



Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Électricité

Bilan Prévisionnel

de l'équilibre offre demande d'électricité en France

EDITION 2005
(version résumée)

SOMMAIRE

Synthèse	2
I Introduction	3
2 Les prévisions de consommation	4
3 Le parc nucléaire et thermique classique	6
4 Les scénarios de développement des énergies renouvelables	7
5 Les échanges et les effacements de consommation	8
6 Résultats des simulations offre – demande	9
7 Les résultats en puissance	10
7.1 Les besoins de nouvelles capacités dans le scénario de référence	10
7.2 Les besoins dans le scénario de consommation la plus forte	11
7.3 Consommation modérée et développement des EnR	11
8 Les résultats en énergie	12
9 Conclusion	14
10 Les bilans régionaux	16
10.1 Provence-Alpes-Côte d'Azur	16
10.1.1 Une situation déjà préoccupante	16
10.1.2 L'apport du projet Boutre – Broc Carros	17
10.2 L'ouest de la France	18
10.2.1 La Bretagne Nord	19
10.2.2 La Bretagne Sud	19
10.2.3 La Vendée	19
10.3 L'Île-de-France	20
II Les systèmes électriques insulaires	21
11.1 La Corse	21
11.2 Les Dom, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte	22

Synthèse

Conformément aux dispositions de la loi du 10 février 2000, RTE établit tous les deux ans un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre – demande d'électricité en France. La présente édition 2005 a été réalisée en relation étroite avec les travaux de Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI) organisés par la DIDEME. L'objectif du Bilan Prévisionnel de RTE est de quantifier les moyens de production électrique supplémentaires à mettre en service dans les années à venir. Il est établi à partir d'hypothèses sur l'évolution de la demande et de l'offre arrêtées au 1^{er} janvier 2005, et couvre la période 2006-2016.

Trois scénarios de prévisions de consommation sont envisagés. Tous sont marqués par la forte baisse de consommation de l'usine Eurodif intervenant entre 2010 et 2015. Les deux scénarios les plus hauts (appelés R1 et R2) s'inscrivent dans la tendance actuelle, avec 1,7 % à 1,5 % de croissance annuelle jusqu'en 2010, et un ralentissement ensuite ; ils peuvent être considérés comme relativement équilibrés à court terme. Le scénario de moindre croissance de la consommation (R3) illustre un contexte d'engagement environnemental. Il suppose dès aujourd'hui une inflexion forte en faveur d'actions de maîtrise de la demande d'électricité, ce qui rend sa réalisation peu probable à court terme. Dans le scénario de référence (R2), la consommation intérieure, qui était de 468,5 TWh en 2004, atteint 508 TWh en 2010 et 552 TWh en 2020. La consommation de pointe hivernale croît de l'ordre de 1 000 MW par an.

Jusqu'en 2016, le parc de production évolue sous l'effet combiné de la remise en service de trois tranches au fioul d'EDF⁽¹⁾, de l'arrivée de l'EPR prévue en 2012, et de l'arrêt définitif, d'ici à 2015 des centrales au charbon qui ne respecteront pas les contraintes imposées par la réglementation environnementale. Sur le volet des énergies renouvelables (EnR), trois scénarios sont envisagés. Ils se différencient essentiellement par le développement de la filière éolienne, entre 1 500 MW dans le scénario « EnR bas » et 14 000 MW dans le scénario « EnR haut », lequel vise à atteindre l'objectif de 21 % d'EnR en

2013. Dans le scénario médian, 4 000 MW d'éolien en 2010 semblent correspondre aux estimations jugées réalistes par les acteurs du secteur.

Selon les hypothèses de croissance de la consommation et de développement des EnR retenues, les besoins en capacités de production supplémentaires apparaissent entre 2008 et 2010.

Dans le scénario de référence « R2 » et avec le développement « EnR bas », le besoin de nouvelles capacités de production est de 1 200 MW pour 2010. Dans le scénario haut de demande « R1 », 1 500 MW supplémentaires sont nécessaires dès l'été 2008 pour passer l'hiver suivant en respectant le critère de sécurité utilisé. Toujours dans le scénario haut de demande, en tenant compte de l'apport possible de 4 000 MW d'éolien, les moyens nécessaires sont encore de 1 700 MW à l'horizon 2010. L'ensemble des simulations effectuées sur la période 2010-2016 met en évidence que le système électrique entre dans une nouvelle période où des investissements réguliers en moyens de production seront nécessaires pour préserver la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, au-delà de 2010, il faudra développer 1 000 MW par an de nouveaux moyens, voire 1 200 MW par an si les actions de maîtrise de la demande d'électricité ne se concrétisent pas. Dans tous les cas, les moyens de production à développer devront être constitués pour partie de moyens de pointe (de type turbines à combustion par exemple), et pour partie de moyens de semi-base (de type cycle combiné au gaz par exemple).

Les besoins estimés ci-dessus sont fondés sur le critère selon lequel le risque de défaillance dans le système électrique ne doit pas dépasser en moyenne trois heures par an, soit une année sur dix. Ce critère relève d'une approche probabiliste et son respect ne suffit pas à garantir qu'il n'y ait pas de délestage en cas de vague de froid exceptionnelle. Ainsi, bien qu'il ne soit pas encore atteint aujourd'hui, des situations tendues ont néanmoins déjà été rencontrées.

Enfin, le Bilan Prévisionnel souligne les besoins spécifiques de renforcement de la sécurité d'approvisionnement dans les zones Provence-Alpes-Côte d'Azur et Bretagne, ainsi que dans les systèmes insulaires. ■

(1) La remise en service d'une quatrième tranche, annoncée en mai 2005, n'est pas prise en compte dans les hypothèses du présent bilan.



Introduction

La loi du 10 février 2000 prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport établi, sous le contrôle de l'État et au moins tous les deux ans, un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre – demande d'électricité en France. Deux premiers bilans prévisionnels ont été établis par RTE en 2001 et 2003. Ce troisième exercice, commandé à RTE par la DIDEME, a été conduit en relation étroite avec les travaux du groupe de travail Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique (PPI) dont le rapport sera adressé au Parlement courant 2005.

L'objectif du *Bilan Prévisionnel* est d'identifier les moyens de production électrique supplémentaires à mettre en service dans les années à venir pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique sur le territoire français. À cette fin, on compare l'évolution la plus probable de la consommation d'électricité avec l'offre de production dite minimale, c'est-à-dire constituée des moyens déjà existants ou dont le développement est quasi certain. RTE détermine grâce à des modèles de simulation les éventuels déficits susceptibles d'apparaître en cas d'insuffisance de ces moyens de production. On quantifie ensuite,

également par simulation, le volume de moyens de production supplémentaires qu'il faut installer pour palier ces déficits et limiter le risque de « défaillance » (coupures de courant) à un niveau acceptable.

Les prévisions de consommation sont établies jusqu'en 2020. Cependant, les hypothèses sur l'offre de production ne sont stabilisées que jusqu'à l'horizon 2016 : au-delà, l'évolution du parc nucléaire existant devient un élément déterminant sur lequel les orientations ne sont pas arrêtées. En conséquence, l'horizon d'étude de l'équilibre offre – demande est ici volontairement limité à l'année 2016.

