,6 | 6,7 | 6,7// | 6,7 |
| Énergie | 32,9 | 24,4 | 24,4 | 24,4 | 24,4 | 15,7 | 15,7 | 15,7 | 15,7 |
| Pertes | 30,9 | 31,4 | 31,7 | 32,4 | 32,8 | 32,4 | 33,2 | 35,0 | 36,3 |
| Consommation intérieure | 468,6 | 478 | 484 | 494 | 500 | 493 | 506 | 534 | 552 |

A1.1 - INDUSTRIE

L'exercice de prévision s'appuie sur une décomposition de l'industrie en différents secteurs dont le dynamisme est très contrasté. Certains d'entre eux sont par nature fortement consommateurs d'électricité (métallurgie, chimie, papier) tandis que d'autres le sont beaucoup moins (textile, matériaux de construction). L'évolution des consommations par secteur dépend d'une part de l'évolution de l'activité, d'autre part de l'évolution de la consommation unitaire des process utilisés.

Concernant l'activité par secteur, il est notoire que l'industrie lourde est en recul tandis que les industries de haute technologie maintiennent une croissance plus forte. Les hypothèses retenues reflètent cette évolution structurelle. À noter toutefois qu'il n'est pas fait l'hypothèse de délocalisation systématique des industries fortes consommatrices au-

delà de celles déjà annoncées (pas de scénario de « désindustrialisation »). Les hypothèses de production dépendent également du contenu de la croissance. Ainsi l'éventuel renforcement de la politique environnementale envisagé dans le scénario « MDE renforcée » conduit à favoriser le recyclage, la construction et la réhabilitation du bâti.

Concernant les process, d'importants efforts ont déjà été entrepris pour en optimiser la consommation d'énergie au cours des dernières années. Cela tient à une plus grande sensibilité des industriels à cette consommation dans le contexte de hausse des prix et d'ouverture des marchés. La pénétration d'équipements performants continue cependant de jouer dans le sens de l'amélioration de l'efficacité énergétique. Les gisement de gains supplémentaires, même s'ils sont désormais plus modérés que

dans le tertiaire et le résidentiel, sont examinés au chapitre consacré à la MDE.

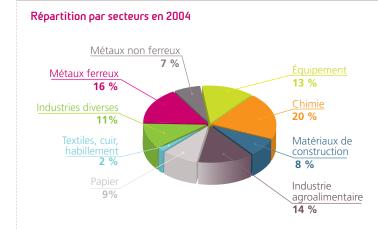
Dans l'ensemble des scénarios, l'indice de croissance de la production industrielle est de 1,19 % excepté dans le scénario bas pour lequel il est de 0,98 %. Globalement, la part des électro-intensifs baisse dans la consommation du secteur. Il s'ensuit que la consommation de l'industrie croît au rythme désormais très modéré de + 0,7 % par an dans le scénario « Référence ».

Le scénario « MDE renforcée » se différencie du scénario « Référence » en substituant des produits recyclés (acier électrique, aluminium deuxième fusion, matières plastiques) à des produits primaires (acier à l'oxygène, aluminium première fusion...) ou par réduction de produits d'emballage (papier, matières plastiques, verre), ainsi que par la plus forte pénétration de procédés performants.

Le scénario « Bas » subit d'une part une réduction de toutes les productions (en raison d'un PIB moins élevé), d'autre part des substitutions dues au type de croissance (environnementale).

Le tableau suivant détaille les prévisions de croissance de la consommation d'électricité dans les différents secteurs, suivi de commentaires relatifs aux différents secteurs.

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DANS L'INDUSTRIE - SCÉNARIO « RÉFÉRENCE »



| TAUX DE CROISSANCE ANNUEL MO ENTRE 2004 ET 2020 | YEN |
|--|--------|
| Métaux ferreux | + 0,2% |
| Métaux non ferreux | -1,7% |
| Équipement | + 1,8% |
| Chimie | + 0,2% |
| Matériaux de construction | + 1,3% |
| Industrie agroalimentaire | + 1,4% |
| Papiers | + 0,6% |
| Textiles, cuir, habillement | - 2,3% |
| Industries diverses | + 1,5% |
| Global | 0,7% |

Métaux

Les programmes de fermeture d'usines sont pris en compte, ainsi que les éventuels transferts de processus entre filières. Un meilleur taux de recyclage favorise la filière acier électrique au détriment de la filière acier à l'oxygène.

Moins de la moitié des usines productrices d'aluminium première fusion sont supposées prolonger leur activité jusqu'en 2020. Un meilleur taux de recyclage conduit à augmenter l'aluminium deuxième fusion au détriment de l'aluminium première fusion.

• Équipement

Le nombre d'automobiles produites en France est supposé constant. Les activités électroniques, à forte valeur ajoutée et à moindre implication énergétique, sont supposées en forte croissance.

Chimie

Les productions d'ammoniac et d'engrais sont en forte décroissance. Celle-ci est supposée plus forte encore dans un scénario environnemental où l'agriculture sera plus tournée vers le « bio ».

La production de chlore est supposée stable, voire en décroissance dans un scénario environnemental (contexte favorable aux produits « écologiques »).

Pour ce produit demandant beaucoup d'électricité, la position de la France comme producteur européen est supposée pérenne.

La production des gaz industriels (essentiellement l'oxygène et l'azote) est en croissance en raison des nombreux débouchés de ces produits.

• Matériaux de construction

La production de plâtres et de matériaux de



construction augmente. Dans le scénario environnemental, les travaux d'isolation, la réhabilitation (construction de logements sociaux) et la construction neuve soutiennent la production de ciment et de plâtre.

• Industries agroalimentaires

Une baisse de la production de produits de longue conservation (lait en poudre, conserves) au profit de produits frais, surgelés et plats cuisinés, explique une légère hausse de l'électricité liée à la production de froid.

Papier

Depuis dix ans, la fabrication de pâte a marqué le pas alors que la transformation du papier a, quant à

elle, progressé sensiblement. Ces tendances sont supposées se poursuivre.

Dans un contexte environnemental, la réduction du poids des emballages a un impact sur la production de papier – carton.

• Textile, cuir, habillement

Ce secteur, peu consommateur d'électricité, poursuit son déclin entamé depuis de nombreuses années.

• Industries diverses

Parmi elles, l'industrie du plastique est en croissance régulière. Celle du bois est soutenue par le secteur du bâtiment.

A1.2 – TERTIAIRE

Les paramètres déterminants de la consommation d'électricité dans le tertiaire sont liés aux surfaces et aux nombres d'employés dans les différentes branches d'activité. Les prévisions s'appuient pour cela sur les scénarios de l'Insee et de l'Unedic en termes d'actifs occupés ou de PIB détaillé par branche.

Du fait de la moindre activité industrielle prise en compte dans les années futures, et dans la mesure où les hypothèses de croissance du PIB sont maintenues élevées, l'activité économique est considérée se déporter vers le secteur tertiaire. Ce secteur est par essence moindre consommateur d'énergie que celui de l'industrie. Les effets des politiques de maîtrise de la demande y sont également plus sensibles, et d'importants gisements d'économie d'énergie y sont

identifiés (cf. chapitre MDE). Ces deux caractéristiques tendent à tempérer la croissance de sa consommation d'électricité.

Néanmoins, le secteur tertiaire reste le principal moteur de la croissance de la consommation, avec un taux de croissance moyen de + 2,3 % par an jusqu'en 2010 et de + 1,4 % par an sur la décennie suivante.

Les consommations du tertiaire sont présentées par branche et par usage dans les deux tableaux ci-après. Les branches bureaux et commerces sont les plus consommatrices en électricité; les usages chauffage, climatisation et éclairage occupent une part importante de ces consommations.

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DANS LE TERTIAIRE - SCÉNARIO « RÉFÉRENCE » - PAR BRANCHE

Consommation par branche en 2004 Éclairage public Transport 5 % hors traction Autres tertiaire 3 % 15 % Commerce Sport - loisir -culture 23 % Habitat Cafés - Hotels communautaire Restaurants 3% 8 % 6 %

| TAUX DE CROISSANCE ANNUEL MOY ENTRE 2004 ET 2020 | EN |
|---|-------|
| Transport (hors traction) | 0,7 % |
| Commerce | 1,3 % |
| Cafés – hôtels – restaurants | 2,8 % |
| Enseignement | 1,8 % |
| Santé | 1,5 % |
| Bureaux | 2,2 % |
| Habitat communautaire | 2,9 % |
| Sport – loisirs – culture | 2,3 % |
| Autres tertiaire | 0,9 % |
| Éclairage public | 0,7 % |
| Total | 1,7 % |

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DANS LE TERTIAIRE - SCÉNARIO « RÉFÉRENCE » - PAR USAGE

Répartition par usage en 2004



| TAUX DE CROISSANCE ANNUEL MOYEN ENTRE 2004 ET 2020 | |
|---|-------|
| Chauffage | 1,3 % |
| Eau chaude | 2,2 % |
| Climatisation | 4,0 % |
| Cuisson hors domicile | 3,7 % |
| Éclairage | 0,7 % |
| Usages spécifiques et autres | 1,3 % |
| Total | 1,7 % |

• Croissance du parc de bâtiments

La croissance du parc de bâtiments est le premier facteur explicatif de la croissance de la consommation d'électricité du tertiaire. Les surfaces chauffées augmentent globalement de 1,4 % par an d'ici à 2020 dans le scénario « Référence », avec une forte différenciation entre branches. Les surfaces des branches habitat communautaire, sport — loisirs — culture et cafés — hôtels — restaurants augmentent de plus de 2 % par an d'ici à 2020 ; le parc de bureaux augmente de près de 1,6 % par an ; les autres branches se développent peu.