Les scénarios étudiés combinent trois hypothèses d'évolution de la consommation et trois hypothèses d'évolution de l'offre de production, ces dernières portant sur le volet des énergies renouvelables.

Les hypothèses du présent exercice ont été arrêtées au 1^{er} janvier 2005. Il s'ensuit que les éventuels projets de mise en service d'installations de production annoncés au-delà de cette date ne sont pas pris en compte dans l'analyse, et doivent être considérés comme des moyens de répondre aux besoins identifiés. ■



Les prévisions de consommation

Les prévisions de consommation sont calées à partir des réalisations de l'année 2002, pour laquelle on dispose de données exhaustives détaillées par secteurs. La consommation intérieure de la France métropolitaine, ramenée aux conditions climatiques et tarifaires⁽²⁾ normales, a été de 453,6 TWh en 2002.

En 2004, la consommation intérieure a été de 468,5 TWh, valeur provisoire obtenue après correction des aléas climatiques et tarifaires et du 29 février. **La croissance corrigée constatée sur les années 2003 et 2004 a été de 1,6 % à 1,7 % par an, ou encore 7 à 8 TWh par an.**

À partir de ce point de calage, trois scénarios de prévision sont construits en reprenant la démarche du précédent *Bilan Prévisionnel*. Ces trois scénarios ont vocation à refléter diverses évolutions plausibles du contexte socio-économique : il ne s'agit ni de scénarios tendanciels (« business as usual »), ni de scénarios extrêmes.

Les trois scénarios étudiés sont :

- **un scénario R1 « prépondérance du marché »** dans lequel la croissance est fondée sur le développement du rôle du marché dans une économie plutôt forte consommatrice d'énergie ;
- **un scénario R2 « de référence »** correspondant à la meilleure estimation (« best estimate ») du point de vue de RTE, combinaison de croissance économique et d'inflexions attendues par la mise en œuvre des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- **un scénario R3 « engagement environnemental »** dans lequel la recherche de

l'efficacité énergétique se traduit par des actions de maîtrise de la demande d'électricité volontaristes.

La méthode de prévision repose sur une approche sectorielle. Elle combine des hypothèses macroéconomiques et une analyse sectorielle détaillée menée sur la base d'enquêtes structurées par activité dans le secteur industriel et par usage de l'électricité dans le tertiaire et le résidentiel.

Les hypothèses macroéconomiques — évolution démographique selon les prévisions de l'INSEE, croissance du PIB à 2,3 % — sont communes aux trois scénarios. La différenciation des scénarios résulte de la nature des activités (par exemple, la production de biens de consommation dans R1, l'essor des activités de recyclage dans R3), et de la prise en compte de mesures de maîtrise de la demande d'électricité plus ou moins marquées (par exemple en matière de renforcement de la réglementation thermique ou d'utilisation de procédés performants).

De manière générale, l'hypothèse de croissance du PIB induit une croissance de la consommation d'électricité relativement soutenue dans le secteur tertiaire et l'industrie. Par ailleurs, la concrétisation progressive des actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) est supposée infléchir à terme la consommation des secteurs résidentiels et tertiaires. Dans le secteur de l'énergie, la baisse de consommation du site Eurodif suite au changement de procédé d'enrichissement de l'uranium, représente l'équivalent de presque trois années de croissance de la consommation.

(2) La correction tarifaire vise à s'affranchir de l'effet variable des Effacements jours de pointe. Elle explique la différence entre les présentes valeurs et celles publiées par RTE dans les statistiques de l'énergie électrique.

Dans le scénario de référence R2, la consommation intérieure atteint 508 TWh

en 2010, avec un taux de croissance de 1,5 % par an qui s'infléchit ensuite.

	Énergie annuelle en TWh*			Taux de croissance annuel moyen**			
	2002	2010	2020	2002-2010	2010-2020	2002-2010	2010-2020
R1 marché	453,6	515	569	1,7 %	1,3 %	8 TWh/an	7 TWh/an
R2 référence		508	552	1,5 %	1,2 %	7 TWh/an	6 TWh/an
R3 environnement		494	518	1,2 %	0,8 %	5 TWh/an	4 TWh/an

* À conditions normales.

** Calculés hors baisse de consommation d'Eurodif.

À partir des valeurs en énergie et de profils types de consommation par secteurs, on calcule les puissances de pointe atteintes dans des conditions climatiques normales ainsi que lors d'une vague de froid hivernale susceptible d'être rencontrée une année sur dix.

La demande de pointe croît de l'ordre de 1 000 MW par an, sensiblement au même rythme que l'énergie. La puissance à la pointe présente une chance sur dix d'atteindre la valeur de 100 GW à l'horizon 2016 dans le scénario de référence.

Par rapport au *Bilan Prévisionnel* édition 2003, dont les prévisions sont ramenées aux mêmes conditions climatiques normales⁽³⁾, les nouvelles prévisions de consommation sont supérieures d'environ 4 TWh en 2010. Ce recalage à la hausse est dû pour l'essentiel à la prise en compte des consommations réalisées récentes.

Les prévisions de consommation ci-dessus ont également été comparées à d'autres exercices similaires et discutées dans le cadre des travaux du groupe PPI. En particulier, le scénario R1 se confond avec le scénario tendanciel de la DGEMP jusqu'en 2010. Au-delà, le scénario tendanciel est plus élevé car il ne prend pas en

compte les mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique encore à venir.

Il ressort de ces analyses et confrontations que les scénarios R1 (marché) et R2 (référence) s'inscrivent bien dans la tendance actuelle et sont perçus comme relativement équiprobables à court terme. Le scénario R3 illustre ce que pourrait être un scénario de rupture en faveur de la MDE.

Il suppose qu'une inflexion forte ait lieu dès maintenant, ce qui rend sa probabilité de réalisation faible. À l'inverse, un scénario de croissance plus forte que R1 supposerait une relance volontariste de la consommation d'électricité. Une telle rupture contredirait l'évolution constatée depuis le milieu des années quatre-vingt, qui voit se tasser progressivement la croissance de la consommation d'électricité par rapport à celle du PIB.

Finalement, la croissance relativement modérée de la consommation d'électricité à moyen terme traduit la diminution progressive de l'intensité énergétique⁽⁴⁾ en France, phénomène commun à la plupart des pays développés. Si la croissance a pu atteindre 10 à 11 TWh par an par le passé, elle ne dépasse plus aujourd'hui 7 à 8 TWh par an. ■

(3) Lors du précédent exercice, les références de températures normales étaient en cours de modification.

(4) Rapport de la consommation d'énergie au PIB.

3 Le parc nucléaire et thermique classique

La puissance installée du parc de réacteurs à eau pressurisée (REP) est actuellement de 63 130 MW. La durée de vie des REP est supposée prolongée à quarante ans, ce qui conduit à envisager les premiers arrêts au plus tôt en 2017, soit au-delà de l'horizon d'étude retenu. Le taux de disponibilité des REP est légèrement revu à la hausse par rapport au précédent exercice, à la suite de l'amélioration de la disponibilité des centrales nucléaires constatée ces dernières années.

Le projet de construction d'un réacteur de type EPR a été officiellement annoncé par EDF et les pouvoirs publics. Sa mise en service est prise en compte pour l'été 2012. L'arrêt de Phénix est quant à lui prévu pour 2008.

L'évolution du parc thermique classique est fortement contrainte par la réglementation en vigueur.

La directive GIC (Grandes Installations de Combustion) fixe les normes de rejets atmosphériques pour les installations thermiques classiques. Les centrales au charbon non conformes peuvent bénéficier d'une dérogation leur permettant de fonctionner au plus vingt mille heures entre 2008 et 2015, date où leur

arrêt doit être définitif. L'application de la directive GIC conduit au déclassement progressif de plus de la moitié du parc charbon actuellement en service. En 2016, seules sont maintenues les cinq tranches charbon 600 MW les plus récentes.

Concernant les centrales au gaz, l'exercice est mené en supposant le maintien du parc actuel, sans prise en compte d'éventuels nouveaux projets.

Concernant les centrales au fioul, EDF a officiellement fait part à RTE de son intention de remettre en service trois tranches de 700 et 600 MW entre 2006 et 2008. L'application de la directive GIC conduit toutefois à devoir limiter leur utilisation à un fonctionnement de type pointe.

On suppose également le maintien du volume actuel de turbines à combustion (TAC) et d'installations de cogénération, indépendamment du devenir des contrats d'obligation d'achat en cours.

On récapitule ci-après l'évolution des puissances installées sous l'effet combiné de l'arrivée de l'EPR, de la remise en service de tranches au fioul et du déclassement d'une partie des centrales au charbon.

Parc thermique centralisé en fonctionnement (en GW)	Fin 2004	2010	2016
Nucléaire	63,4	63,1	64,7
Charbon et gaz	8,5	7,4	3,9
Fioul et moyens de pointe	4,1	6,1	6,1

Enfin, il convient de rappeler que les hypothèses de production considérées dans cet exercice ont été stabilisées au 1^{er} janvier 2005 et sont par construction prudentes (scénario minimal). Il s'ensuit que les éventuels projets de construction de cycles combinés au gaz récemment évoqués dans la presse, l'éventuelle

remise en service d'une quatrième tranche fioul ou encore la construction de turbines à combustion annoncées par EDF ne sont pas pris en compte dans les hypothèses. De tels moyens peuvent être considérés comme une réponse possible aux besoins de capacités de production identifiés dans la suite de l'exercice. ■

4

Les scénarios de développement des énergies renouvelables

L'incertitude technique et politique quant au développement de la filière des énergies renouvelables (EnR) conduit à envisager trois scénarios distincts.

► Le scénario bas ne tient compte que des projets engagés et des appels d'offre déjà lancés.

► Le scénario haut s'inscrit dans l'objectif, affiché dans le cadre du protocole de Kyoto et de la directive européenne sur les énergies renouvelables, de

couvrir 21 % de la consommation intérieure par de l'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2010.

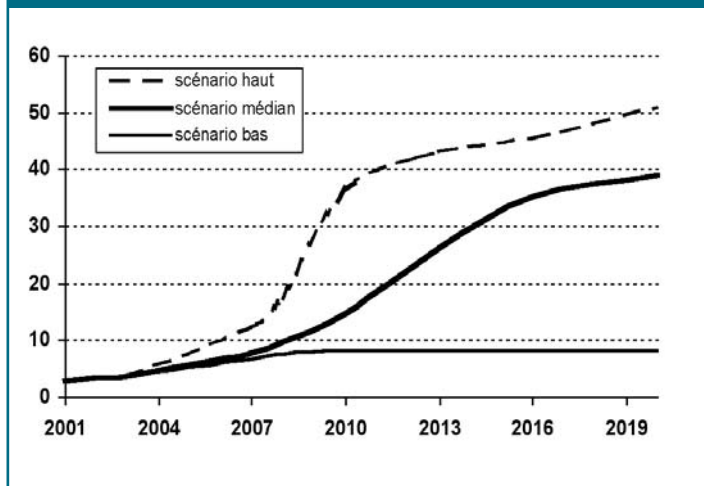
► Le scénario médian repose sur l'hypothèse que les capacités à installer pour atteindre cet objectif sont effectivement construites, mais avec un retard d'environ dix ans.

La source la plus importante d'énergie renouvelable reste l'hydraulique. L'énergie produisible par les centrales hydrauliques, à conditions climatiques normales, est estimée à 67,5 TWh (hors turbinage des stations de pompage).

On module ce chiffre sur une plage de 7 TWh pour prendre en compte l'éventuel effet limitatif de la loi sur l'eau ou au contraire l'effet d'un soutien actif au développement possible de nouveaux projets.

Concernant le développement des EnR thermiques, le scénario minimal prend en compte l'existant et les résultats des récents appels d'offres biomasse et biogaz.

Hypothèses de développement des EnR hors hydraulique



Le scénario haut tient compte des gisements identifiés dans le cadre des travaux PPI et permet d'atteindre 12 TWh en 2016.

Le développement de l'éolien dans le scénario bas est limité à 1 500 MW, correspondant à l'existant et aux appels d'offres en cours. Les hypothèses de développement de l'éolien du scénario haut sont construites afin d'atteindre l'objectif 21 % vers 2013. Cela conduit à considérer 12 000 MW de centrales éoliennes produisant 28 TWh en 2010.

Dans le scénario médian, on prend en compte 4 000 MW d'éolien en 2010, ce qui semble correspondre aux estimations jugées réalistes par les acteurs du secteur.

Les autres EnR n'entrent pas en compte de manière significative dans les hypothèses retenues pour la France continentale. La situation peut toutefois être différente dans les systèmes électriques insulaires. ■



Les échanges et les effacements de consommation

La situation exportatrice de la France évolue. Le solde exportateur a atteint un maximum de 77 TWh en 2002. Avec 62 TWh en 2004, il semble actuellement amorcer une décroissance.

Toutefois, aux horizons considérés, des engagements d'échanges de long terme liés à des prises de participation dans les centrales ou à des contrats d'exportation à long terme sont encore en vigueur.

Cette situation structurellement exportatrice n'empêche pas que le solde des échanges horaires puisse être annulé ponctuellement. Cela s'est déjà produit lors d'aléas climatiques défavorables. Lors de la vague de froid de début 2005, ce solde est même devenu importateur à plusieurs reprises. Cela montre qu'en cas d'aléa très défavorable dans le système français, il peut rester des moyens de production disponibles dans les systèmes voisins. L'appel à ces moyens permet de compenser par des importations les exportations

correspondant aux engagements de long terme.

Compte tenu de ces possibilités de secours issues des systèmes électriques interconnectés au niveau européen, on fait l'hypothèse que, à la pointe, le solde exportateur de la France peut être annulé en moyenne sur l'ensemble des situations rencontrées.

Enfin, on prend en compte la possibilité de recourir à des effacements de consommation pour passer les pointes.

Au mécanisme tarifaire des « Effacements jours de pointe » (EJP) se substituent progressivement des mécanismes de marché ou des accords contractuels entre fournisseurs et consommateurs. Sur le plan de l'équilibre offre – demande, ces effacements sont équivalents à des moyens de production de pointe. Un volume plutôt prudent de 3 000 MW a été pris en compte. ■



Résultats des simulations offre – demande

Sur la base des prévisions de consommation et des hypothèses d'offre, on simule l'équilibre entre l'offre et la demande dans un grand nombre de situations décrivant les divers aléas auxquels est soumis tout système électrique.