• Usage chauffage

La part du chauffage à l'électricité dans le parc tertiaire est relativement stable, légèrement influencée par la répartition 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 23 % en 2004 à 26 % en 2020 dans le scénario « Référence ».

La baisse des consommations unitaires grâce aux réglementations thermiques est surtout efficace dans le neuf et reste modérée dans l'existant. L'efficacité des réglementations thermiques est également supposée plus forte dans le scénario « MDE renforcée » que dans le scénario « Référence » (cf. chapitre MDE). Ainsi, à l'horizon 2020, la consommation unitaire par unité de surface est supposée être inférieure à celle d'aujourd'hui selon les chiffres suivants :

• scénario « Référence » : baisse de 19 % dans le neuf et de 4 % dans l'existant ;

• scénario « MDE renforcée » : baisse de 38 % dans le neuf et de 7 % dans l'existant.

L'effet combiné de la croissance du parc et le poids de l'existant compensent finalement l'effet de la réduction des consommations unitaires.

• Usage climatisation

On suppose une augmentation annuelle d'un à deux points du taux de climatisation dans les locaux neufs, avec un taux plus élevé dans les secteurs santé, enseignement et habitat communautaire. On suppose qu'entre 0,2 % et 1 % du parc existant non climatisé s'équipe chaque année dans les secteurs cafés – hôtels – restaurants, commerces et bureaux.

Cependant, dans le cadre d'une politique environnementale renforcée, on suppose une part moins importante des surfaces climatisées et une plus forte baisse des consommations unitaires sur l'ensemble des bâtiments tertiaires. Celles-ci baisseraient en effet de 18 % à l'horizon 2020, alors que cette baisse ne serait limitée qu'à 9 % dans le scénario « Référence ».

• Usage éclairage

L'augmentation annuelle de la consommation de cet usage reste faible (+ 0,7 % par an en moyenne) dans le scénario « Référence », et devient négative dans un contexte environnemental (- 0,5 % par an en moyenne). En effet, une politique environnementale renforcée inciterait à généraliser les lampes basse consommation.

Annexe // 1 Analyse sectorielle des consommations en énergie

A1.3 – RÉSIDENTIEL

Le secteur résidentiel est encore à ce jour un secteur en forte croissance. Les orientations de maîtrise de la demande engagées depuis quelques années sont cependant supposées modérer cette croissance à l'avenir, ainsi que cela est détaillé au chapitre MDE.

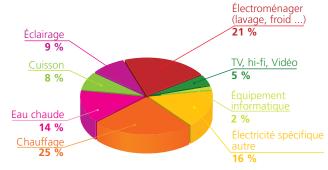
Globalement, la croissance de la consommation du

secteur résidentiel est de 1,1 % par an jusqu'en 2010 et 0,8 % par an au-delà.

Le tableau suivant présente l'évolution de la consommation du résidentiel en fonction des usages. Les plus consommateurs sont le chauffage, l'électroménager et l'électricité spécifique.

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DANS LE RÉSIDENTIEL - SCÉNARIO « RÉFÉRENCE »

Consommation par usage en 2004



| TAUX DE CROISSANCE ANNUEL MOYEN ENTRE 2004 ET 2020 | |
|---|---------|
| Chauffage | 0,7 % |
| Eau chaude | 1,2 % |
| Cuisson | 0,3 % |
| Climatisation | 10,0 % |
| Éclairage | - 0,7 % |
| Électroménager (lavage + froid) | 0,2 % |
| TV, Hi-fi, vidéo, informatique | 1,8 % |
| Électricité spécifique autre | 2,2 % |
| Total | 0,9 % |

• Croissance du parc de logements

Les consommations de ce secteur dépendent de la composition du parc de logements et de son évolution en structure (maisons individuelles, immeubles collectifs). L'accroissement du nombre de résidences principales est égal à celle du nombre de ménages, soit 1,0 % par an entre 2004 et 2020.

Dans le scénario « Référence », le taux de désaffectation de 5 % de résidences principales conduit à une construction neuve de 350 000 résidences principales par an en moyenne jusqu'en 2020.

• Usage chauffage

Des prix de l'énergie favorables à l'électricité encouragent aujourd'hui le choix de l'électricité pour le chauffage chez les particuliers, comme en témoignent les statistiques du type de chauffage choisi dans les logements neufs en 2006. Dans le scénario « Référence », la part du chauffage électrique, actuellement de 28 %, est supposée augmenter d'un à deux points à l'horizon 2020, selon la nature collective ou individuelle de l'habitat.

Comme pour le secteur tertiaire, l'effet des réglementations thermiques est pris en compte au travers de la baisse des consommations unitaires, supposée plus forte dans le scénario « MDE renforcée » que dans le scénario « Référence » d'ici à 2020 :

- scénario « Référence » : baisse de 20 % dans le neuf et de 8 % dans l'existant ;
- scénario « MDE renforcée » : baisse de 27 % dans le neuf et de 15 % dans l'existant.

Dans l'ensemble, la combinaison de la croissance du parc, de la légère augmentation de la part électricité et de la baisse réaliste des consommations unitaires conduit à une hausse moyenne de la consommation d'électricité relative au chauffage électrique de 0,7 % par an sur la période d'étude.

Climatisation

L'équipement en climatisation du logement résidentiel en est encore à ses débuts. L'hypothèse d'un développement massif dans l'habitat existant n'a pas été retenue. En maintenant le rythme actuel d'équipement, on aboutit en 2020 à un taux d'équipement en climatisation estimé à environ 9 % des ménages dans le scénario « Référence ». Un renforcement de la politique environnementale peut conduire à un niveau d'équipement moindre.

Éclairage

Une forte réduction des consommations unitaires

(- 23 % en 2020 par rapport à 2004) est le fruit de la diffusion des lampes basse consommation, permettant d'afficher une consommation d'électricité en baisse concernant cet usage, malgré la croissance du parc de logements.

• Électroménager (lavage et froid)

L'étiquetage et la labellisation, voire l'interdiction à la vente des appareils les moins performants, permet là aussi d'envisager une baisse de consommation unitaire de 20 % à 30 % selon les appareils, sur l'horizon d'étude. Cependant la croissance du nombre de ménages, ainsi que la croissance du taux d'équipement de certains matériels (congélateur, séchage) effacent ces gains, si bien que la consommation globale de cet usage reste stable.

• TV, hi-fi, vidéo, équipements informatiques

La consommation de ce secteur augmente à un rythme soutenu, l'amélioration des consommations unitaires, quand bien même un effort accru serait fait

pour limiter les consommations d'appareils en veille, ne compensant pas l'accroissement du taux d'équipement (+ 20 % à + 30 % d'ici à 2020 concernant les téléviseurs et l'informatique).

• Autres usages spécifiques

Le « divers » résidentiel regroupe les usages émergents et ceux pour lesquels peu d'informations sont disponibles. Il couvre ainsi le petit électroménager, la domotique et les systèmes d'alarme, les piscines et l'éclairage de jardin, divers équipements de confort — voire gadgets... On y inclut également 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 et aux consommations unitaires très différentes. Dès lors la prévision de son évolution ne peut s'appuyer sur une approche analytique. Elle est réalisée par projection de l'évolution observée par le passé pour cette rubrique.

A1.4 – AUTRES SECTEURS

• Agriculture

L'agriculture est un secteur peu consommateur dont l'évolution n'impacte pas de manière significative les prévisions de consommation d'électricité.

• Transport

Le secteur du transport couvre ici la consommation d'électricité directement liée à la traction (la consommation des services associés est dans la rubrique tertiaire). Il comprend la traction SNCF, les transports collectifs urbains, les transports aéroportuaires.

Une croissance significative de 1,8 % par an en moyenne est envisagée pour le secteur du transport dans le scénario « Référence ».

Une politique environnementale renforcée est supposée aller dans le sens d'une diminution des déplacements routiers au profit du rail, qu'il s'agisse du transport de fret, de la mise en service des nouvelles lignes à grande vitesse, ou du développement des transports urbains de type tramway.