L'aléa climatique est modélisé à partir des chroniques de température observées sur une centaine d'années, d'hypothèses sur les précipitations et sur le vent qui affectent respectivement la production hydraulique et éolienne. L'aléa sur la disponibilité des centrales est modélisé par tirage au sort des centrales disponibles en fonction de leurs taux d'indisponibilité fortuite.

Chaque couple de scénarios d'offre et de demande est ainsi simulé sur environ cinq cents situations. Dans certaines de ces situations, l'offre du scénario traité est insuffisante pour satisfaire la demande associée, et de la défaillance apparaît. La moyenne de la défaillance constatée sur l'ensemble des cinq cents situations est l'espérance de défaillance.

Le critère d'adéquation utilisé pour identifier les besoins en moyens de production consiste à considérer que l'espérance de défaillance ne doit pas dépasser trois heures par an. Lorsque ce critère n'est pas respecté, on ajoute de manière itérative de nouveaux moyens de production, jusqu'à ce qu'il soit atteint. On en déduit ainsi le nombre de MW nécessaires pour « ajuster » le parc de production.

Limiter l'espérance de défaillance à trois heures par an correspond au critère historiquement utilisé par EDF pour dimensionner le parc de production français.

Dans la situation actuelle du système électrique français, on montre qu'il correspond à une probabilité de 10 % qu'il y ait un délestage dans l'année, ou encore à un risque de délestage d'une fois tous les dix ans, très probablement à l'occasion d'une vague de froid exceptionnelle.

La défaillance pourrait alors prendre la forme de délestages tournants, de profondeur moyenne de 2 000 MW (soit une ville de deux millions d'habitants) pendant six à huit heures par jour, pendant quatre jours consécutifs.

Une telle situation n'a pas été rencontrée au niveau national depuis plusieurs décennies ; au demeurant, le niveau de production du système électrique français est actuellement tel, que ce critère est aujourd'hui plus que respecté. Mais il est désormais admis par les acteurs du système électrique qu'on s'en rapproche peu à peu. À ce titre, la situation vécue lors de la vague de froid de début 2005 a été ressentie comme très tendue.

Si l'on souhaitait se garantir contre des situations plus critiques, il conviendrait de durcir le critère d'ajustement à utiliser pour dimensionner le parc de production. Cela aurait évidemment des conséquences en termes de coût et de moyens à mettre en œuvre pour inciter les producteurs à investir, notamment dans les moyens de pointe. ■



Les résultats en puissance

7.1 Les besoins de nouvelles capacités dans le scénario de référence

Ce scénario consiste à croiser le scénario de demande de référence (R2) avec l'offre minimale (EnR bas) et sert à identifier les besoins en nouvelles capacités.

L'équilibre est étudié sur chaque année jusqu'en 2010, puis aux coupes 2013 et 2016. Les situations de défaillance apparaissent aux pointes d'hiver, c'est-à-dire en janvier. Par suite, il convient de noter que l'émergence d'un besoin de nouvelles capacités pour janvier de l'année N implique que le moyen soit disponible l'été de l'année N - 1 (soit l'été 2009 pour un besoin identifié pour 2010).

Avec le parc actuel et les décisions déjà prises avant le 1^{er} janvier 2005, le critère de trois heures de défaillance est juste respecté en 2009. Mais, en 2010, la durée de défaillance atteindrait 4 heures 50 et il manquerait 1 200 MW pour revenir au critère. En 2016, la durée de défaillance atteindrait trente-sept heures ; il manquerait 7 300 MW.

La trajectoire de besoins de nouvelles capacités entre 2010 et 2016 peut fluctuer en fonction des hypothèses sur les dates d'arrêt d'Eurodif, d'arrivée de l'EPR et de déclassement des centrales au charbon. En combinant ces variantes, on met en évidence qu'un

rythme régulier de 1 000 MW par an à partir de 2010 est seul à même d'éviter le risque de croissance brutale du besoin à l'approche de 2016.

Lorsque les besoins de nouvelles capacités deviennent importants, les volumes d'exportations se trouvent sensiblement réduits. De plus, le manque de moyens en semi-base provoque un appel accru des centrales au fioul, bien au-delà du nombre d'heures acceptable pour respecter les contraintes environnementales résultant de la directive GIC.

Pour respecter simultanément le critère de défaillance de moins de trois heures et celui d'une durée d'appel du parc de centrales au fioul limitée à cinq cents heures en moyenne, on met en évidence que **les moyens de production à développer devraient être constitués pour moitié de moyens de pointe (de type turbines à combustion par exemple) et pour moitié de moyens de semi-base (de type cycle combiné au gaz par exemple).**

Les énergies renouvelables de type éolien peuvent également contribuer à répondre aux besoins identifiés, sous réserve de tenir compte du fait qu'en raison de leur intermittence, la puissance d'un moyen thermique classique qu'elles permettent de substituer est de l'ordre du quart de leur puissance nominale.

Enfin, et *a fortiori*, tout nouveau moyen de production en base contribuerait à couvrir les besoins identifiés.

7.2 Les besoins dans le scénario de consommation la plus forte

En croisant la demande la plus forte R1 avec l'offre EnR minimale, on obtient le scénario le plus contraint permettant d'identifier le niveau d'alerte maximal. Les nouveaux besoins s'élèvent alors à 2 800 MW supplémentaires en 2010, suivis d'un développement continu au rythme de 1 200 MW par an.

De manière plus urgente encore, l'analyse de la situation à court terme montre que 1 500 MW sont nécessaires dès l'été 2008 pour passer l'hiver suivant, en respectant le critère de défaillance.

Compte tenu des délais très courts pour développer de nouveaux moyens à cet horizon, les leviers tels que le report de certains déclassements, la remise en service de tranches à l'arrêt, le développement de moyens rapides à construire doivent être considérés en priorité.

Toujours dans le scénario de demande la plus forte R1, mais en retenant le scénario médian de développement des EnR, on montre que la situation est moins tendue à long terme, mais reste préoccupante à court terme, car le développement des EnR ne devient significatif qu'au-delà de 2010. Dans cette situation, 1 700 MW supplémentaires

restent nécessaires dès l'été 2009, se décomposant en 900 MW de moyens de pointe et 800 MW de moyens de semi-base.

7.3 Consommation modérée et développement des EnR

Dans les scénarios de demande R2 et R3, et avec les hypothèses médianes et hautes de développement des EnR, la situation est naturellement moins tendue.

La combinaison des deux scénarios médians sur la consommation (R2) et l'offre (EnR médian) est en quelque sorte la meilleure estimation vu de RTE (« best estimate ») au moment de l'établissement des hypothèses du présent exercice — c'est-à-dire en janvier 2005. Dans ce scénario, en 2010, la durée de défaillance est de trois heures ; le critère d'ajustement est tout juste satisfait. Le besoin de développement est d'environ 500 MW par an jusqu'en 2016, la trajectoire étant fonction des dates relatives à la mise en service de l'EPR, à l'arrêt d'Eurodif et aux déclassements.