Concernant le véhicule électrique, il n'est pas envisagé dans ces prévisions de rupture technologique à court terme, susceptible de générer un basculement significatif vers ce mode. Un tel scénario supposerait en outre d'être envisagé à un niveau dépassant le cadre français, dans la mesure où les constructeurs automobiles ont aujourd'hui une stature internationale. La mise en circulation de quelque 10 000 véhicules électriques par an entre 2010 et 2020 n'a pas d'impact significatif sur la consommation d'électricité.

• Énergie

Le secteur de l'énergie est marqué par l'évolution spectaculaire de la consommation liée à l'enrichissement de l'uranium. Le changement du procédé d'enrichissement conduit à prendre en compte un quasiarrêt de la consommation d'électricité de cette activité à compter de 2012. Jusque-là, même si l'incertitude est de mise tant que l'actuelle usine existe et est capable de fonctionner à charge plus élevée, la consommation est supposée se stabiliser à un niveau voisin de celui constaté en 2006.

Le reste de la consommation de la branche énergie (raffinage, transport de gaz naturel...) est plutôt en hausse.

Pertes

Le taux de pertes sur le réseau de transport et de distribution est supposé stable à 7 % de la consommation intérieure nette.



2 Analyse détaillée de l'effet des mesures de MDE

• Production industrielle

Un renforcement de la politique environnementale aurait d'abord un impact sur la production de certains produits comme l'acier et l'aluminium, filières où le recyclage serait encouragé, la réduction de production de pâte à papier chimique, ou encore la moindre production de poudre de lait.

Concernant la MDE proprement dite, il est généralement admis que le potentiel de réduction de la consommation dans l'industrie a déjà été en grande partie réalisé. Toutefois des gains supplémentaires sont envisagés concernant les usages moteurs, qui représentent plus de 60 % de la consommation totale d'électricité de l'industrie. La technique des moteurs à vitesse variable, encore peu répandue, permet en effet des économies importantes d'électricité.

Les autres gisements d'économies d'énergie se trouvent dans les usages transversaux : chaudière, chauffage des locaux, froid, air comprimé. L'éclairage demeure un usage sur lequel peu d'investissement a été réalisé, du fait de sa relativement faible contribution à la facture énergétique dans l'industrie : les économies d'électricité maximales sont estimées à 1,5 TWh.

• Le renforcement de la réglementation thermique

Les instruments mis en place pour améliorer l'efficacité énergétique dans les bâtiments ont un impact direct sur les consommations du tertiaire et du résidentiel liées au chauffage et à la climatisation, cette dernière restant toutefois mineure pour ce qui concerne le secteur résidentiel.

La réglementation thermique se renforce régulièrement. Les objectifs attendus sont une baisse de consommation de chauffage électrique dans les cinq années suivant leur lancement. La baisse visée est de 15 % pour la RT 2005 puis 10 % pour les suivantes. À cela s'ajoute la réglementation thermique dans l'existant adoptée en 2007, qui vise les bâtiments de plus de 1 000 m² faisant l'objet de travaux de réhabilitation importants.

Les économies maximales attendues en termes de MDE correspondent à l'application stricte des objectifs des réglementations thermiques. Cependant l'efficacité des réglementations thermiques reste discutée par les acteurs du secteur. Afin de rendre compte de manière réaliste des difficultés de mise en œuvre, on considère que :

- 50 % de l'objectif visé est atteint dans le scénario
- l'objectif est pleinement atteint au bout de cinq ans dans le scénario « MDE renforcée ».

L'impact sur les consommations unitaires (cf. annexe 1 – « Analyse sectorielle ») se traduit par les réductions de consommation globales suivantes :

Effet des réglementations thermiques

| (en TWh) | Référence | MDE renforcée |
|-------------|-----------|---------------|
| Tertiaire | - 4,1 | -7,7 |
| Résidentiel | - 4,7 | -7,0 |

Dans le scénario « MDE renforcée », on suppose que les progrès techniques permettront à la fois une baisse des consommations unitaires tout en améliorant le confort thermique des logements. Outre l'isolation, on peut citer les progrès attendus dans les domaines suivants : ventilation, production d'énergie intégrée au bâti (photovoltaïque, éolien), haute technologie domotique – bioclimatique, confort d'été, mutualisation des

besoins de production d'énergie dans les villes (réseaux de chaleur, cogénération...).

• Le renforcement des crédits d'impôt

Le système de crédits d'impôt, mis en place en 2005 et renforcé en 2006, favorise la pénétration d'installations présentant un intérêt en termes d'économie d'énergie : bois-énergie, pompes à chaleur, chauffeeau solaires... Le prix élevé des énergies peut amplifier ce phénomène.

Ainsi, le nombre de chauffe-eau solaires et de pompes à chaleur installés a été multiplié par deux entre 2005 et en 2006 : 25 000 pompes à chaleur ont été installées en 2005 et plus de 53 000 en 2006. Le marché français du solaire thermique avoisine les 220 000 m² installés en 2006 soit + 80 % par rapport à 2005 (35 000 chauffe-eau solaires).

La loi de programme du 13 juillet 2005 prévoit d'atteindre à l'horizon 2010, un total de 200 000 chauffeeau solaires installés (soit 700 MWh). Le scénario « MDE renforcée » aboutit au doublement des mètres carrés installés par rapport au scénario « Référence », soit 1 333 000 m² installés en 2020.

L'impact de ces hypothèses sur la part de l'électricité dans les différents usages thermiques en tient compte : le gain estimé est de l'ordre de 0,5 TWh en 2020 dans le scénario « Référence » et le double dans le scénario « MDE renforcée ».

• La diffusion des lampes basse consommation (LBC)

Les consommations unitaires dans le résidentiel et le tertiaire baissent sous l'effet d'une pénétration progressive des lampes à économie d'énergie de type fluorescente compacte.

Dans le tertiaire, on suppose une généralisation des ballasts électroniques en remplacement des ballasts actuels : en effet, la Commission européenne a lancé une action dans ce domaine et cette technique semble à même d'augmenter très sensiblement les économies attendues dans un secteur où l'éclairage dit basse consommation, mais quasi uniquement lié à des ballasts électromagnétiques est déjà bien répandu. C'est pourquoi, les économies à l'horizon 2020 ont été plus que doublées dans le scénario « MDE renforcée ».

Dans le résidentiel, on fait l'hypothèse que la commercialisation croissante de LBC aura déjà un impact important dans le scénario « Référence ». En effet, les lampes fluocompactes basse consommation sont devenues des produits de grande consommation pouvant maintenant remplacer la plupart des lampes à incandescence utilisées dans l'habitat. Les valorisations faites dans le cadre des certificats d'énergie permettent d'estimer à 35 kWh par an le gain obtenu en remplaçant une lampe à incandescence de 80 W qui représente la puissance moyenne des ventes sur le marché, par une lampe fluocompacte (LFC) de 18 W. Or, entre 2004 et 2020, la consommation unitaire baisse de 115 kWh par an, ce qui représente environ trois LFC par ménage (sur une moyenne de huit lampes par ménage).

| | Effet de la pénétration des LBC sur la consommation finale | | |
|-------------|--|---------------|--|
| | Référence | MDE renforcée | |
| Tertiaire | -10 % | - 27 % | |
| Résidentiel | - 23 % | - 26 % | |

• Progrès technique et labellisation dans l'électroménager

L'étiquette énergie, apparue en 1994 à l'initiative de la Commission européenne, renseigne sur les consommations des différents modèles. Elle est obligatoire pour les réfrigérateurs, congélateurs, combinés, lavelinge, sèche-linge et lave-vaisselle mais aussi pour les lampes, les fours électriques et les climatiseurs. Des progrès importants ont déjà été réalisés. Les économies d'énergie réalisables avec les appareils de classe

A, A+ ou A++ sont loin d'être anecdotiques. Pour le froid domestique, les produits A+ et A++ économisent de 25 % à plus de 45 % de l'énergie utilisée par un appareil standard européen de classe A.

Ainsi, les consommations unitaires des ménages baissent sous l'effet de mesures déjà prises ou qui seront prolongées (mise en œuvre et modification de la directive-cadre européenne sur l'étiquetage avec une plus forte pénétration d'équipements de classe A, progrès technique...). En 2006, 20 % du marché des



Annexe // 2 ANALYSE DÉTAILLÉE DE L'EFFET DES MESURES DE MDE

réfrigérateurs en vente était de classe A+ (contre 3 % en 2002) et un tiers du marché du lavage était constitué d'appareils AAA et AAB. Par ailleurs, la durée de vie moyenne de ces appareils étant d'une dizaine d'années, une grande partie de l'électroménager de lavage et froid sera renouvelée en 2020 par des appareils correspondant aux plus performants en vente actuellement.

Globalement, la baisse des consommations unitaires sur les produits blancs impacte directement le scénario « Référence » puisque les produits mis en vente sont de plus en plus performants. La baisse de consommation unitaire supplémentaire prise en compte dans le scénario « MDE renforcée » est par conséquent modérée.

| | Baisse des consommations u | Baisse des consommations unitaires sur la période 2004-2020 | | |
|--------|----------------------------|---|--|--|
| | Référence | MDE renforcée | | |
| Froid | -21 % | - 23 % | | |
| Lavage | - 22 % | - 24 % | | |

• Appareils en veille : l'évolution des comportements

Une partie de la consommation est due à des pertes en veille, quand ces équipements restent branchés et ne sont pas utilisés (cas des ordinateurs personnels, des modems connectés en permanence). Même si la puissance électrique d'un appareil en veille est relativement faible, les veilles accumulées s'additionnent et la consommation d'un appareil en veille peut ainsi dépasser sa consommation en utilisation.

Dans son plan d'action pour l'efficacité énergétique, la Commission européenne précise qu'une attention particulière sera accordée à la réduction des pertes en mode veille : elle doit adopter des normes minimales de performance énergétique courant 2007 en particulier sur l'électronique grand public, les machines à copier, les téléviseurs, les chargeurs, ce qui ira

dans le sens d'une baisse des consommations unitaires de ces différents appareils. Par ailleurs, elle va conclure pour cinq ans un nouvel accord Energy Star concernant les équipements de bureau (label international offrant les modèles les plus efficaces en termes de rendement énergétique).

Ainsi, concernant les produits bruns du secteur résidentiel, la baisse de consommation unitaire est en grande partie intégrée dans le scénario « Référence » avec une baisse de 7 % à 18 % selon le type de produit.

Il en est de même dans le secteur tertiaire pour lequel la partie bureautique de la branche bureau ne consomme que 0,8 TWh de plus dans le scénario « Référence » par rapport au scénario « MDE renforcée ».

| | Baisse des consommations unitaires sur la période 2004-2020 | | |
|----------------------------|---|---------------|--|
| | Référence | MDE renforcée | |
| TV – Hi-Fi – Magnétoscopes | -7% à -18% | -7%à-19% | |
| équipements informatiques | -7% | -8% | |

Outre l'amélioration des appareils, un domaine prioritaire reste la sensibilisation et l'information pour faire évoluer les comportements vers une plus grande économie d'énergie. Pour utiliser efficacement l'énergie, les informations claires sur les technologies et les techniques d'utilisation de l'énergie sont des préalables à un comportement rationnel du marché. L'éducation et la formation sont essentielles. La Commission européenne a inscrit cette action comme étant prioritaire.

2007

• Le levier des certificats d'économie d'énergie

Des potentiels importants d'économies existent, parfois rentables très rapidement mais, par manque de sensibilisation sur les enjeux, d'information sur les moyens de réaliser ces économies, les Français hésitent à passer à l'acte. Le principe des certificats d'économie d'énergie repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics sur une période donnée aux vendeurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid et fioul domestique). Ainsi, une information ciblée et des actions promues par les acteurs mêmes du marché de l'énergie devraient inciter plus facilement le consommateur à faire des économies d'énergie. Ce dispositif vient en complément des instruments existants (réglementation, fiscalité...) et s'ajoute à une approche sectorielle qui, par nature, s'attache à des gisements plus concentrés (exemple de la consommation d'énergie dans un processus industriel).

Ce dispositif impose aux acteurs de réaliser 54 TWh cumac⁽ⁱ⁾. S'ils étaient appliqués strictement au secteur de l'électricité, ces 54 TWh pourraient représenter une réduction de la croissance de la consommation de l'ordre de 1 TWh par an. Une telle réduction n'est cependant pas prise comme hypothèse d'entrée dans la construction des prévisions : en effet, ce dispositif est un outil ou un levier

dont la mise en œuvre a pour conséquence de rendre plus facilement atteignables les gisements d'économies d'énergie identifiés dans les paragraphes ci-dessus.

Une première liste d'opérations types, concernant principalement la rénovation des bâtiments résidentiels ou tertiaires existants, a été arrêtée. Celles-ci permettent aux vendeurs d'énergie ou autres personnes morales (collectivités publiques notamment) d'évaluer rapidement le nombre de certificats qui serait délivré pour un type d'investissement dans tel ou tel équipement.

Quelques exemples :

- des appareils électroménagers efficaces (réfrigérateurs et machines à laver de classe A ou B) consomment jusqu'à deux fois moins d'énergie;
- la pose de vitrage isolant permet d'économiser 7 % de l'énergie de chauffage ;
- une chaudière efficace 15 %;
- l'isolation des murs de 10 % à 15 % ;
- l'isolation de la toiture de 10 % à 20 % ;
- l'installation d'un thermostat d'ambiance programmable environ 7 % ;
- l'installation d'un chauffe-eau solaire individuel ou d'une pompe à chaleur jusqu'à 70 % de la consommation d'énergie liée à la production d'eau chaude.





3 La production éolienne

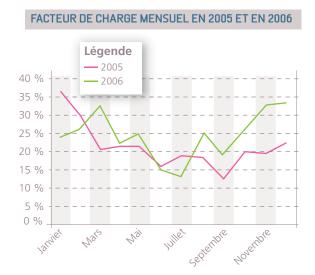
La France possède le deuxième gisement de vent en Europe, après le Royaume-Uni, celui-ci étant situé principalement dans le nord de la France, en Bretagne et en Méditerranée. La filière de production éolienne constitue la principale source d'énergies renouvelables (EnR) que l'État souhaite promouvoir pour atteindre un taux de 21 % de la consommation satisfaite par des EnR en 2010.

Dans la perspective d'un développement important de la filière éolienne en France, RTE avait conduit en 2004 une étude sur la caractérisation de la production éolienne et sur son intégration dans le système électrique, étude dont les principaux enseignements ont été exposés dans l'édition 2005 du Bilan Prévisionnel. Le parc éolien en service étant alors peu développé, il avait été fait appel à des moyens de simulation utilisant des données de vent, pour certaines mesurées et d'autres reconstituées, ainsi que des hypothèses géographiques de développement de la filière.

L'estimation de la production éolienne à partir de simulation doit faire face à deux difficultés majeures. La première réside dans la transformation d'une vitesse de vent mesurée à 10 mètres de hauteur dans une station météo en la production d'une éolienne que l'on suppose implantée à quelques kilomètres et dont le moyeu culmine à 50 ou 100 mètres. La seconde est le choix de la répartition des éoliennes sur le territoire. L'hypothèse retenue en 2004 était le reflet des projets connus alors, projets davantage orientés par le gisement de vent que par leur acceptabilité locale. Or, le développement des parcs en 2005 et 2006, et les projets connus, montrent que le second aspect a amplement freiné les projets sur le pourtour méditerranéen et les littoraux au profit d'une diffusion plus large dans le nord et l'est de la France.

La puissance éolienne installée permet désormais de disposer de mesures de production suffisamment significatives pour évaluer les performances réelles de production du parc. Celles-ci doivent être regardées selon deux aspects majeurs : le facteur de charge des installations et la production en période de froid.

A3.1 – FACTEUR DE CHARGE DES INSTALLATIONS



Le facteur de charge est défini, pour une période donnée, comme le rapport de la puissance produite en moyenne sur la puissance installée. Le graphique cicontre présente le facteur de charge calculé au pas mensuel en 2005 et 2006. Il atteint, en moyenne sur les deux années, une valeur de 23,5 %, ce qui équivaut à 2 060 heures de fonctionnement à pleine puissance.

| PRODUCTION ANNUELLE | | | |
|-------------------------|--------|--------|-------------------|
| | 2005 | 2006 | Moyenne 2005-2006 |
| Facteur de charge | 22,3 % | 24,8 % | 23,5 % |
| Durée de fonctionnement | | | |
| en équivalence | | | |
| pleine puissance | 1 950 | 2 170 | 2 060 |
| (en heures par an) | | | |

La tendance saisonnière d'une production plus forte en hiver apparaît nettement, avec un minimum réalisé en juillet 2006 de 13 % en moyenne sur le mois, et un maximum de 36,4 % en janvier 2005.

DIFFÉRENCE SAISONNIÈRE

| | 2005 | 2006 | Moyenne 2005-2006 |
|-----------------|--------|--------|-------------------|
| Année complète | 22,3 % | 24,8 % | 23,5 % |
| Avril - Octobre | 19,3 % | 20,9 % | 20,1 % |
| Novembre – mars | 26,6 % | 30,2 % | 28,4 % |

Il ressort également de l'analyse de la production éolienne une nette distinction entre les installations implantées sur un large pourtour méditerranéen et celles dont le régime de vent est d'influence atlantique. En moyenne sur 2005 et 2006, le facteur de charge des éoliennes situées au sud d'une ligne Bordeaux – Strasbourg a atteint 27,4 % en moyenne, alors qu'il est de 21,3 % au nord.