En combinant les hypothèses les plus optimistes de consommation basse (R3) et d'EnR hautes, il n'y a pas de besoin de renforcement du parc de production sur l'horizon étudié. Les exportations dépasseraient durablement les volumes constatés au cours de la dernière décennie. ■

8 Les résultats en énergie

Les tableaux suivants détaillent les bilans offre – demande en énergie pour 2010 et 2016. À titre indicatif, on calcule le

ratio d'énergie renouvelable atteint dans chacun des scénarios, ainsi qu'une estimation des émissions de CO₂ du secteur électrique associées.

TWh	2004	2010				
		scénarios demande / offre EnR				
		R1 bas	R1 médian	R2 bas	R2 médian	R3 haut
Consommation nationale	477,2	515,0	515,0	508,0	508,0	494,0
Pompage	7,3	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Solde exportateur	62,1	51,8	53,3	53,0	54,8	71,1
DEMANDE	546,6	574,4	575,9	568,6	570,4	572,7
Nucléaire	426,8	428,5	427,4	427,9	426,6	417,4
Charbon	23,2	22,9	22,0	22,2	21,2	13,5
Fioul	1,8	2,5	2,3	2,3	2,1	0,5
Gaz, cogénération, thermique décentralisé	26,2	32,0	32,5	31,9	32,5	31,8
Nouveaux moyens		7,2	3,7	3,0	0,0	0,0
Hydraulique*	64,5	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1
Éolien et EnR thermique	4,1	8,2	14,9	8,2	14,9	36,4
OFFRE	546,6	574,4	575,9	568,6	570,4	572,7
Ratio EnR**	12,5 %	14,0 %	15,2 %	14,1 %	15,4 %	20,0 %
Estimation CO ₂ émis en MtCO ₂ ***	32,8	38,3	36,1	35,8	33,8	25,3

* Inclut le turbinage des stations de pompage (environ 5,5 TWh).

** Production des EnR après déduction du turbinage des stations de pompage rapportée à la consommation intérieure brute augmentée de celle des auxiliaires des centrales (environ 25 TWh).

*** Estimation simplifiée faite à partir de taux de rejets moyens : 0,9 tCO₂ / MWh pour le charbon, 0,8 pour le fioul, 0,4 pour le gaz, la cogénération et les nouveaux moyens.

TWh	2004	2016				
		scénarios demande / offre EnR				
		R1 bas	R1 médian	R2 bas	R2 médian	R3 haut
Consommation nationale	477,2	541,0	541,0	528,0	528,0	503,0
Pompage	7,3	7,7	7,8	7,7	7,8	7,7
Solde exportateur	62,1	53,2	61,1	56,8	63,5	77,8
DEMANDE	546,6	601,9	609,9	592,5	599,3	588,5
Nucléaire	426,8	448,7	443,7	447,0	441,0	424,3
Charbon	23,2	16,6	14,0	15,7	13,0	9,2
Fioul	1,8	3,1	2,6	2,8	2,6	0,7
Gaz, cogénération, thermique décentralisé	26,2	32,1	32,4	31,9	32,3	31,7
Nouveaux moyens		23,1	8,7	16,8	2,0	0,0
Hydraulique*	64,5	70,1	73,1	70,1	73,1	77,3
Éolien et EnR thermique	4,1	8,2	35,4	8,2	35,3	45,3
OFFRE	546,6	601,9	609,9	592,5	599,3	588,5
Ratio EnR**	12,5 %	12,7 %	18,1 %	13,1 %	18,4 %	22,1 %
Estimation CO₂ émis en MtCO₂***	32,8	39,6	31,2	35,9	27,649	21,5

* Inclut le turbinage des stations de pompage (environ 5,5 TWh).

** Production des EnR après déduction du turbinage des stations de pompage rapportée à la consommation intérieure brute, augmentée de celle des auxiliaires des centrales (environ 25 TWh).

*** Estimation simplifiée faite à partir de taux de rejets moyens : 0,9 tCO₂ / MWh pour le charbon, 0,8 pour le fioul, 0,4 pour le gaz, la cogénération et les nouveaux moyens.

Conclusion

Le *Bilan Prévisionnel* établi en 2003 concluait au besoin de nouvelles capacités de production à hauteur de 3 000 MW à l'horizon 2010. Le nouvel exercice mené en 2005 repose sur des prévisions de consommation et une disponibilité de moyens de production légèrement revues à la hausse, révision dont les effets combinés se compensent quasiment.

L'évolution par rapport aux résultats du précédent exercice résulte essentiellement de la

remise en service de trois centrales au fioul et du développement de l'éolien à hauteur des appels d'offres lancés. Cela représente au total une offre supplémentaire équivalente à 2 000 MW. En venant couvrir une partie des besoins identifiés en 2003, l'ordre de grandeur des besoins résiduels est bien de l'ordre du millier de mégawatts à l'horizon 2010.

De manière plus précise, on récapitule ci-dessous les besoins identifiés dans les différents scénarios du *Bilan Prévisionnel* 2005.

Scénario consommation / offre EnR	Besoins de nouvelles capacités de production en MW		
	Janvier 2010	Janvier 2013	Janvier 2016
R1 bas	2 800	5 400	10 200
R1 médian	1 700	2 600	6 300
R2 bas (référence)	1 200	3 000	7 300
R2 médian	—	300	3 400
R2 haut	—	—	1 800
R3 haut	—	—	—

(5) En particulier, les annonces d'EDF de remise en service d'une quatrième tranche fioul et de développement de TAC, ainsi que les annonces de divers producteurs relatives au développement de cycles combinés au gaz.

Dans le scénario de référence du *Bilan Prévisionnel* 2005, le besoin de nouvelles capacités de production est de 1 200 MW pour 2010, donc à mettre en service à l'été 2009, suivi d'un développement de 1 000 MW par an ensuite. Les volumes d'exportations sont stabilisés à un niveau inférieur à celui connu actuellement.

Pour respecter les contraintes environnementales issues de la directive GIC, les moyens à développer doivent être pour partie des moyens de pointe et pour partie des moyens de semi-base. Bien entendu, les moyens non pris en compte dans les hypothèses de l'exercice (lesquelles ont été fixées en janvier 2005) doivent être considérés comme des moyens de répondre aux besoins identifiés⁽⁵⁾.

Au vu de la tendance actuelle de la consommation d'électricité, le scénario haut de demande ne doit pas être écarté sur la période 2005 à 2010. Dans ce scénario, jusqu'à 1 500 MW de moyens de production supplémentaires peuvent être nécessaires dès l'été 2008. Si cette tendance à une croissance forte se vérifie, les moyens pour y faire face devront être mis en service dans des délais très courts. Les options de report de déclassement ou de remise en service de groupes peuvent être appropriées.

Un développement des énergies renouvelables conforme au scénario médian permet de couvrir une partie des besoins. Il convient toutefois de rappeler que les centrales

éoliennes, en raison de leur fonctionnement intermittent, ne se substituent que partiellement à des besoins de type semi-base classiques⁽⁶⁾.

Dans le scénario haut de demande, et en tenant compte de l'apport possible de 4 000 MW d'éolien, les moyens supplémentaires nécessaires à l'horizon 2010 restent de 1 700 MW.

Dans les scénarios combinant croissance modérée de la consommation et développement des énergies renouvelables, la nécessité de nouveaux besoins n'apparaît qu'au-delà de 2010. Les volumes d'export se maintiennent ou se développent.