DIFFÉRENCE RÉGIONALE

| | 2005 | 2006 | Moyenne 2005-2006 |
|---------------------|--------|--------|-------------------|
| France continentale | 22,3 % | 24,8 % | 23,5 % |
| Zone Atlantique | 19,1 % | 23,6 % | 21,3% |
| Zone Méditerranée | 26,9 % | 27,9 % | 27,4% |

L'estimation d'un facteur de charge représentatif d'un parc de 10 à 15 GW doit tenir compte de deux points essentiels. Le premier est l'amélioration progressive des machines et la généralisation des puissances supérieures à 2 MW, qui augmentent le rendement intrinsèque des équipements. *A contrario*, les perspectives de répartition régionale amènent à sous-pondérer la proportion de développement sur le pourtour méditerranéen qui bénéficie du meilleur gisement de vent. Finalement, le niveau choisi pour les éoliennes implantées à terre est de 24,6 % en moyenne annuelle, ce qui équivaut, en énergie, à 2 150 heures de fonctionnement à pleine puissance.

A3.2 – PRODUCTION ÉOLIENNE EN PÉRIODE DE FROID

Malgré l'intermittence de sa production, le parc éolien participe à l'équilibre offre – demande, contribuant ainsi à l'ajustement du parc à hauteur d'une fraction de la puissance éolienne installée : c'est la puissance substituée. Cependant, comme le risque de défaillance est le plus élevé lors des épisodes de froid extrême du fait de l'importance du chauffage électrique en France, il est essentiel d'évaluer la corrélation entre la température et les vitesses de vent en hiver.



A3.2.1 – Évaluation à partir des observations de 2005 et 2006

Il n'est pas survenu en 2005 et 2006 d'épisode marqué par un froid extrême, mais on peut identifier quelques périodes durant lesquelles la température moyenne en France est passée sous 0 °C.

Les graphiques présentés ci-dessous comportent, sur l'échelle de gauche, la température moyenne journalière, et sur l'échelle de droite, le facteur de charge au pas horaire.

FACTEUR DE CHARGE DU 23 AU 31 JANVIER 2005

Du 23 au 31 janvier 2005 : lors des trois jours les plus froids, du 25 au 27 janvier, le facteur de charge moyen a été de 45 %. Il est resté audessus de 30 % durant les sept jours les plus froids.



FACTEUR DE CHARGE DU 19 FÉVRIER AU 8 MARS 2005

Du 19 février au 8 mars 2005 : entre le 22 et le 27 février, la température est restée stable autour de 0 °C, avec une production éolienne plutôt faible (13 %). Le vent augmente brutalement le 27 pour atteindre un niveau moyen de 50 %. La température passe à - 3 °C les 28 février et 1er mars, avec une production éolienne à 30 %. Les températures remontent lentement à partir du 2 mars, avec un vent fluctuant globalement autour d'un facteur de charge de 30 %.



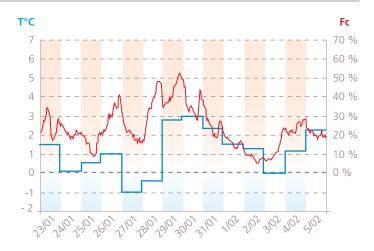
FACTEUR DE CHARGE DU 17 AU 31 DÉCEMBRE 2005

Du 17 au 31 décembre 2005 : la France a connu un épisode de froid fin 2005 entre Noël et le nouvel an. La température moyenne France a été négative du 27 au 29 décembre. Sur ces trois jours, la production éolienne a été relativement stable, autour de 19 % de facteur de charge.



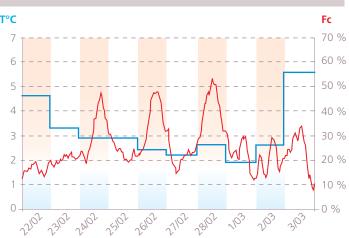
FACTEUR DE CHARGE DU 23 JANVIER AU 5 FÉVRIER 2006

Du 23 janvier au 5 février 2006 : le début de 2006 n'a pas présenté de températures particulièrement basses. On notera un passage sous 0 °C les 27 et 28 janvier, avec un facteur de charge journalier de 20 % le 27 et 36 % le 28.



FACTEUR DE CHARGE DU 22 FÉVRIER AU 3 MARS 2006

Du 22 février au 3 mars 2006 : durant la seconde quinzaine de février 2006, les températures ne sont jamais descendues sous 2 °C, mais cette vague de froid a été tendue sur l'aspect équilibre offre – demande en raison de son occurrence tardive. Sur les huit jours considérés, la production éolienne s'est maintenue entre 15 % et 50 %, pour un niveau moyen de 27 %



FACTEUR DE CHARGE DU 17 AU 31 DÉCEMBRE 2006

Du 17 au 31 décembre 2005 : la semaine autour de Noël a présenté six jours consécutifs avec une température moyenne en France comprise entre 0 et 2 °C. La production éolienne a été globalement faible, avec un point bas le 26 décembre à moins de 3 % de facteur de charge. L'épisode de froid a cessé brutalement le 30 décembre, accompagné de vents forts.





Annexe // 3 LA PRODUCTION ÉOLIENNE

Les six exemples issus de conditions réelles rencontrées en 2005 et 2006 montrent essentiellement une grande diversité des situations. Des configurations extrêmes ont été observées, avec le 26 janvier 2005 une température moyenne en France légèrement inférieure à - 1 °C et un facteur de charge éolien voisin de 50 %, et le 26 décembre 2006 une

température de + 1 °C et une production éolienne réduite à moins de 5 % de la puissance installée.

Tout en restant conscient de la faiblesse de l'échantillon, une analyse statistique peut être tentée, en apportant une distinction supplémentaire sur la localisation des éoliennes :

FACTEUR DE CHARGE PENDANT LES VAGUES DE FROID

| | Moyenne 2005-2006 | Décembre – Janvier - Février | Température inférieure à 1 °C (29 jours) | Température inférieure à 0 °C (17 jours) |
|---------------------|----------------------|---------------------------------|--|--|
| France continentale | 23,5 % | 29,3 % | 23,4 % | 25,9 % |
| Zone Atlantique | 21,3 % | 27,6 % | 20,9 % | 21,0 % |
| Zone Méditerranée | 27,4% | 32,0 % | 28,3 % | 33,2 % |

La tendance semble se dégager d'un lien entre les vagues de froid et la production éolienne pour les installations raccordées dans la zone Atlantique (au nord d'une ligne Bordeaux – Strasbourg). La production est significativement atténuée lorsque la température passe sous 0 °C par rapport au niveau moyen en hiver. Un comportement inverse peut être observé dans la zone Méditerranée.

Quant au comportement du parc complet, résultant de la conjonction de deux tendances inverses, les valeurs affichées ci-dessus tendent à se rapprocher de la situation de la zone Atlantique, mais les années 2005 et 2006 analysées séparément (non présenté ici) donnent des résultats contradictoires.

Il a donc semblé utile, dans l'attente de poursuivre l'analyse en conditions réelles, de compléter cette observation par une étude portant sur un horizon de temps élargi.

A3.2.2 – L'étude confiée à MétéoFrance

RTE a confié à MétéoFrance une étude consistant à examiner les conditions de vent qui ont accompagné les périodes de froid les plus intenses vécues depuis vingt ans. L'analyse porte sur des chroniques de mesure du vent à 10 mètres de hauteur en station météo, seules données disponibles et homogènes sur cet horizon. Cette approche doit permettre de déterminer s'il existe un lien entre le vent et les vagues de froid, en tendance sur un historique long et significatif.

En revanche, il ne serait pas possible à ce stade de pouvoir chiffrer, le cas échéant, l'impact sur la production des éoliennes. En effet, plusieurs obstacles se dressent pour établir une fonction de transformation de ces vitesses de vent en production : la différence d'altitude entre les mesures de vent et le moyeu des éoliennes, les effets de terrain et de relief, les hypothèses d'implantation des machines.

Description des vagues de froid

Une vague de froid est un épisode de temps froid caractérisé par sa persistance, son intensité et son étendue géographique. L'épisode dure au moins deux jours. Les températures atteignent des valeurs nettement inférieures aux normales saisonnières de la région concernée.

Trois scénarios météorologiques principaux peuvent engendrer des épisodes de grands froids sur l'Europe. Au cours d'une vague de froid, la situation météorologique peut suivre l'un de ces trois scénarios ou les trois successivement.

Scénario 1 : un flux de nord (anticyclone positionné vers l'Islande et le Groenland et dépression sur la Scandinavie) apporte de l'air polaire jusque sur la France. Cette situation dure rarement plus de quelques jours. Elle donne sur l'Hexagone un temps perturbé, instable et assez froid.

Scénario 2 : un flux d'est ou de nord-est (résultant soit d'un anticyclone situé vers la Scandinavie, soit d'une extension de l'anticyclone de Sibérie) apporte de l'air très froid et sec, accompagné d'un vent d'est ou de nord-est glacial sur notre pays. Cette configuration peut perdurer jusqu'à une dizaine de jours. La sensation de froid est ici renforcée par le vent

Scénario 3 : un flux d'est ou de nord-est froid, humide et perturbé, apporte de la neige sur tout le pays, y compris sur le littoral méditerranéen. L'action de l'anticyclone situé sur l'Europe du nord (Scandinavie ou extension de l'anticyclone de Sibérie) est contrariée par une zone dépressionnaire généralement positionnée sur l'Europe du sud. Cette situation peut durer jusqu'à une semaine. Au cours des éclaircies nocturnes, les températures peuvent atteindre des valeurs remarquablement basses.