Enfin, il convient de garder à l'esprit que le critère d'adéquation de l'équilibre offre – demande, qui s'exprime sous forme d'une espérance de défaillance de trois heures par an, relève d'une approche probabiliste. Son respect ne suffit pas à garantir qu'il n'y ait pas de délestage en cas de vague de froid exceptionnelle.

D'ores et déjà, alors que ce critère est encore largement respecté, des situations tendues ont été rencontrées, notamment début 2005. Vouloir se garantir contre le risque d'être confronté à des situations plus graves nécessiterait de durcir le critère de dimensionnement utilisé jusqu'à présent.

Toutefois, la gestion de ces situations dépend aussi pour beaucoup des opportunités d'échanges avec les systèmes électriques voisins offertes par l'interconnexion des réseaux européens. Seule l'analyse de l'équilibre offre – demande au niveau européen permettrait de préciser la nature de ces opportunités et les risques associés : les travaux amorcés sur ce sujet avec les gestionnaires de réseaux européens, dans le cadre de l'UCTE et de l'ETSO, restent à approfondir.

Globalement, la version 2005 du *Bilan Prévisionnel* confirme que le système électrique français entre dans une nouvelle période où des investissements en moyens de production sont nécessaires pour préserver le niveau souhaité de sécurité d'approvisionnement. ■

(6) Compte tenu qu'en France, le régime des vents est géographiquement diversifié, les études menées à RTE ont montré que, pour le passage des pointes d'hiver, des centrales éoliennes bien réparties peuvent se substituer à des moyens de production classiques à hauteur du quart de leur puissance installée globale.



Les bilans régionaux

10.1 Provence-Alpes- Côte d'Azur

En 2003, la consommation de la région PACA s'est élevée à 34,2 TWh, soit 8 % de la consommation française. La consommation se concentre à plus de 80 % sur la frange littorale. La pointe a lieu en hiver ; la dernière observée est de 6 900 MW le 28 février 2005.

La croissance de la demande est similaire à celle du niveau national (1,5 % par an dans le scénario R2 jusqu'en 2010) dans les Bouches-du-Rhône, et supérieure à la moyenne nationale sur la Côte d'Azur. Les hypothèses de MDE, associées à la mise en œuvre du Plan ÉcoÉnergie, pourraient permettre de réduire la croissance de la consommation de 1 TWh à l'horizon 2020.

La production disponible en PACA est de 3 400 MW en moyenne, de type thermique classique et hydraulique, soit de quoi couvrir environ la moitié de la consommation de pointe.

La puissance thermique installée totale est d'environ 2 000 MW en PACA. Elle provient des centrales au charbon de Gardanne et des tranches fioul de Martigues, ainsi que d'installations d'autoproduction et de cogénération. Elle présente l'avantage d'être située à proximité des zones de consommation.

L'avenir de ces moyens thermiques est incertain : la plupart sont anciens, les contraintes environnementales liées à la directive GIC conduisent à limiter leur utilisation et la contribution future de la cogénération peut dépendre du devenir des contrats d'achat.

La production hydraulique est composée des chaînes de la Durance et du Verdon, qui aboutissent à l'étang de Berre. Il existe également de petites installations hydrauliques excentrées. En espérance, la puissance hydraulique disponible en PACA est de 1 400 MW.

Le durcissement des contraintes environnementales, en particulier de rejet d'eau douce dans l'étang de Berre, ainsi que la compétition entre usages de l'eau, font également peser des incertitudes sur l'évolution du productible hydraulique. Il convient de souligner que l'ensemble hydraulique Durance Verdon représente aussi un enjeu pour l'équilibre national. En effet, en permettant de mobiliser en moins de quinze minutes l'équivalent d'une centrale nucléaire, il constitue un moyen privilégié pour faire face aux aléas qui pèsent sur l'équilibre offre – demande au niveau France.

10.1.1 Une situation déjà préoccupante

La production locale étant fortement insuffisante pour répondre à la demande, une partie importante est importée des autres régions. La région PACA a un unique point d'entrée pour le réseau 400 kV : le poste de Tavel. De ce poste partent deux lignes 400 kV, vers le sud de la zone (Tavel – Réaltor – Néoules en double terre, puis Néoules – Broc Carros en simple terre), et vers l'est (Tavel – Boutre en simple terre). Le réseau 225 kV sous-jacent permet de doubler le 400 kV, de relier Boutre et Broc Carros, ou encore d'évacuer la production de la Durance, mais il ne permet pas d'acheminer d'autre production extérieure à la zone.

La capacité de ces lignes est d'ores et déjà insuffisante pour alimenter la région Est PACA en période de pointe : le 28 février dernier, la demande a approché les 2 000 MW en Est PACA, et il a été nécessaire de recourir aux « moyens exceptionnels » pour alimenter la zone, derniers recours avant la mise en œuvre de délestages préventifs.

Plus généralement, pendant plus de mille deux cents à mille cinq cents heures en 2005, la demande Est PACA dépasse le niveau au-delà duquel la sécurité d'alimentation de la zone n'est plus assurée en cas de perte fortuite d'une ligne (risque « N - 1 »). Pendant ces heures, le déclenchement d'une ligne telle que Néoules – Broc Carros en 400 kV, ou Néoules – Trans en 225 kV, conduirait à délester de la consommation. Une telle situation est sans équivalent ailleurs en France.

A fortiori, la perte simultanée de deux lignes (risque « N - 2 ») conduit au délestage, de manière quasiment inéluctable en cas de perte de la ligne double Néoules – Broc Carros, et une fois sur deux en cas de perte de la ligne double Réaltor – Néoules. Or, ce risque « N - 2 » est avéré en raison de la fréquence des incendies : des délestages pour cette raison ont eu lieu à deux reprises dans les quatre dernières années (6 juillet 2001, 29 et 30 juillet 2003).

L'autre difficulté concerne la ligne double terre 400 kV Tavel – Réaltor, qui a pour rôle d'approvisionner la zone littorale de la région PACA, et par laquelle transite 85 % de la consommation de pointe de la région PACA. Elle aussi est soumise au risque de perte simultanée des deux terres en cas d'incendie, comme cela a eu lieu le 6 mai 2005 (ce qui a conduit à un délestage 1 200 MW). Plus généralement, RTE a fréquemment recours à des impositions des groupes thermiques et hydrauliques pour parer au risque de perte de cette ligne.

10.1.2 L'apport du projet

Boutre – Broc Carros

Le projet de ligne à 400 kV Boutre – Broc Carros (BBC) est actuellement en phase d'obtention de la déclaration d'utilité publique. Sa réalisation est envisagée pour fin 2007.

Il consiste à créer une ligne 400 kV simple terre entre Boutre et Broc Carros, à exploiter le deuxième terre de la ligne Tavel – Boutre en 400 kV, et à déposer la ligne 225 kV Sainte-Tulle – Lingostière.

En réalisant le bouclage du réseau 400 kV de la région PACA, le projet BBC permettra de supprimer, à court terme, le risque de délestage pour l'Est Paca sur perte d'une quelconque ligne simple.

Cependant, à moyen et long termes, hors tout autre renforcement réseau, ce risque réapparaît aux alentours de 2020 dans le scénario de demande R3 et vers 2015 dans les scénarios R2 ou R1.