Selon cette définition des vagues de froid, sept périodes ont été retenues sur les vingt dernières années. Se limiter à un nombre restreint d'événements permet de ne retenir que les plus exceptionnels :

- du 3 au 18 janvier 1985 (16 jours);
- du 6 au 14 février 1986 (9 jours);
- du 8 au 23 janvier 1987 (16 jours);
- du 26 janvier au 14 février 1991 (20 jours) ;
- du 25 décembre 1996 au 8 janvier 1997 (15 jours);
- du 14 au 24 décembre 2001 (11 jours);
- du 5 au 13 janvier 2003 (9 jours).

L'analyse des différents épisodes permet de les rattacher à deux des trois types de vagues de froid présentés (types 2 et 3). Le scénario de vague de froid de type 1 n'est pas représenté lors des sept plus fortes vagues de froid recensées sur les vingt dernières années.

De manière générale, les types de vagues de froid identifiées par la classification sont caractérisés par des flux de nord ou d'est à nord-est, avec un apport initial d'air très froid, faisant, le cas échéant, baisser brutalement les températures par le nord ou le nord-est de la France

(comme on peut le constater le 5 janvier 2003 par exemple). La baisse des températures est ensuite généralisée sur une bonne proportion du territoire français. L'épisode peut comprendre plusieurs invasions d'air froid de ce type au fil des évolutions du flux en direction.

Les résultats

La synthèse de l'examen détaillé des conditions de vent durant les sept périodes d'étude montre que :

- l'idée selon laquelle des températures froides sont associées à des situations anticycloniques très faiblement ventées n'est pas exacte ;
- les situations étudiées sont toutes caractérisées par des épisodes de mistral et tramontane, parfois violents ;
- dans une large part du territoire, les vitesses des vents pendant les vagues de froid sont plus faibles que les moyennes mensuelles ;
- sur le pourtour méditerranéen et en vallée du Rhône, les vitesses des vents pendant les vagues de froid sont renforcées par rapport aux moyennes mensuelles.

Conclusions

Tant les mesures de production éolienne en 2005 et 2006 que l'analyse des vitesses de vent sur un historique de 20 ans font ressortir, lors des vagues de froid, des conditions de vent très variées. L'idée d'une association systématique entre le froid et l'absence de vent est erronée.

Les deux approches font également apparaître que les conditions de vent sont atténuées en cas de vague de froid dans une très large partie nord du territoire. À l'inverse, des épisodes de mistral et de tramontane conduisent à un renforcement de la production éolienne dans ces périodes de froid sur le pourtour méditerranéen et la vallée du Rhône.



4 Simulations de l'équilibre offre – demande

Les simulations couvrent une période allant de septembre à août, afin de modéliser de manière à la fois réaliste et économiquement pertinente la contribution des grands équipements hydroélectriques qui se remplissent pendant le printemps et l'été par la fonte des neiges et sont vidés pendant l'hiver. Par exemple, l'examen de l'échéance 2010 s'étend de septembre 2009 à août 2010, la période la plus critique se situant en janvier 2010.

Le principe de base des simulations consiste, pour chaque poste horaire étudié, à empiler les différents moyens de production disponibles par ordre croissant de coût d'utilisation, jusqu'à satisfaire la demande totale (consommation intérieure et solde exportateur). Les moyens de production présentant un caractère fatal et ne dépendant pas de conditions de prix, tels que l'hydraulique au fil de l'eau ou l'éolien, sont considérés comme ayant un coût nul et sont placés en base dans cet empilement.

A4.1 – APPROCHE PROBABILISTE

Au-delà de la seule projection des structures d'offre et de demande, il est nécessaire, pour construire une vision représentative des avenirs possibles, de prendre en compte les principaux aléas pouvant affecter le système électrique. On peut ainsi disposer d'une vision probabiliste de la façon dont l'équilibre offre – demande sera réalisé aux différentes échéances, qui

peut être interprétée statistiquement par des résultats en espérance.

Pour ce Bilan Prévisionnel, on a simulé un ensemble de 456 situations d'avenir possibles pour chacun des horizons d'étude, qui combinent des aléas sur les conditions climatiques, les apports en eau, la disponibilité des moyens thermiques, et la production éolienne.

A4.2 – MODÉLISATION DE L'OFFRE

Production thermique centralisée (nucléaire, charbon, fioul, TAC)

Chaque groupe de production est caractérisé par sa puissance, ses hypothèses d'indisponibilité, et son coût d'utilisation. Les hypothèses d'indisponibilité distinguent une indisponibilité programmée, résultant d'arrêts pour entretien ou, dans le cas du nucléaire, pour rechargement en combustible, et une indisponibilité fortuite consécutive à des aléas.

Compte tenu de la puissance des plus gros groupes (1 300 MW ou 1 450 MW), les hypothèses retenues sur la disponibilité du parc nucléaire en hiver ont une grande importance (nombre de groupes en arrêt programmé).

Les coûts d'utilisation déterminent l'ordre d'appel des groupes thermiques, permettant de sélectionner ceux qui doivent être démarrés lorsque tous les groupes disponibles ne sont pas nécessaires pour satisfaire la demande. Ils reflètent les coûts proportionnels à la production, majoritairement constitués des coûts de combustible et d'émission de CO₂.

S'il ne fait pratiquement aucun doute que la production nucléaire restera sollicitée en base, et que les groupes fioul et les TAC ne le seront qu'après que tous les autres groupes thermiques auront été démarrés, la position relative des groupes consommant du charbon ou du gaz naturel est moins aisée à déterminer : elle sera largement influencée par le différentiel entre les prix des deux combustibles, et par le coût des « quotas » d'émission de CO₂. L'évolution de ces paramètres étant empreinte de larges incertitudes, l'interclassement retenu dans les simulations repose sur une hypothèse : celle de la non-suprématie d'un type de production par rapport à l'autre ; la dispersion des prix rendu centrale de chaque énergie (intégrant les coûts de transport) aidant, un subtil équilibre entre prix de la tonne de CO₂ et écart de prix gaz – charbon permet d'alterner groupes gaz et groupes charbon dans l'ordre d'appel.

Production hydraulique

Le parc hydroélectrique est décrit de façon très détaillée puisque 500 équipements sont représentés, avec leur chaînage amont – aval. La gestion des réservoirs de tête des vallées est modélisée, comme en exploitation réelle, en décidant les turbinages des réserves disponibles de manière à ce qu'ils

maximisent l'économie réalisée sur les autres moyens de production.

Autres productions décentralisées

Les profils de charge des cogénérations sont différenciés selon qu'elles ont été installées sur des sites industriels ou pour alimenter des réseaux de chaleur.

Pour les filières telles que la biomasse, les usines d'incinération, ou les autres productions de diverses natures parfois mal connues, et qui au total ne représentent qu'un assez faible volume en énergie, la contribution est modélisée par une bande de puissance constante sur l'année.

Effacements de consommation

On rappelle qu'une hypothèse de possibilité d'effacement de 3 GW sur la consommation intérieure a été retenue.

Elle est modélisée dans les simulations par un groupe d'effacement de coût très élevé, qui n'est donc appelé que lors de conditions difficiles.

A4.3 – MODÉLISATION DES ÉCHANGES

La représentation des échanges est fondée sur le principe d'un marché étranger, où s'exprime une demande spécifique, et sur lequel les groupes de production disponibles en France se trouvent en concurrence avec des groupes, fictifs, situés à l'étranger.

Ces derniers sont modélisés à l'identique des groupes réels français, avec des puissances et des coûts de production représentatifs des volumes de puissance disponibles à différents niveaux de prix sur les marchés. Certains sont sujets à des indisponibilités, de manière à représenter les aléas affectant les systèmes électriques voisins. Le volume total des groupes fictifs excède de 4 GW la demande étrangère. Leur espérance de puissance disponible est calée sur la demande étrangère,

de manière à ce que la puissance d'exportation depuis la France, dans les situations où tous les moyens de production français disponibles sont mobilisés, ait une espérance nulle et un écart type voisin de 3 GW.

Poste horaire par poste horaire, la différence entre la demande étrangère et la production des groupes fictifs, démarrés en tant que de besoin selon leur coût, correspond aux exportations françaises.

L'estimation des couples puissance / coût résulte d'une analyse des données quotidiennes sur la période 2003-2006, concernant les programmes de production des groupes français, d'une part, et les programmes d'échange, d'autre part.

A4.4 – ALÉAS REPRÉSENTÉS

Pour chaque scénario d'évolution du parc de production, et chaque scénario de demande, l'approche probabiliste a consisté à simuler un ensemble de 456 situations d'avenir possibles, qui combinent des

aléas sur les conditions climatiques, les apports en eau, la disponibilité des moyens thermiques, et la production éolienne.