Cela confirme que, pour être une solution vraiment durable, le projet BBC doit absolument être accompagné de mesures fortes de MDE, ainsi que cela a été décidé lors de l'élaboration du projet.

Par ailleurs, en permettant aux transits vers l'Est PACA de se répartir équitablement entre les axes Nord et Sud, le projet BBC soulagera également la ligne Tavel – Réaltor. En cas de perte simultanée des deux lignes, le risque de délestage n'existe plus. Cette situation est stabilisée jusqu'en 2010-2013, selon les scénarios ; au-delà, il sera nécessaire de prendre des dispositions complémentaires.

Dans ce contexte, le développement de production à Fos à partir de 2010 pérenniserait le niveau de production thermique dans les Bouches-du-Rhône et contribuerait à assurer la sécurité d'alimentation en PACA à moyen et long terme.

Toutefois, avec le réseau actuel, la capacité d'accueil est limitée à environ 900 MW. Pour aller au-delà, il serait nécessaire d'amener le 400 kV dans la zone de Fos.

Le constat est donc que la situation de la région est dès aujourd'hui alarmante : quatre délestages ont été vécus depuis 2001 pour cause d'incendie et la situation a été proche du délestage le 28 février 2005 pour cause de consommation élevée.

Il apparaît donc trois nécessités : réaliser au plus tôt le projet BBC ; l'accompagner d'un programme ambitieux de MDE ; développer à moyen terme de la production dans les Bouches-du-Rhône.

10.2 L'ouest de la France

En 2003, la consommation de l'Ouest (région Bretagne, Loire-Atlantique, Vendée) s'est élevée à 28,6 TWh, soit 6,7 % de la consommation française. Le maximum a été atteint le 28 février dernier, avec 6 050 MW. La sensibilité à la température y est plus forte que la moyenne nationale et la répartition géographique de la consommation au niveau de la région est assez uniforme.

Les hypothèses de croissance de la demande sont supérieures à la moyenne nationale de 0,1 % à 0,2 % en raison principalement du dynamisme de la croissance démographique, du développement des industries agroalimentaires et du tourisme.

Le principal moyen de production alimentant la zone est la centrale thermique de Cordemais (1 855 MW actuellement), proche de Nantes, et donc située à l'extérieur de la péninsule bretonne.

Deux sites de moyens de pointe à Dirinon et

Brennilis apportent 470 MW à l'extrémité de la Bretagne. Le tout est complété par l'usine marémotrice de la Rance, un peu de thermique décentralisé et d'éolien dont le développement reste incertain.

La principale évolution certaine est la remise en service d'une quatrième tranche fioul à Cordemais, qui apportera 685 MW supplémentaires à l'été 2007.

Le réseau est constitué de deux antennes qui alimentent deux zones relativement découpées sur le plan électrique : la Bretagne Nord, où la zone de Saint-Brieuc est alimentée par la ligne en provenance de Rennes ; et la Bretagne Sud, avec la ligne 400 kV en provenance de Cordemais, qui dessert Lorient et Brest.

En raison de la faible puissance de production installée en Bretagne, le courant est acheminé sur de longues distances. Cela entraîne des chutes de tension qui doivent être compensées pour ne pas réduire la puissance maximale qui peut transiter sur le réseau.

Les moyens utilisés pour cela sont les alternateurs des groupes de production (utilisés en compensateurs synchrones à cette seule fin, le cas échéant), les batteries de condensateurs, les compensateurs statiques.

L'utilisation de l'ensemble de ces moyens — dont certains sont encore en cours d'installation par RTE en 2005 — permet de faire face aux pointes de consommation actuelles. Mais, toutes choses égales par ailleurs, le problème de tenue de tension se reposera peu après 2010 du seul fait de la croissance de la demande, s'il n'y a pas d'évolution locale en termes de production ou de réseau. En outre, à cet horizon, d'autres contraintes liées à la capacité même des lignes apparaissent.

10.2.1 La Bretagne Nord

La Bretagne Nord est desservie par la ligne 400 kV Plaine Haute – Domloup et par deux lignes 225 kV. Pour pallier la perte de la ligne 400 kV, il a été nécessaire d'installer un transformateur déphaseur au poste de la Rance en 2002. Néanmoins, les lignes s'avéreront insuffisantes peu après 2010 pour pallier le risque « N - 1 ».

Les solutions de type « réseau » consistent à doubler la ligne 400 kV ou à renforcer le 225 kV. La première solution fournirait une capacité de transport supplémentaire couvrant très largement le besoin, même à long terme, ce qui rend sa justification difficile dans l'immédiat. La seconde serait bien dimensionnée pour les années à venir, mais pourrait nécessiter de renforcer une longueur de réseau conséquente.

Dans ce contexte, l'installation de 150 MW de TAC à Saint-Brieuc permettrait de faire face à une augmentation de 15 % de la consommation, soit entre sept et dix ans de croissance selon le scénario, des développements réseau devenant nécessaires par la suite. Au demeurant, une telle solution devrait s'inscrire dans un contexte où la mise en service de nouvelles TAC est en premier lieu justifiée pour les besoins de l'équilibre offre – demande national.

10.2.2 La Bretagne Sud

Aujourd'hui, près des deux tiers de la puissance sortant de Cordemais vers l'ouest transitent par les lignes 225 kV entre Cordemais et Lorient. Ces lignes sont donc extrêmement chargées. Le risque de devoir délester à la suite de la perte fortuite d'une ligne est atteint pour un niveau de consommation supérieur à 5 400 MW sur la zone, niveau qui est atteint entre soixante et trois cents heures par an en 2010 selon le scénario de croissance de la

demande. Pour un niveau de consommation supérieur à 6 300 MW sur la zone, niveau atteint entre cinq et vingt heures par an en 2010 selon le scénario, un délestage à titre préventif serait nécessaire avant même la perte de ligne afin d'éviter tout risque d'effondrement du réseau.

Pour soulager la charge sur ces lignes, la solution privilégiée consiste à créer une injection 400 kV / 225 kV dans le Morbihan. Le projet est lancé ; il permettra de faire face à une augmentation de 15 % de la consommation et de repousser de huit ans à dix ans les contraintes actuelles.

Dans ce contexte, les solutions de type « production locale » de nature à améliorer la situation sont celles situées à l'ouest de Lorient afin de soutenir l'extrémité du réseau de transport. En pratique, 800 MW à Brest ou à Lorient relèveraient de près de 30 % le niveau de consommation pouvant être desservi en toute sécurité dans la zone. En revanche, la mise en service de moyens de production dans la zone de Cordemais ou de Montoir ne résoudrait pas les problèmes existants, voire les accentuerait en cas d'injection en 225 kV.

Dans la mesure où la mise en service d'un poste 400 / 225 kV dans le Morbihan repousse les besoins au-delà de 2013 pour la Bretagne Sud, le point sensible est donc aujourd'hui la Bretagne Nord où l'installation de moyens de pointe supplémentaires serait une bonne solution à court terme, avant d'envisager le développement du réseau à moyen terme.