Annexe // 4 SIMULATIONS DE L'ÉQUILIBRE OFFRE - DEMANDE

Aléa climatique

Les températures extérieures influencent notablement la consommation d'électricité. Un ensemble de 114 chroniques de températures journalières moyennes, jugé représentatif des conditions climatiques susceptibles d'être rencontrées à l'horizon 2010, a été constitué à partir d'observations collectées entre septembre 1888 et août 2002, redressées de manière à ce que les moyennes journalières s'ajustent à la référence de température normale.

Aléa hydraulique

Le principal aléa qui affecte la production hydraulique concerne les apports naturels aux ouvrages. Comme pour les températures, les données d'apport hydraulique sont présentées sous forme de chroniques. Il s'agit de débits moyens hebdomadaires vers chacun des 500 ouvrages décrits du parc de production hydraulique. Quatre associations de

chroniques hydrauliques et climatiques ont été construites.

Aléa de disponibilité des groupes thermiques

L'aléa de disponibilité des groupes thermiques procède de tirages aléatoires différents et indépendants pour chacun des 456 scénarios, en respectant en moyenne les taux d'indisponibilités fortuites retenus pour chaque filière.

Aléa éolien

Cinquante-trois chroniques de production annuelles ont été générées, à partir de vitesses de vent mesurées ou reconstituées (cf. annexe 1). La corrélation entre les vitesses de vent et les températures a été prise en compte pour associer les chroniques correspondantes, de manière à rendre compte de la concomitance très fréquente de températures très élevées et d'absence de vent en été.

A4.5 – RÉSULTATS DES SIMULATIONS

Les simulations apportent deux ensembles principaux de résultats.

Le paysage de défaillance

Le niveau de sécurité de l'équilibre entre offre et demande est évalué par le calcul d'un « paysage de défaillance », qui est constitué par la probabilité de défaillance (nombre de cas de défaillance par rapport au nombre de scénarios simulés); l'espérance de durée de défaillance (en heures), et l'espérance d'énergie de défaillance (en gigawattheures).

Les bilans énergétiques annuels

Les simulations fournissent également les soldes d'échange, et les productions en énergie des filières

nucléaire, charbon, fioul, et éolien. Ne sont affichés dans les tableaux de ce document que les résultats en espérance annuelle (moyenne des productions sur l'ensemble des scénarios simulés).

Ces résultats dépendent de l'ordre d'appel (matérialisé par les coûts de production) des différents moyens de production installés en France, et des moyens de production fictifs représentant les offres disponibles sur les marchés étrangers. Les évolutions de certains des paramètres fixant l'ordre d'appel, notamment les prix du gaz naturel, du charbon, et de la tonne de CO₂, étant largement imprévisibles, les résultats énergétiques sont entachés d'incertitudes plus grandes que les résultats en puissance, et ne sont donnés qu'à titre indicatif.

Annexe // 5 ANALYSE DE LA DÉFAILLANCE



5 Analyse de la défaillance

L'objet de la présente annexe est double. Le premier est, conformément à l'article 4 du décret du 20 septembre 2006 portant sur le Bilan Prévisionnel, de détailler « les circonstances dans lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en analysant les scénarios dans lesquels une défaillance est constatée ». Ces circonstances désignent les phénomènes aléatoires, tant sur la production que sur la demande

Le second aspect porte sur l'étude de la « sensibilité des résultats de l'analyse (...) à d'autres seuils de défaillance que celui utilisé » quant à l'identification des besoins établie dans le Bilan Prévisionnel. Cette sensibilité sera étudiée pour des seuils de durée de défaillance de deux et de quatre heures par an en espérance, encadrant ainsi le niveau de trois heures par an utilisé pour l'établissement du Bilan Prévisionnel.

A5.1 – CIRCONSTANCES FAVORABLES À L'APPARITION DE LA DÉFAILLANCE

A5.1.1 - Principe

Les divers phénomènes aléatoires qui agissent sur le système électrique confèrent des valeurs variables aux paramètres de l'offre et de la demande : la puissance demandée (sous l'effet principalement des températures extérieures), la puissance disponible des groupes thermiques (sous l'effet des pannes), celle des usines hydrauliques (apports naturels en eau), et la production des éoliennes (vitesses de vent). Pour déterminer la part de responsabilité de chacun des phénomènes aléatoires dans l'apparition de la défaillance, il suffit d'observer quelles sont les valeurs prises par les paramètres qu'ils gouvernent dans les situations de défaillance, et de situer ces dernières dans la plage des valeurs prises en toutes circonstances : si les deux distributions diffèrent sensiblement, c'est-à-dire si la distribution réduite aux défaillances présente une forte densité dans un intervalle où la densité de la distribution globale est faible, alors le facteur aléatoire, quand il prend des valeurs dans cet intervalle, contribue de manière décisive à l'apparition de la défaillance.

Cette analyse va être conduite sur deux situations où le critère en vigueur (l'espérance de durée de défaillance égale à trois heures par an) est juste respecté. La défaillance apparaît essentiellement en hiver, de décembre à février : plus de 90 % des journées connaissant une défaillance, dans toutes les années étudiées et quels que soient les niveaux de demande et la configuration du parc de production, se situent dans cette période. En conséquence, l'analyse statistique sera limitée à cette dernière (et même uniquement à ses jours ouvrables). En dehors, l'apparition de la défaillance est trop sporadique pour que l'analyse proposée soit pertinente.

Les valeurs prises par les paramètres de l'équilibre offre – demande sont observées, au sein de chaque année étudiée, tout au long de 11 semaines, soit le plus souvent 53 jours ouvrables (55, lorsque Noël et le jour de l'an tombent un samedi ou un dimanche), dans les 456 combinaisons d'aléas effectuées pour chaque année. On dispose donc d'un échantillon global de 24 168 journées (parfois 25 080).

Parmi celles-ci, seules certaines présentent une défaillance en cours de journée : environ 150 journées, à quelques unités près selon les années étudiées. Cet échantillon est de taille réduite, mais suffisante pour dégager des conclusions statistiquement significatives.

ÉDITION

A5.1.2 – Première étude de cas : année 2012 avec l'offre « Projets engagés » et le scénario de consommation « Haut »

Pour cette année d'étude, l'espérance de durée de défaillance est de 3 h 12 mn (cf. 5.2.2). L'examen des journées porte sur la période du 12 décembre 2011 au 24 février 2012. L'analyse des paramètres de l'équilibre offre – demande est détaillée selon ses quatre déterminants.

- La demande, et plus précisément la puissance appelée à 19 heures (pointe journalière), avant effacement éventuel. C'est la variable qui présente la plus large dispersion : sur l'échantillon global, son écart-type est de 6 GW ; l'intervalle entre déciles extrêmes (le décile inférieur valeur qui est dépassée dans 90 % des cas est à 76,0 GW, le décile supérieur dépassé dans 10 % des cas à 91,5 GW(11) a une largeur de 15,5 GW.
- La puissance thermique disponible : la variable observée ne concerne que les groupes thermiques de la production centralisée et les diesels dispatchables (cf. 3.3 et 3.4); les équipements décentralisés ne font en effet pas l'objet d'une modélisation groupe par groupe, mais sont représentés dans leur ensemble par une production identique sur l'ensemble des simulations effectuées. La dispersion de cette variable, caractérisée par un écart-type de l'ordre de 2 GW et un intervalle entre déciles extrêmes de 5 GW de largeur, est la deuxième plus importante, après celle de la demande.
- La puissance hydraulique, ou plus précisément la puissance maximale réalisable pendant au moins huit heures dans la journée. À l'origine de la variabilité de

cette puissance, se trouve essentiellement celle des apports aux usines de « fil de l'eau » et d'éclusée, une gestion prudente des stocks hydrauliques (lacs de barrage, pompage des STEP) permettant de bénéficier de la production des usines situées à l'aval en toutes circonstances. La dispersion qui en résulte est, relativement aux autres variables de l'équilibre offre – demande, assez réduite : écart-type de l'ordre de 1 GW, intervalle entre déciles de 2,5 GW.

• La production éolienne : avec une puissance installée éolienne de 7 GW, dans l'année ici examinée, la dispersion de cette variable demeure modérée : l'écart-type est de 1,2 GW, et la largeur de l'intervalle entre déciles de 3,3 GW.

Les distributions statistiques de ces quatre variables sont représentées, tant pour l'échantillon global (en bleu) que pour l'échantillon réduit aux seules situations de défaillance (en marron) sous forme d'histogrammes dans les graphiques qui suivent.

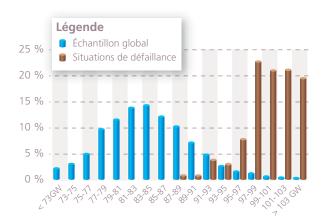
En abscisse, les plages de variation de chacune des variables sont découpées en intervalles de largeur régulière (2 GW pour la demande, 1 GW pour la disponibilité des équipements thermiques, etc.); la hauteur des barres représente la fraction de l'échantillon où la variable prend sa valeur dans l'intervalle considéré (par exemple : la demande prend 406 fois des valeurs comprises entre 95 et 97 GW, soit 1,6 % des 25 080 journées de l'échantillon global; sur l'échantillon réduit aux seules 153 situations de défaillance, la demande est comprise dans le même intervalle 12 fois, soit 7,8 % des cas).

(1) -

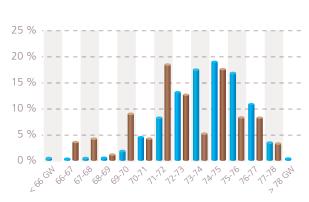
L'attention du lecteur est attirée sur le fait que l'on considère ici la distribution des puissances maximales journalières de 53 (ou 55) jours ouvrables de l'hiver : la valeur du décile supérieur mentionnée ici est, en moyenne, dépassée 5,3 jours chaque année. Elle est totalement différente de la « puissance de pointe à une chance sur dix » définie au chapitre 2.9. qui représente le décile supérieur des maxima de puissance annuels, dépassée seulement une année sur dix en movenne.



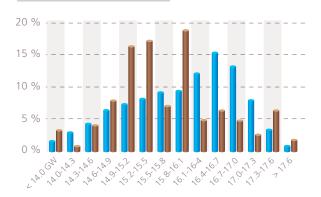
DEMANDE À LA POINTE JOURNALIÈRE



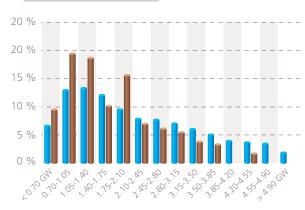
DISPONIBILITÉ THERMIQUE



HYDRAULIQUE DISPONIBLE



PRODUCTION ÉOLIENNE



(2)

Test de Kolmogorov - Smirnov, sur l'écart maximal entre les fonctions de répartition (intégrale des fonctions de densité représentées sur les graphiques).

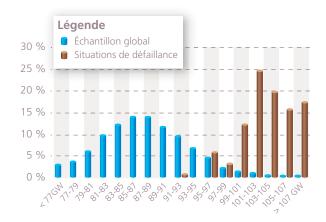
La comparaison des histogrammes entre l'échantillon complet et les situations de défaillance montre le rôle prépondérant de la demande (des températures très basses) : le risque de défaillance est évanescent quand les températures sont douces (supérieures à la normale, voire légèrement au-dessous) ; il est au contraire très fort aux températures très basses (quasiment inévitable à 9 ou 10 °C audessous des normales). Pour des températures moyennement froides (entre 3 et 6 °C sous les normales), le risque de défaillance dépend de la disponibilité de la production.

Pour l'éolien, la proportion des jours faiblement ventés est plus importante dans l'échantillon des jours où apparaît la défaillance que dans la distribution globale. La même observation peut être faite pour la disponibilité de la production thermique et pour la production hydroélectrique. Pour tous ces facteurs, des tests statistiques⁽²⁾ montrent, avec un haut niveau de confiance, que les différences entre les deux distributions (globale / réduite aux défaillances) ne s'expliquent pas par de simples fluctuations d'échantillonnage : des réalisations défavorables de ces aléas augmentent bien le risque de défaillance ; mais, par rapport à l'aléa de température, ils jouent plutôt comme facteurs aggravants.

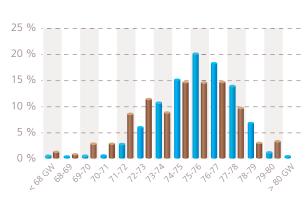
A5.1.3 – Seconde étude de cas : vision « Centrale » en 2020

La vision « Centrale » illustrée ici repose sur le scé-

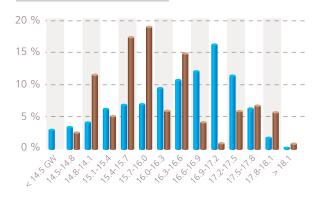
DEMANDE À LA POINTE JOURNALIÈRE



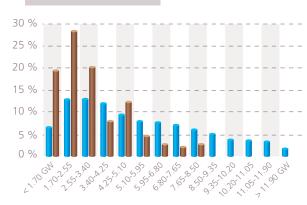
DISPONIBILITÉ THERMIQUE



HYDRAULIQUE DISPONIBLE



PRODUCTION ÉOLIENNE



nario de demande « Référence » pour l'année 2020 *(cf. 5.3).* La puissance éolienne installée est de 17 GW, les puissances installées thermique et hydraulique sont très légèrement supérieures à l'offre « Projets engagés » de 2015.

Là encore, le rôle de la demande sur les situations de défaillance reste largement prépondérant. Cependant, avec 17 GW installés, l'éolien prend une importance plus grande et devient le second paramètre influençant : près de la moitié des situations de défaillance sont accompagnées d'un facteur de charge des éoliennes inférieur à 15 %.

A5.1.4 - Conclusion

Dans un système électrique marqué par des aléas pouvant toucher indépendamment la demande et l'offre, les situations de défaillance sont principalement liées aux réalisations extrêmes de l'aléa prépondérant, celui qui entraîne les écarts de puissance les plus considérables. Dans la situation actuelle, c'est l'aléa sur les températures extérieures en hiver (via la demande) qui joue ce rôle prépondérant.

Cette situation est amenée à perdurer, même si la production éolienne s'acroît fortement : avec 17 GW, l'aléa sur le vent (écart-type de 3 GW) reste encore largement secondaire derrière celui sur la température extérieure en hiver (écart-type de 6 GW).

Annexe // 5 ANALYSE DE LA DÉFAILLANCE



A5.2 – SENSIBILITÉ AU CRITÈRE

Faute de pouvoir garantir avec une certitude absolue la satisfaction de la demande, le dimensionnement de l'offre doit s'attacher à maintenir le risque de défaillance à un niveau socialement et économiquement acceptable. Le seuil que l'espérance de durée de défaillance ne doit pas dépasser résulte d'un arbitrage entre, d'une part les avantages retirés par les consommateurs du fait de défaillances moindres, et d'autre part le coût des moyens de production supplémentaires qu'il faut installer pour cela.

La détermination du critère d'adéquation est une prérogative des pouvoirs publics. Il est précisé à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans Prévisionnels : il s'agit de l'espérance de durée de défaillance annuelle, qui doit demeurer inférieure à trois heures par an. Ce critère est identique à celui retenu dans les précédents Bilans Prévisionnels. Il est cependant à noter qu'il pourra être révisé à l'avenir, l'article 2 du même décret précisant qu'il fera l'objet d'un arrêté du ministre en charge de l'Énergie.

La description du paysage de la défaillance (cf. chapitre 5) associé à une durée de trois heures par an montre que les situations de défaillance ont lieu en moyenne une année sur dix, et que l'énergie non desservie est de 6 GWh par an. Selon la trajectoire probable (chapitre 5.2.1), le Bilan Prévisionnel montre que le critère d'adéquation est respecté jusqu'à l'hiver 2013-2014. Un déficit de 900 MW apparaît pour l'hiver 2014-2015, à combler à l'automne 2014.

L'ensemble des ces résultats peut faire l'objet d'une étude de sensibilité à d'autres seuils de défaillance que celui utilisé dans le Bilan Prévisionnel, en l'occurrence pour des seuils de durée de défaillance de deux et de quatre heures par an en espérance, encadrant ainsi le niveau de trois heures par an utilisé pour l'établissement du Bilan Prévisionnel.

Pour que la durée de défaillance soit réduite de trois heures à deux heures par an en espérance, il faut 800 MW équivalent thermique supplémentaires :

- la fréquence de défaillance passe d'une année sur dix à une année sur guatorze ;
- l'énergie non desservie est réduite à 4 GWh par an, contre 6 GWh avec le critère de trois heures ;
- selon les hypothèses de la trajectoire probable, la date à laquelle le critère d'ajustement du parc à deux heures par an ne serait plus respecté est avancée d'un an par rapport au critère de trois heures.

Inversement, pour un critère d'ajustement fixé à quatre heures par an, 700 MW équivalent thermique de moins sont nécessaires :

- la fréquence de défaillance passe d'une année sur dix à une année sur huit ;
- l'énergie non desservie passe à 8 GWh par an ;
- selon les hypothèses de la trajectoire probable, le critère d'ajustement du parc à quatre heures par an serait respecté jusqu'en 2015.

Un écart de plus ou moins une heure autour de seuil de défaillance central de trois heures par an se traduit par un besoin de puissance modifié de 700 à 800 MW, valeur proche de l'incrément annuel de la puissance de pointe dans le scénario « Référence ». Par conséquent, retenir un seuil de durée de défaillance de deux ou de quatre heures par an revient, respectivement et à parc de production constant, à avancer ou reculer d'un an la date d'apparition des besoins par rapport aux résultats du Bilan Prévisionnel.