10.2.3 La Vendée

La croissance soutenue des consommations en Vendée, résultat du développement touristique et de la création de pôles d'activité, crée des surcharges sur les lignes 225 kV qui traversent la Vendée elle-même et les Deux-Sèvres à l'est

de la Vendée. Les solutions de type « réseau » sont, à court terme, la création d'injections 225 kV à partir des deux axes existants, complétée par l'installation d'un transformateur déphaseur à Niort qui a été décidé pour l'été 2006. Pour le moyen terme, une injection THT supplémentaire est à l'étude.

10.3 L'Île-de-France

Du point de vue de la consommation d'électricité, l'Île-de-France représente environ 15 % de la consommation française. La consommation a ainsi été de 64,4 TWh en 2003 avec une forte prédominance du secteur résidentiel – tertiaire (plus de 80 % de la consommation). En termes de puissance de pointe, le maximum a été atteint le 28 février dernier avec 14 500 MW. Les prévisions de croissance sont homogènes au niveau national.

En 2000, le parc de production était composé de centrales thermiques classiques pour 3 050 MW. Il est aujourd'hui de 2 740 MW après la fermeture des sites de Champagne, Vaires et Montereau, partiellement compensée par le développement des équipements de cogénération.

Compte tenu des évolutions possibles des sites de production existants, la puissance minimale du parc en 2010 serait de 3 400 MW en Île-de-France. L'éventuelle remise en service d'une seconde tranche de Porcheville et le développement de 500 MW de TAC, évoqués par EDF mais non officiels à

ce jour, porteraient cette puissance à 4 400 MW. L'évolution du parc de cogénération peut modifier légèrement ces valeurs.

Dans tous les cas, la puissance installée en Île-de-France devrait donc être supérieure en 2010 à ce qu'elle est en 2005.

L'Île-de-France est un point de convergence du réseau. Le réseau de l'Île-de-France est constitué d'une boucle 400 kV qui permet à la fois de faire transiter de fortes puissances et de garantir la sûreté de l'Île-de-France (en cas de défaut sur une ligne, le courant se répartit sur la boucle). Cette boucle est complétée par un réseau 225 kV pour répartir le courant vers les consommateurs. Le risque de problèmes liés au transit est donc très faible.

Pour autant, la diminution de la production disponible en Île-de-France, liée à l'arrêt des groupes de production charbon, a pu faire apparaître un risque de fragilisation du réseau, tant au niveau des transformations 400 / 225 kV que sur le plan de la tenue de tension dans la région. Au demeurant, pour faire face à l'accroissement de la consommation, un nouveau poste a été créé au nord-est de Paris en 2000, et un projet de nouveau poste au sud-ouest a été lancé.

Par ailleurs, l'installation de moyens de compensation permettant de tenir la tension est à l'étude.

Sous réserve que ces projets aboutissent, et compte tenu des décisions déjà prises, l'installation de nouveaux moyens de production n'apparaît pas aujourd'hui indispensable. ■



Les systèmes électriques insulaires

Avertissement : les bilans prévisionnels relatifs aux systèmes électriques insulaires ont été réalisés par EDF et Électricité de Mayotte. Les éléments présentés ci-dessous sont extraits de ces travaux

II.1 La Corse

La situation en Corse est tendue, comme en témoigne l'épisode de vague de froid de début 2005, qui a occasionné des délestages tournants. À court terme, l'amélioration est attendue de la mise en service de la liaison SARCO.

Sur la dernière décennie, la consommation d'électricité a cru, en énergie comme en puissance, de 3,8 % par an. La puissance de pointe maximale de consommation enregistrée a atteint 429 MW en 2005.

Les scénarios de prévisions de consommation envisagent des croissances de la demande 2,4 % à 3,8 % par an. Dans le scénario haut, une puissance de pointe moyenne de 500 MW est susceptible d'être atteinte dès 2010.

La puissance installée totale en Corse fin 2004 est de 457 MW, auxquels s'ajoutent 50 MW apportés par la liaison SACOI, et bientôt 50 MW supplémentaires de la liaison SARCO, attendue fin 2005.

Les centrales se répartissent entre équipements thermiques (diesels et turbines à combustion pour 284 MW), hydraulique (155 MW) et un peu de production éolienne.

L'évolution du parc résultera de l'arrivée des 55 MW du barrage de Rizzanese en 2010-2011.

À l'inverse, le déclassement des centrales de Vazzino et Lucciana, composées de moteurs diesels anciens, conduit à l'arrêt de 134 MW en 2010 et 76 MW en 2012, qui doivent être compensés par des puissances équivalentes.

Sur ces bases, en appliquant le même critère d'ajustement d'une espérance de trois heures de défaillance par an que sur le continent, le bilan prévisionnel conduit à identifier les besoins suivants :

Besoins de capacités de production supplémentaires pour la Corse (en MW)										
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demande médiane	base				130		30	40		
	pointe		40				40			
Demande haute	base				130		70			
	pointe	40					40		40	
Demande basse	base				130		30			40
	pointe			40			40			

Dans le scénario médian, ce sont 280 MW de nouveaux moyens, en plus de Rizzanese, qu'il faut mettre en service d'ici à 2015. L'extension possible de la liaison SARCO au-delà de 50 MW (à 80 MW dans un premier temps, puis à 100 MW) pourrait apporter une solution aux premiers besoins identifiés.

II.2 Les Dom, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte

Avec un taux de 3,6 % à 5,2 % par an selon les scénarios, La Réunion présente la plus forte croissance de la demande. Outre la mise en service déjà prévue des 51 MW de Gol B en 2006, les besoins supplémentaires s'élèvent à 280 MW entre 2008 et 2013, pour faire face à la croissance de la demande et au possible déclassement des diesels du Port en 2010.

En Guadeloupe, les premiers besoins apparaissent dès 2009 (40 MW en base). Les

besoins suivants liés à la croissance n'apparaissent qu'en 2014. Toutefois, dans l'hypothèse du déclassement de Jarry Nord en 2010, ce sont près de 200 MW qui devront être réalisés à horizon 2009-2010.

En Martinique et en Guyane, les premiers besoins sont liés aux éventuels déclassements prévus en 2010, qui devraient être compensés par des puissances équivalentes. Les hypothèses de déclassements éventuels en 2010 suivantes sont retenues :

- ▶ arrêt de 150 MW de Jarry Nord en Guadeloupe ;
- ▶ arrêt de 110 MW à Bellefontaine en Martinique ;
- ▶ arrêt de 70 MW à Dégrad des Cannes en Guyane.

L'île de Mayotte présente également une croissance de la consommation très rapide (plus de 10 % par an entre 2001 et 2004), qui nécessite la mise en service, à un rythme annuel, d'unités de 5 à 10 MW.

Besoins de capacités de production supplémentaires pour les Dom et Mayotte (MW) – Scénario sans déclassements										
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
La Réunion	base			40		40		40		
	pointe		40							
Guadeloupe	base			40					40	
	pointe									
Martinique	base					40				
	pointe									
Guyane	base					20				
	pointe									
Mayotte	base			10				10		
	pointe	5	5		5		5		5	
Saint-Pierre-et-Miquelon	base									
	pointe									

**Besoins de capacités de production supplémentaires
pour les Dom et Mayotte (MW) – Scénario avec déclassements**

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
La Réunion	base			40	80	40		40		
	pointe		40		40					
Guadeloupe	base			40	150				40	
	pointe									
Martinique	base				110	40				
	pointe									
Guyane	base				70	20				
	pointe									



Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité