

Le schéma de développement du réseau public de transport d'électricité.

L'article 14 de la [loi du 10 février 2000 modifiée](#) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, prévoit que " *le schéma de développement du réseau public de transport est soumis à intervalle maximal de deux ans, à l'approbation du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie.*"

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, a réalisé le premier schéma de développement du réseau public de transport pour la période 2003-2013. Conformément aux modalités définies dans la [circulaire du ministre délégué à l'Industrie du 9 septembre 2002](#), le schéma de développement a été élaboré à partir des volets régionaux issus des concertations locales menées dans chaque région et regroupant élus, services de l'État, acteurs du système électrique (gestionnaires de réseaux, producteurs), responsables socio-économiques régionaux et associations représentatives. Une synthèse de chacun des volets figure en annexe du schéma de développement.

Le schéma de développement identifie les " zones de fragilité électrique" en fonction des contraintes existantes ou susceptibles d'apparaître à court terme ou moyen terme sur le réseau public de transport. Il dresse un état des lieux du réseau public de transport sur lequel pourront s'appuyer les projets de développement futurs du réseau :

Compte tenu du nombre important de pages du schéma complet et des nombreuses illustrations contenues, la taille du fichier est particulièrement importante. Afin d'offrir aux internautes la possibilité de télécharger rapidement les documents, il est proposé des téléchargements pour le document complet ainsi que fractionné.

Télécharger :

- **Le schéma de développement complet (133 pages)**, à partir du site internet RTE : [pdf \(9,3 Mo\)](#) ou [zip \(7,7 Mo\)](#)
- **Le schéma de développement sans les annexes** (46 pages) : [pdf \(4,2 Mo\)](#) ou [zip \(3,6 Mo\)](#)
- **L'annexe 1** (Contexte réglementaire et administratif relatif aux projets de réseau) [pdf \(59 ko\)](#)
- **L'annexe 2 complète** (Description des contraintes par région administrative) (85 pages) [pdf \(5,1 Mo\)](#) ou [zip \(4,2 Mo\)](#)
- **L'annexe 2 par région administrative** : [Alsace](#) (pdf, 134 ko), [Aquitaine](#) (pdf, 220 ko), [Auvergne](#) (pdf, 241 ko), [Basse-Normandie](#) (pdf, 156 ko), [Bourgogne](#) (pdf, 233 ko), [Bretagne](#) (pdf, 359 ko), [Centre](#) (pdf, 266 ko), [Champagne-Ardenne](#) (pdf, 231 ko), [Franche-Comté](#) (pdf, 177 ko), [Haute-Normandie](#) (pdf, 138 ko), [Ile de France](#) (pdf, 323 ko), [Languedoc-Roussillon](#) (pdf, 250 ko), [Limousin](#) (pdf, 148 ko), [Lorraine](#) (pdf, 189 ko), [Midi-Pyrénées](#) (pdf, 244 ko), [Nord-Pas-de-Calais](#) (pdf, 344 ko), [Provence-Alpes-Côte-d'Azur](#) (pdf, 313 ko), [Pays de la Loire](#) (pdf, 286 ko), [Picardie](#) (pdf, 211 ko), [Poitou-Charente](#) (pdf, 265 ko), [Rhône-Alpes](#) (pdf, 421 ko).



Publication au JORF du 11 février 2000

Loi n° 2000-108 du 10 février 2000

Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

NOR: ECOX9800166L

version consolidée au 19 janvier 2005 - *version JO initiale*

Titre Ier : Le service public de l'électricité.

Article 1

Le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Le service public de l'électricité est organisé, chacun pour ce qui le concerne, par l'Etat et les communes ou leurs établissements publics de coopération.

Article 2

Modifié par Loi n°2004-809 du 13 août 2004 art. 65 III (JORF 17 août 2004 en vigueur le 1er janvier 2005).

Selon les principes et conditions énoncés à l'article 1er, le service public de l'électricité assure le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, le développement et l'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ainsi que la fourniture d'électricité, dans les conditions définies ci-après.

I. - La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité vise :

1° A réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;

2° A garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Les producteurs, et notamment Electricité de France, contribuent à la réalisation de ces objectifs. Les charges qui en découlent, notamment celles résultant des articles 8 et 10, font l'objet d'une compensation intégrale dans les conditions prévues au I de l'article 5.

II. - La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer :

1° La desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ;

2° Le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Sont chargés de cette mission Electricité de France, la société gérant le réseau public de transport, les autres gestionnaires de réseaux publics de distribution et les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Ils accomplissent cette mission conformément aux dispositions des titres III et IV de la présente loi et, s'agissant des réseaux publics de distribution, aux cahiers des charges des concessions ou aux règlements de service des régies mentionnés à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Les charges en résultant sont réparties dans les conditions prévues au II de l'article 5.

III. - La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire :

1° La fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles au sens de l'article 22 de la présente loi, en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs, du maintien de la fourniture d'électricité qui peut être prévu en application de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, et en favorisant la maîtrise de la demande d'électricité. L'électricité est fournie par le raccordement aux réseaux publics ou, le cas échéant, par la mise en oeuvre des installations de production d'électricité de proximité mentionnées à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales.

Dans les conditions fixées par la loi n° 90-449 du 31 mai 1990 visant à la mise en oeuvre du droit au logement, toute personne ou famille éprouvant des difficultés particulières, en raison notamment de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence, a droit à une aide de la collectivité pour disposer de la fourniture d'électricité dans son logement.

2° Une fourniture d'électricité de secours aux producteurs ou aux clients éligibles raccordés aux réseaux publics, lorsqu'ils en font la demande. Cette fourniture de secours vise exclusivement à pallier des défaillances imprévues de fournitures et n'a pas pour objet de compléter une offre de fourniture partielle ;

3° La fourniture électrique à tout client éligible lorsque ce dernier ne trouve aucun fournisseur.

Electricité de France ainsi que, dans le cadre de leur objet légal et dans leur zone de desserte exclusive, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée :

- sont les organismes en charge de la mission mentionnée au 1° du présent paragraphe, qu'ils accomplissent conformément aux dispositions des cahiers des charges de concession ou aux règlements de service des régies mentionnés à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales .

- assurent la mission mentionnée au 2° du présent paragraphe, sous réserve pour les distributeurs non nationalisés de disposer des capacités de production nécessaires, en concluant des contrats de secours dont les conditions financières garantissent la couverture de la totalité des coûts qu'ils supportent ;

- exécutent la mission mentionnée au 3° du présent paragraphe en concluant des contrats de vente, dans la limite de leurs capacités de fourniture et dans des conditions financières qui tiennent notamment compte de la faible utilisation des installations de production mobilisées pour cette fourniture ;

Dans le cadre des missions mentionnées aux 2° et 3° du présent paragraphe, lorsque la fourniture est effectuée à partir du réseau de distribution, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés accomplissent cette mission conformément aux dispositions des cahiers des charges de concession ou des règlements de service des régies mentionnés à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Nota : Loi n° 2004-803 du 11 août 2004, art. 48 I : "Les transferts d'actifs mentionnés à l'article 9 sont réalisés dans un délai de six mois à compter de la publication de la présente loi. Les dispositions du 1°, du 7° et du 9° de l'article 33 entrent en vigueur à la date de ce transfert".

La première phrase du dernier alinéa du II du présent article 2 entre en vigueur le 11 février 2005.

Article 3

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

Le Gouvernement prend les mesures nécessaires à la mise en oeuvre des missions du service public de l'électricité prévues par la présente loi.

Le ministre chargé de l'énergie, le ministre chargé de l'économie, les autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, les collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et la Commission de régulation de l'énergie

définie à l'article 28 de la présente loi veillent, chacun en ce qui le concerne, au bon accomplissement de ces missions et au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, le Conseil de la concurrence, les commissions départementales d'organisation et de modernisation des services publics mentionnées à l'article 28 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire, et les conférences régionales de l'aménagement et du développement du territoire instituées par l'article 34 ter de la loi n° 83-8 du 7 janvier 1983 relative à la répartition de compétences entre les communes, les départements, les régions et l'Etat concourent à l'exercice des missions incombant aux personnes mentionnées à l'alinéa précédent et à la Commission de régulation de l'énergie.

A cet effet, les organismes en charge de la distribution publique d'électricité adressent à la commission départementale d'organisation et de modernisation des services publics et au comité régional de distribution ainsi qu'à la Commission de régulation de l'énergie un rapport annuel d'activité portant sur l'exécution des missions de service public dont ils ont la charge. La commission départementale et le comité régional sont également saisis de toute question relative aux missions définies au 1° du II et au 1° du III de l'article 2 de la présente loi. Ils peuvent formuler, auprès du ministre chargé de l'énergie, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et de la Commission de régulation de l'énergie, tout avis ou proposition dans les domaines précités, destiné à améliorer le service public de l'électricité.

Dans le cadre de l'élaboration du schéma régional d'aménagement et de développement du territoire, la conférence régionale de l'aménagement et du développement du territoire peut être consultée sur la planification des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité d'intérêt régional et le développement de la production décentralisée d'électricité. Elle peut formuler, auprès du ministre chargé de l'énergie, de la Commission de régulation de l'énergie ainsi que, pour ce qui concerne la production décentralisée d'électricité, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, tout avis ou proposition dans les domaines précités.

Un Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz est créé auprès du Conseil économique et social, en vue d'examiner les conditions de mise en oeuvre du service public. Il peut émettre des avis sur toute question de sa compétence et formuler des propositions motivées qui sont rendues publiques. Il remet chaque année au Parlement et au Gouvernement un rapport sur l'évolution des tarifs de vente du gaz et de l'électricité pour chaque type de client.

Il est composé de représentants de chacun des types de clients, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, des organisations syndicales représentatives, d'Electricité de France et des autres opérateurs du secteur de l'électricité, de Gaz de France et des autres opérateurs du secteur gazier, des associations intervenant dans le domaine économique et social et d'élus locaux et nationaux.

Il est doté des moyens utiles à l'accomplissement de ses missions.

Un décret fixe la composition et le fonctionnement de cet observatoire.

Les fonctions de membre de cet observatoire ne donnent lieu à aucune rémunération.

Article 4

Modifié par Loi n°2005-32 du 18 janvier 2005 art. 153 (JORF 19 janvier 2005).

I. - Les dispositions du deuxième alinéa de l'article 1er de l'ordonnance n° 86-1243 du 1er décembre 1986 relative à la liberté des prix et de la concurrence s'appliquent aux tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, aux tarifs du secours mentionné au 2° du III de l'article 2 de la présente loi et aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution.

Ces mêmes dispositions s'appliquent aux plafonds de prix qui peuvent être fixés pour la fourniture d'électricité aux clients éligibles dans les zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Lorsqu'un client éligible n'exerce pas les droits accordés au III de l'article 22 de la présente loi, il conserve le contrat en vigueur à la date à laquelle il devient éligible. Sans préjudice des stipulations relatives au terme ou à la résiliation de ce contrat, ses clauses tarifaires se voient, le cas échéant, appliquer les mêmes évolutions que celles applicables aux tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles.

Les tarifs aux usagers domestiques tiennent compte, pour les usagers dont les revenus du foyer sont, au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond, du caractère indispensable de l'électricité en instaurant pour une tranche de leur consommation une tarification spéciale "produit de première nécessité". Cette tarification spéciale est applicable aux services liés à la fourniture. Pour la mise en place de cette disposition, chaque organisme d'assurance maladie constitue un fichier regroupant les ayants droit potentiels. Ces fichiers sont transmis aux distributeurs d'électricité ou, le cas échéant, à un organisme désigné à cet effet par les distributeurs, afin de leur permettre de notifier aux intéressés leurs droits à la tarification spéciale. Les distributeurs d'électricité ou l'organisme qu'ils ont désigné préservent la confidentialité des informations contenues dans le fichier. Un décret précise les conditions d'application du présent alinéa.

II. - Les tarifs mentionnés au premier alinéa du I du présent article sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures ; les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution applicables aux utilisateurs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

Figurent notamment parmi ces coûts les surcoûts de recherche et de développement nécessaires à l'accroissement des capacités de transport des lignes électriques, en

particulier de celles destinées à l'interconnexion avec les pays voisins et à l'amélioration de leur insertion esthétique dans l'environnement.

Les tarifs d'utilisation des réseaux couvrent notamment une partie des coûts de raccordement à ces réseaux. Par ailleurs, la part des coûts d'extension de ces réseaux non couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics peut faire l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage de ces travaux.

Matérialisant le principe de gestion du service public aux meilleures conditions de coûts et de prix mentionné à l'article 1er, les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par Electricité de France et par les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, en y intégrant notamment les dépenses de développement du service public pour ces usagers et en proscrivant les subventions en faveur des clients éligibles.

Les tarifs du secours mentionné au 2° du III de l'article 2 de la présente loi ne peuvent être inférieurs au coût de revient.

III. - Dans le respect de la réglementation mentionnée au I du présent article, les décisions sur les tarifs et plafonds de prix sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, et sur son avis pour les autres tarifs et les plafonds de prix. Les propositions et avis de la Commission de régulation de l'énergie, visés au présent article, sont motivés. Lorsqu'ils prennent les décisions sur les tarifs et plafonds de prix visés au présent article, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie procèdent à la publication des propositions et avis de la commission.

Pour l'accomplissement de cette mission, les avis de la Commission de régulation de l'énergie sont fondés sur l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité générale des opérateurs.

Article 5

Modifié par Loi n°2004-1485 du 30 décembre 2004 art. 118 I finances rectificative pour 2004 (JORF 31 décembre 2004 en vigueur le 1er janvier 2004).

I. - Les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées. Elles comprennent :

a) En matière de production d'électricité :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en oeuvre des dispositions des articles 8 et 10 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée qui seraient concernés. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité. Les mêmes valeurs de coûts évités servent de référence pour déterminer les surcoûts compensés lorsque les installations concernées sont exploitées par Electricité de France ou par un distributeur non nationalisé. Lorsque

l'objet des contrats est l'achat de l'électricité produite par une installation de production implantée dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, les surcoûts sont calculés par rapport à la part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles ;

2° Les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles ou par les éventuels plafonds de prix prévus par le I de l'article 4 de la présente loi ;

b) En matière de fourniture d'électricité :

1° Les pertes de recettes et les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en oeuvre de la tarification spéciale "produit de première nécessité" mentionnée au dernier alinéa du I de l'article 4 ;

2° Les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité mentionné au 1° du III de l'article 2. Ces coûts sont pris en compte dans la limite d'un pourcentage de la charge supportée par le fournisseur au titre de la tarification spéciale "produit de première nécessité" mentionnée à l'alinéa précédent. Ce pourcentage est fixé par le ministre chargé de l'énergie.

Ces charges sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent. Cette comptabilité, établie selon des règles définies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit. Le ministre chargé de l'énergie arrête le montant des charges sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie effectuée annuellement.

La compensation de ces charges, au profit des opérateurs qui les supportent, est assurée par des contributions dues par les consommateurs finals d'électricité installés sur le territoire national.

Le montant des contributions mentionnées ci-dessus est calculé au prorata de la quantité d'électricité consommée. Toutefois, l'électricité produite par un producteur pour son propre usage ou achetée pour son propre usage par un consommateur final à un tiers exploitant une installation de production sur le site de consommation n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'à partir de 240 millions de kilowattheures par an et par site de production.

Le montant de la contribution due par site de consommation, par les consommateurs finals mentionnés au premier alinéa du I de l'article 22, ne peut excéder 500000 euros. Le même plafond est applicable à la contribution due par les entreprises mentionnées au deuxième alinéa du I de l'article 22 pour l'électricité de traction consommée sur le territoire national et à la contribution due par les entreprises mentionnées au quatrième alinéa du II de l'article 22 pour l'électricité consommée en aval des points de livraison d'électricité sur un réseau électriquement interconnecté.

Le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure est calculé de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges visées aux a et b, ainsi que les frais de

gestion exposés par la Caisse des dépôts et consignations, mentionnés ci-après. Le ministre chargé de l'énergie arrête ce montant sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, effectuée annuellement.

La contribution applicable à chaque kilowattheure ne peut dépasser 7 % du tarif de vente du kilowattheure, hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA sans effacement ni horosaisonnalité.

Les contributions des consommateurs finals éligibles ayant exercé les droits accordés au III de l'article 22 alimentés par l'intermédiaire du réseau public de transport ou par un réseau public de distribution sont recouvrées par l'opérateur en charge de la gestion du réseau auquel ces consommateurs sont raccordés sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs d'utilisation des réseaux. Celles des consommateurs finals non éligibles et des consommateurs finals éligibles qui n'ont pas exercé les droits accordés au III de l'article 22 sont recouvrées par l'organisme en charge de la fourniture d'électricité qui les alimente, sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs réglementés de vente d'électricité. Le montant de la contribution est liquidé par l'organisme précité en fonction de la quantité d'électricité livrée au contributeur qui l'acquitte lors du règlement de sa facture d'électricité ou d'utilisation des réseaux. Les contributions effectivement recouvrées sont reversées aux opérateurs qui supportent les charges de service public par l'intermédiaire de la Caisse des dépôts et consignations.

Les producteurs d'électricité produisant pour leur propre usage et les consommateurs finals, qui ne sont pas alimentés par l'intermédiaire du réseau public de transport ou de distribution, acquittent spontanément leur contribution avant la fin du mois qui suit chaque semestre civil. A cet effet, ils adressent une déclaration indiquant la quantité d'électricité consommée au cours du semestre civil correspondant à la Commission de régulation de l'énergie et à la Caisse des dépôts et consignations. Ils procèdent dans le même délai au versement, auprès de la Caisse des dépôts et consignations, des contributions dues au profit des opérateurs qui supportent les charges de service public. En cas d'inobservation de ses obligations par un des contributeurs mentionnés au présent alinéa, la Commission de régulation de l'énergie procède, après avoir mis l'intéressé en mesure de présenter ses observations, à la liquidation des contributions dues. Le cas échéant, elle émet un état exécutoire.

La Caisse des dépôts et consignations reverse deux fois par an aux opérateurs qui supportent les charges visées aux 1° et 2° des a et b les sommes collectées. Le montant des contributions que les opérateurs reçoivent est arrêté par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie.

La Caisse des dépôts et consignations retrace ces différentes opérations dans un compte spécifique. Les frais de gestion exposés par la caisse sont arrêtés annuellement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Sans préjudice de l'application des sanctions prévues à l'article 41, en cas de défaut ou d'insuffisance de paiement de la contribution dans un délai de deux mois à compter de la date à laquelle elle est due, la Commission de régulation de l'énergie adresse une lettre de rappel assortie d'une pénalité de retard dont le taux est fixé à 10 % du montant de la contribution due.

Les dispositions de l'alinéa ci-dessus ne s'appliquent pas aux personnes qui bénéficient ou qui viennent à bénéficier du dispositif mentionné au 1° du III de l'article 2.

Lorsque le montant des contributions collectées ne correspond pas au montant constaté des charges de l'année, la régularisation intervient l'année suivante au titre des charges dues pour cette année. Si les sommes dues ne sont pas recouvrées au cours de l'année, elles sont ajoutées au montant des charges de l'année suivante.

La Commission de régulation de l'énergie évalue chaque année dans son rapport annuel le fonctionnement du dispositif relatif aux charges du service public de l'électricité visées au présent I.

II. - Dans le cadre du monopole de distribution, les charges qui découlent des missions mentionnées au II de l'article 2 en matière d'exploitation des réseaux publics sont réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité institué par l'article 33 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée.

Ces charges comprennent :

1° Tout ou partie des coûts supportés par les organismes de distribution et qui, en raison des particularités des réseaux publics de distribution qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs de vente aux clients non éligibles et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution ;

2° (alinéa supprimé) ;

3° Pour assurer la présence du service public de l'électricité, la participation à l'aménagement du territoire par la mise en oeuvre de moyens appropriés dans les zones définies à l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire.

III. - En cas de défaillance de paiement par un redevable des contributions prévues au I ou au II ci-dessus, le ministre chargé de l'énergie prononce une sanction administrative dans les conditions prévues par l'article 41 de la présente loi.

IV. - Des décrets en Conseil d'Etat précisent les modalités d'application du présent article.

Titre II : La production d'électricité.

Article 6

I. - Avant le 31 décembre 2002, une loi d'orientation sur l'énergie exposera les lignes directrices de la programmation pluriannuelle des investissements de production.

Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le

ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. Le premier de ces rapports est présenté dans l'année qui suit la promulgation de la présente loi.

Pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, par le gestionnaire du réseau public de transport. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers.

II. - Dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements, les nouvelles installations de production sont exploitées par toute personne, sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, dès lors que cette personne est titulaire d'une autorisation d'exploiter obtenue selon la procédure prévue à l'article 7, le cas échéant au terme d'un appel d'offres tel que prévu à l'article 8.

Toutefois, les installations dont la puissance installée par site de production est inférieure ou égale à 4,5 mégawatts sont réputées autorisées sur simple déclaration préalable adressée au ministre chargé de l'énergie, qui en vérifie la conformité avec les dispositions de la présente loi.

Sont également considérées comme nouvelles installations de production au sens du présent article les installations qui remplacent une installation existante ou en augmentent la puissance installée d'au moins 10 % ainsi que les installations dont la source d'énergie primaire change. Pour les installations dont la puissance installée augmente de moins de 10 %, une déclaration est faite par l'exploitant auprès du ministre chargé de l'énergie.

III. - En cas de crise grave sur le marché de l'énergie, de menace pour la sécurité ou la sûreté des réseaux et installations électriques, ou de risque pour la sécurité des personnes, des mesures temporaires de sauvegarde peuvent être prises par le ministre chargé de l'énergie, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations, sans que ces mesures puissent faire l'objet d'une indemnisation.

Article 7

I. - L'autorisation d'exploiter est délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

L'autorisation est nominative et incessible. En cas de changement d'exploitant, l'autorisation ne peut être transférée au nouvel exploitant que par décision du ministre chargé de l'énergie.

Lors du dépôt d'une demande d'autorisation d'exploiter une nouvelle installation de production, le ministre chargé de l'énergie en rend publiques les principales caractéristiques en termes de capacité de production, de source d'énergie primaire, de technique de production et de localisation afin d'assurer une parfaite transparence dans la mise en oeuvre de la programmation pluriannuelle des investissements.

II. - Les titres administratifs délivrés en application de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique valent autorisation au sens de la présente loi.

III. - Les installations existantes, régulièrement établies à la date de publication de la présente loi, sont réputées autorisées au titre du présent article.

IV. - Les producteurs autorisés au titre du présent article sont réputés autorisés à consommer l'électricité ainsi produite pour leur propre usage sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales.

Article 8

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 39, art. 40 (JORF 4 janvier 2003).

Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres, après avis du gestionnaire du réseau public de transport et, le cas échéant, de chaque gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

Le ministre chargé de l'énergie définit les conditions de l'appel d'offres que met en oeuvre la Commission de régulation de l'électricité sur la base d'un cahier des charges détaillé. Sont notamment précisées les caractéristiques énergétiques, techniques, économiques, financières, l'utilisation attendue et la région d'implantation de l'installation de production objet de l'appel d'offres.

Peut participer à un appel d'offres toute personne, sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, exploitant ou désirant construire et exploiter une unité de production, installée sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire de tout autre Etat.

Après avoir recueilli l'avis motivé de la Commission de régulation de l'électricité, le ministre chargé de l'énergie désigne le ou les candidats retenus à la suite d'un appel d'offres. Lorsqu'il prend sa décision, le ministre procède à la publication de l'avis de la commission. Il délivre les autorisations prévues à l'article 7. Il a la faculté de ne pas donner suite à l'appel d'offres.

Lorsqu'ils ne sont pas retenus, Electricité de France et, dans le cadre de leur objet légal dès lors que les installations de production sont raccordées à leur réseau de distribution, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont tenus de conclure dans les conditions fixées par l'appel d'offres, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres.

Lorsque Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont retenus, les surcoûts éventuels des installations qu'ils exploitent font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la présente loi.

Electricité de France ou, le cas échéant, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée concernés préservent la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont le service qui négocie et qui conclut le contrat d'achat d'électricité a connaissance dans l'accomplissement de ses missions et dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. Est punie de 15000 euros d'amende la révélation à toute personne étrangère au service qui négocie et qui conclut le contrat d'achat d'une des informations précitées par une personne qui en est dépositaire soit par état ou par profession, soit en raison d'une fonction ou d'une mission temporaire.

Article 9

I. - Les critères d'octroi de l'autorisation mentionnée à l'article 7 portent sur :

- la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, des installations et des équipements associés ;
- la nature des sources d'énergie primaire ;
- le choix des sites, l'occupation des sols et l'utilisation du domaine public ;
- l'efficacité énergétique ;
- les capacités techniques, économiques et financières du candidat ou du demandeur ;
- la compatibilité avec les principes et les missions de service public, notamment les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements et la protection de l'environnement ;
- le respect de la législation sociale en vigueur.

Les mêmes critères servent à l'élaboration des cahiers des charges des appels d'offres mentionnés à l'article 8.

L'octroi d'une autorisation au titre de la présente loi ne dispense pas son bénéficiaire d'obtenir les titres requis par d'autres législations.

II. - Des décrets en Conseil d'Etat fixent les modalités d'application des articles 6 à 9.

Article 10

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

Sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, Electricité de France et, dans le cadre de leur objet légal et dès lors que les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution qu'ils exploitent, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par :

1° Les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14 du code général des collectivités territoriales ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ; dans ce dernier cas, la puissance installée de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer ;

2° Les installations qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en oeuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération. Un décret en Conseil d'Etat fixe les limites de puissance installée des installations de production qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat. Ces limites, qui ne peuvent excéder 12 mégawatts, sont fixées pour chaque catégorie d'installation pouvant bénéficier de l'obligation d'achat sur un site de production. Pour apprécier le respect de ces limites, deux machines électrogènes, appartenant à une même catégorie d'installations, exploitées par une même personne ou par les sociétés qu'elle contrôle directement ou indirectement au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce et bénéficiant de l'obligation d'achat, ne peuvent être considérées comme situées sur deux sites distincts si la distance qui les sépare est inférieure à une distance minimale fixée par décret. Ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité.

Un décret précise les obligations qui s'imposent aux producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, ainsi que les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les conditions d'achat de l'électricité ainsi produite. Sous réserve du maintien des contrats d'obligation d'achat en cours à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, les installations bénéficiant de l'obligation d'achat au titre du présent article ou au titre de l'article 50 de la présente loi ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Les surcoûts éventuels des installations de production d'électricité exploitées par Electricité de France ou par les distributeurs non nationalisés précités entrant dans le champ d'application du présent article font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5.

Lorsque les quantités d'électricité produites par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat raccordées au réseau exploité par un distributeur non nationalisé excèdent les quantités d'électricité que ce distributeur peut écouler auprès des clients situés dans sa zone de desserte, Electricité de France est tenu de conclure avec ce distributeur un contrat pour l'achat de ce surplus d'électricité. Les conditions d'achat de ce surplus sont celles fixées pour la catégorie d'installations à laquelle appartiennent les installations de production ayant conduit à la mise en oeuvre de cette disposition. Les surcoûts éventuels qui en résultent pour Electricité de France font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5.

Sous réserve du maintien des contrats en cours et des dispositions de l'article 50, l'obligation de conclure un contrat d'achat prévu au présent article peut être partiellement ou totalement suspendue par décret, pour une durée qui ne peut excéder

dix ans, si cette obligation ne répond plus aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements.

Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs. Les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées au I de l'article 5.

Par ailleurs, le ministre chargé de l'énergie peut, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, ordonner que les installations de production existantes à la date de publication de la présente loi utilisant du charbon indigène comme énergie primaire soient appelées en priorité par le service gestionnaire du réseau public de transport dans une proportion n'excédant pas, au cours d'une année civile, 10 % de la quantité totale d'énergie primaire nécessaire pour produire l'électricité consommée en France.

Les surcoûts éventuels qui en découlent sont compensés dans les conditions prévues au I de l'article 5.

L'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz est tenu informé des conditions d'application du présent article.

Article 11

I. - (paragraphe modificateur).

II. - Sous réserve de l'autorisation prévue à l'article 7 de la présente loi, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, dès lors qu'ils sont dotés de la personnalité morale et de l'autonomie financière, peuvent exploiter des installations de production d'électricité pour satisfaire les besoins des clients situés dans leur zone de desserte exclusive, y compris les clients éligibles.

Titre III : Le transport et la distribution d'électricité.

Chapitre Ier : Le transport d'électricité.

Article 12

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

I. - Le réseau public de transport est constitué par :

1° Les ouvrages exploités, à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 précitée, par Electricité de France, en tant que gestionnaire du réseau public de transport ;

2° Sous réserve des dispositions de l'article 24 de la présente loi et de l'article 37 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 précitée, les ouvrages de tension supérieure ou égale à 50 kV créés, à compter de la date de publication de cette même loi, sur le territoire métropolitain continental.

Un décret en Conseil d'Etat définit, en particulier pour les postes de transformation, les conditions de l'appartenance au réseau public de transport des ouvrages ou parties d'ouvrages mentionnés aux 1° et 2°, notamment en ce qui concerne leurs caractéristiques, leurs fonctions ou la date de leur mise en service. Ce décret précise en outre les conditions dans lesquelles le ministre chargé de l'énergie peut déroger aux règles de classement des ouvrages, mentionnées aux 1° et 2°, pour les ouvrages de tension supérieure ou égale à 50 kV qui assurent exclusivement une fonction de distribution d'électricité au bénéfice des distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée. En cas de désaccord, notamment financier, entre les gestionnaires de réseaux, il est fait application des dispositions de l'article 10 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 précitée.

II. - Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Article 13

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 42 (JORF 4 janvier 2003).

Il est institué une commission qui est obligatoirement consultée par le directeur du service gestionnaire du réseau public de transport d'électricité lorsqu'un agent de ce service ayant eu à connaître, dans l'exercice de ses fonctions, des informations dont la divulgation est sanctionnée à l'article 16 souhaite exercer des activités dans le secteur de l'électricité en dehors de ce service.

Cette commission rend un avis. Le cas échéant, elle peut fixer un délai avant l'expiration duquel l'agent ne peut exercer de nouvelles fonctions incompatibles avec ses fonctions précédentes. Pendant ce délai, l'agent est reclassé dans un poste de même niveau qui ne comporte pas d'incompatibilités au regard de ses fonctions précédentes ni de ses fonctions futures.

Cette commission est présidée par un magistrat de l'ordre judiciaire et comprend, en outre, un membre de la Commission de régulation de l'énergie, un représentant des agents du service gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, un représentant du directeur du service gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et une personnalité qualifiée en raison de ses compétences en matière énergétique, économique et sociale.

Un décret en Conseil d'Etat fixe les conditions d'application du présent article.

Article 14

Modifié par loi n°2003-590 du 2 juillet 2003 art. 61 (JORF 3 juillet 2003).

Le gestionnaire du réseau public de transport exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs, ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux. Il élabore chaque année à cet effet un programme d'investissements, qui est soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie.

Le schéma de développement du réseau public de transport est soumis, à intervalle maximal de deux ans, à l'approbation du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Il tient compte du schéma de services collectifs de l'énergie.

Afin d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau et la qualité de son fonctionnement, un décret pris après avis du comité technique de l'électricité institué par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs, les installations des consommateurs directement raccordés, les réseaux publics de distribution, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l'article 24 de la présente loi.

Les principes généraux de calcul de la contribution due au maître d'ouvrage des travaux prévue à l'article 4, qui peuvent prendre la forme de barèmes, sont arrêtés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie.

Le demandeur d'un raccordement au réseau public de transport d'électricité est débiteur de cette contribution.

Article 15

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 48 II (JORF 11 août 2004 en vigueur le 11 février 2005).

I. - Pour assurer techniquement l'accès au réseau public de transport, prévu à l'article 23, le gestionnaire du réseau met en oeuvre les programmes d'appel et d'approvisionnement préalablement établis.

Les programmes d'appel sont établis par les producteurs et par les personnes qui ont recours à des sources ayant fait l'objet de contrats d'acquisition intracommunautaire ou d'importation. Les programmes d'appel portent sur les quantités d'électricité que ceux-là prévoient de livrer au cours de la journée suivante et précisent les propositions d'ajustement mentionnées aux II, III et IV qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport.

Les programmes d'approvisionnement sont établis par les organismes de distribution d'électricité mentionnés au III de l'article 2, les propriétaires et les gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains mentionnés au II de l'article 22 et les fournisseurs mentionnés au IV du même article. Ces programmes portent sur les quantités d'électricité qu'il est prévu de leur livrer et qu'ils prévoient de livrer au cours de la journée suivante.

Les programmes d'appel et d'approvisionnement sont soumis au gestionnaire du réseau public de transport qui s'assure avant leur mise en oeuvre de leur équilibre avec ses prévisions de la consommation nationale.

La durée des contrats doit être compatible avec l'équilibre global des réseaux publics de transport et de distribution.

II. - Le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille également au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité.

Dans ce but, le gestionnaire du réseau public de transport peut modifier les programmes d'appel. Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. Les critères de choix sont objectifs, non discriminatoires et publiés.

La Commission de régulation de l'énergie approuve, préalablement à leur mise en oeuvre, les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement ainsi que les critères de choix entre les propositions d'ajustement qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport.

III. - Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en oeuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité.

A cet effet, il négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à l'exécution des missions énoncées à l'alinéa précédent, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. Pour couvrir ses besoins à court terme, le gestionnaire du réseau public de transport peut en outre demander la modification des programmes d'appel dans les conditions définies au II du présent article.

Le gestionnaire du réseau public de transport peut conclure des contrats de réservation de puissance avec les consommateurs raccordés au réseau public de transport, lorsque leurs capacités d'effacement de consommation sont de nature à renforcer la sûreté du système électrique, notamment dans les périodes de surconsommation. Les coûts associés sont répartis entre les utilisateurs du réseau et les responsables d'équilibre dans le cadre du règlement des écarts.

La totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport est mise à disposition du gestionnaire de ce réseau par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. Le ministre chargé de l'énergie peut demander aux

producteurs de justifier que leurs installations de production ne sont pas disponibles techniquement.

IV. - Le gestionnaire du réseau public de transport procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Sous réserve des stipulations contractuelles, il peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes visés au I du présent article et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés.

Article 16

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33, art. 48 I (JORF 11 août 2004 en vigueur le 11 février 2005)

Le gestionnaire du réseau public de transport préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste des informations concernées est déterminée par décret en Conseil d'Etat. Est passible des peines prévues à l'article 226-13 du code pénal la révélation à toute personne étrangère au gestionnaire du réseau public de transport d'une des informations visées au présent article par une personne qui en est dépositaire soit par état ou par profession, soit en raison d'une fonction ou d'une mission temporaire. Les dispositions de l'article 226-13 du code pénal ne sont pas applicables à la communication, par le gestionnaire du réseau public de transport, des informations nécessaires au bon accomplissement des missions des services gestionnaires de réseaux publics de distribution et des services gestionnaires de réseaux étrangers, ni à la communication des informations aux fonctionnaires et agents conduisant une enquête en application de l'article 33.

Article 17

Chapitre II : La distribution d'électricité.

Article 18

Modifié par Loi n°2003-590 du 2 juillet 2003 art. 61 (JORF 3 juillet 2003).

Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité.

Dans sa zone de desserte exclusive, le gestionnaire du réseau public de distribution est responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau public de distribution d'électricité. Sous réserve des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et des dispositions des règlements de service des distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la même loi, il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux.

Les principes généraux de calcul de la contribution versée au gestionnaire du réseau public de distribution lorsque celui-ci est maître d'ouvrage des travaux, prévue au troisième alinéa du II de l'article 4, qui peuvent prendre la forme de barèmes, sont arrêtés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après consultation des organisations nationales représentatives des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les contrats de concessions de distribution publique d'électricité et les règlements de service des régies sont mis en conformité avec cet arrêté dans un délai de six mois.

Lorsque l'extension de ces réseaux est destinée à satisfaire les besoins d'une opération de construction ou d'aménagement autorisée en application du code de l'urbanisme, la commune ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme est débiteur de la contribution mentionnée au troisième alinéa du II de l'article 4 dans des conditions, notamment de délais, fixées par les cahiers des charges des concessions ou les règlements de service des régies ou, à défaut, par décret en Conseil d'Etat.

Toutefois :

a) Lorsque la contribution est due, en application de l'article L. 332-8 du code de l'urbanisme, au titre de la réalisation d'un équipement public exceptionnel, elle est versée au maître d'ouvrage des travaux par le bénéficiaire de l'autorisation d'occupation ou d'utilisation du sol ;

b) Lorsque la contribution est due au titre de l'aménagement d'une zone d'aménagement concerté, la part correspondant aux équipements nécessaires à la zone est versée au maître d'ouvrage des travaux par l'aménageur ;

c) Lorsque le propriétaire acquitte la participation pour voirie et réseaux en application de la dernière phrase du troisième alinéa de l'article L. 332-11-1 du code de l'urbanisme directement à l'établissement public de coopération intercommunale ou au syndicat mixte compétent, celui-ci est débiteur de la contribution, dans les conditions de délais prévues au quatrième alinéa du présent article.

Lorsque l'extension de ces réseaux est destinée au raccordement d'un consommateur d'électricité en dehors d'une opération de construction ou d'aménagement autorisée en application du code de l'urbanisme, ou lorsque cette extension est destinée au raccordement d'un producteur d'électricité, le demandeur du raccordement est le débiteur de cette contribution.

Afin d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau ainsi que la qualité de son fonctionnement, un décret pris après avis du comité technique de l'électricité institué par la loi du 15 juin 1906 précitée fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'électricité auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs et celles des consommateurs, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l'article 24 de la présente loi.

I. - Chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité veille, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier.

II. - Chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité assure, de manière non discriminatoire, l'appel des installations de production reliées au réseau public de distribution en liaison avec le gestionnaire du réseau public de transport et dans le cadre des dispositions de l'article 15 de la présente loi.

III. - Chaque gestionnaire du réseau public de distribution procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions.

Article 20

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 46 (JORF 4 janvier 2003).

Chaque gestionnaire de réseau public de distribution préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste des informations concernées est déterminée par décret en Conseil d'Etat. Est punie de 15000 euros d'amende la révélation à toute personne étrangère aux services du gestionnaire d'un réseau de distribution d'une des informations visées au présent article par une personne qui en est dépositaire soit par état ou par profession, soit en raison d'une fonction ou d'une mission temporaire. Ces dispositions ne s'appliquent pas à la communication des informations nécessaires au bon accomplissement des missions des services gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution et des services gestionnaires de réseaux étrangers, ni à la communication des informations et documents aux fonctionnaires et agents conduisant une enquête en application de l'article 33, ni à la communication des informations et documents aux fonctionnaires et agents des collectivités territoriales ou de leurs établissements publics de coopération habilités et assermentés conformément aux dispositions du quatrième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et procédant à un contrôle en application du I de ce même article.

Chapitre III : Sécurité et sûreté des réseaux.

Article 21

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 I (JORF 4 janvier 2003).

En cas d'atteinte grave et immédiate à la sécurité et à la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution ou à la qualité de leur fonctionnement, et sans préjudice des pouvoirs reconnus aux gestionnaires de réseaux par les articles 14, 15, 18 et 19 et à la Commission de régulation de l'énergie par l'article 38, le ministre chargé de l'énergie

peut d'office ou sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie ordonner les mesures conservatoires nécessaires.

Afin de garantir la sécurité des personnes, la continuité du service public, la sécurité et la sûreté des réseaux publics, la reconstruction des ouvrages et accessoires des lignes de transport et de distribution d'énergie électrique détruits ou endommagés par les tempêtes de décembre 1999 est autorisée de plein droit dès lors que les ouvrages sont situés sur un emplacement identique et ont les mêmes fonctions et des caractéristiques techniques analogues. Cette autorisation est délivrée par le préfet après consultation d'une commission de concertation qu'il préside, dont il arrête la composition et qui comprend notamment des représentants des collectivités territoriales concernées, des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des distributeurs non nationalisés visés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité les ayant constitués, des distributeurs d'énergie, des associations d'usagers ainsi que des associations qui se consacrent à la protection de l'environnement et du patrimoine. Ces travaux sont dispensés de toute autre autorisation administrative.

Lorsque le rétablissement d'une ligne existante détruite par ces tempêtes nécessite la reconstruction des supports à des emplacements différents et à proximité immédiate, le préfet peut, après consultation de la commission visée à l'alinéa précédent et nonobstant toute disposition contraire, autoriser l'occupation temporaire des terrains selon les procédures fixées par la loi du 29 décembre 1892 sur les dommages causés à la propriété privée par l'exécution des travaux publics. Cette autorisation ne peut être accordée qu'à la condition que les modifications apportées ne conduisent pas à accentuer l'impact de ces ouvrages sur les monuments historiques et les sites, et que, lorsque les ouvrages ont donné lieu à déclaration d'utilité publique, les nouveaux ouvrages soient implantés, à proximité immédiate des anciens, à l'intérieur des périmètres délimités par la déclaration d'utilité publique. Pendant la durée d'occupation temporaire, ces travaux sont dispensés de toute autre autorisation administrative.

Les ouvrages réalisés selon les dispositions de l'alinéa précédent ne pourront être maintenus que s'ils font l'objet d'autorisations délivrées dans le cadre des procédures de droit commun dans un délai maximum de deux ans en ce qui concerne le réseau public de transport et au plus tard au 31 décembre 2000 en ce qui concerne les réseaux de distribution publics d'énergie.

Les travaux réalisés en urgence à compter du 26 décembre 1999 et jusqu'à l'entrée en vigueur de la présente loi sont réputés avoir été exécutés conformément aux dispositions des trois alinéas précédents.

Titre IV : L'accès aux réseaux publics d'électricité.

Article 22

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

I. - Un consommateur final, autre qu'un ménage, dont la consommation annuelle d'électricité sur un site est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'Etat est reconnu client éligible pour ce site. Ce seuil est défini de manière à permettre une ouverture à la concurrence du marché de l'électricité. Ce même décret détermine la

procédure de reconnaissance de l'éligibilité et les modalités d'application de ce seuil en fonction des variations des consommations annuelles d'électricité.

Pour l'application du présent I aux entreprises exploitant des services de transport ferroviaire, l'éligibilité est fonction de la consommation annuelle totale d'électricité de traction sur le territoire national.

II. - Sont, en outre, reconnus clients éligibles :

- sous réserve des dispositions du IV, les fournisseurs pour l'électricité qu'ils achètent pour la revendre à des clients éligibles ;

- les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée en vue de l'approvisionnement effectif des clients éligibles et non éligibles situés dans leur zone de desserte lorsque la consommation totale de ces clients est supérieure au seuil mentionné au I ainsi que pour les pertes d'électricité des réseaux qu'ils exploitent. Un décret en Conseil d'Etat précise les conditions dans lesquelles ces distributeurs peuvent continuer à bénéficier des tarifs de cession mentionnés à l'article 4 de la présente loi ; .

- sans préjudice des dispositions du deuxième alinéa du I, les propriétaires ou les gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains électriquement interconnectés en aval des points de livraison par Electricité de France ou par un distributeur non nationalisé mentionné à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée.

III. - Un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre Etat.

IV. - Les fournisseurs souhaitant s'installer sur le territoire national pour exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles adressent une déclaration au ministre chargé de l'énergie.

Un décret en Conseil d'Etat fixe les conditions d'application du présent IV et notamment le contenu et la forme de la déclaration. De manière à prendre en compte le bon fonctionnement, la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, et à contribuer à la protection des consommateurs contre les défaillances des fournisseurs ainsi qu'à la continuité de leur approvisionnement, ce décret fixe les conditions d'exercice de cette activité et celles dans lesquelles le ministre chargé de l'énergie peut interdire à un opérateur d'exercer cette activité sur le territoire national.

Il précise les obligations qui s'imposent en matière d'information des consommateurs d'électricité, tant aux fournisseurs mentionnés au présent IV qu'aux services de distribution et aux producteurs.

V. - Le ministre chargé de l'énergie établit et rend publiques la liste des opérateurs qui achètent pour revente aux clients éligibles.

VI. - Les fournisseurs communiquent sur leur demande aux clients éligibles qui souscrivent une puissance égale ou inférieure à 36 kVA leurs barèmes de prix ainsi que la description précise des offres commerciales auxquelles s'appliquent ces prix. Ces

barèmes de prix sont identiques pour l'ensemble des clients éligibles de cette catégorie raccordés au réseau électrique continental.

VII. - Les contrats de fourniture conclus pour l'alimentation des consommateurs éligibles dont la puissance souscrite pour l'accès au réseau est égale ou inférieure à 36 kVA prévoient notamment une facturation de l'énergie en fonction de l'électricité consommée.

Lorsque le fournisseur d'électricité facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, en application des dispositions du septième alinéa de l'article 23, chaque kilowatt-heure consommé est facturé, au minimum, au montant prévu par le tarif d'utilisation des réseaux mentionné à l'article 4.

Article 23

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13, art. 38, art. 52 (JORF 4 janvier 2003).

Un droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est garanti par les gestionnaires de ces réseaux pour :

- assurer les missions de service public définies au III de l'article 2 ;
- assurer l'exécution des contrats prévus à l'article 22 ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur mentionné au IV de l'article 22 installés sur le territoire national.

A cet effet, des contrats sont conclus entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. Dans le cas où les gestionnaires des réseaux publics concernés et les utilisateurs de ces réseaux ne sont pas des personnes morales distinctes, des protocoles règlent leurs relations, notamment les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, ainsi que les conditions d'application de la tarification de l'utilisation des réseaux. Ces contrats et protocoles sont transmis à la Commission de régulation de l'énergie.

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution concluent, avec toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles qui le souhaite, un contrat ou, si cette entreprise et le gestionnaire ne sont pas des personnes morales distinctes, un protocole relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles. Lorsqu'une entreprise ayant conclu un tel contrat ou protocole assure la fourniture exclusive d'un site de consommation, le consommateur concerné n'est pas tenu de conclure lui-même un contrat d'accès aux réseaux pour ce site.

Tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la Commission de régulation de l'électricité. Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs

liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, et à la qualité de leur fonctionnement.

Dans les mêmes conditions, un droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est également garanti à toute collectivité territoriale pour satisfaire, à partir de ses installations de production et dans la limite de leur production, les besoins des services publics locaux dont elle assure la gestion directe. Le même droit est reconnu dans les mêmes conditions à tout établissement public de coopération intercommunale.

Un décret en Conseil d'Etat précise, en tant que de besoin, les modalités d'application de ces dispositions, et notamment les procédures d'établissement des contrats et protocoles visés par le présent article.

Article 24

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 I (JORF 4 janvier 2003).

Afin d'assurer l'exécution des contrats prévus au III de l'article 22 et des contrats d'exportation d'électricité mentionnés à l'article 23, ainsi que de permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère dans les limites de sa propre production, la construction de lignes directes complémentaires aux réseaux publics de transport et de distribution est autorisée par l'autorité administrative compétente en application des législations relatives à la construction, à l'exécution des travaux et à la mise en service de lignes électriques, sous réserve que le demandeur ait la libre disposition des terrains où doivent être situés les ouvrages projetés ou bénéficie d'une permission de voirie. Pour délivrer les autorisations, l'autorité administrative prend en compte les prescriptions environnementales applicables dans la zone concernée.

Toutefois, l'autorité administrative compétente peut refuser, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, l'autorisation de construction d'une ligne directe si l'octroi de cette autorisation est incompatible avec des impératifs d'intérêt général ou le bon accomplissement des missions de service public. La décision de refus est motivée et notifiée à l'intéressé, accompagnée de l'avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Les autorisations sont délivrées pour une durée ne pouvant pas excéder vingt ans. Elles sont toutefois renouvelables dans les mêmes conditions. Les autorisations initiales et les renouvellements d'autorisations sont accordés sous réserve du respect de dispositions concernant l'intégration visuelle des lignes directes dans l'environnement, identiques à celles contenues dans les cahiers des charges des concessions ou dans les règlements de service des régies, applicables aux réseaux publics dans les territoires concernés. Les titulaires d'autorisation doivent déposer les parties aériennes des ouvrages quand celles-ci ne sont pas exploitées pendant plus de trois ans consécutifs. Cette dépose doit être effectuée dans le délai de trois mois à compter de l'expiration de cette période de trois ans.

En cas de refus d'accès aux réseaux publics de transport ou de distribution ou en l'absence de réponse du gestionnaire de réseau concerné dans un délai de trois mois à compter de la demande, le demandeur peut bénéficier d'une déclaration d'utilité publique pour l'institution, dans les conditions fixées par les législations mentionnées au premier alinéa, de servitudes d'ancrage, d'appui, de passage et d'abattage d'arbres nécessaires à

l'établissement d'une ligne directe, à l'exclusion de toute expropriation et de toute possibilité pour les agents du bénéficiaire de pénétrer dans les locaux d'habitation. Il est procédé à une enquête publique. Les propriétaires concernés sont appelés à présenter leurs observations. Les indemnités dues en raison des servitudes sont versées au propriétaire et à l'exploitant du fonds pourvu d'un titre régulier d'occupation, en considération du préjudice effectivement subi par chacun d'eux en leur qualité respective. A défaut d'accord amiable entre le demandeur et les intéressés, ces indemnités sont fixées par les juridictions compétentes en matière d'expropriation.

Titre V : La dissociation comptable et la transparence de la comptabilité.

Article 25

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33, art. 48 I (JORF 11 août 2004 en vigueur le 11 février 2005).

Electricité de France et les distributeurs non nationalisés visés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée tiennent dans leur comptabilité interne un compte séparé au titre de la gestion des réseaux de distribution. Leur comptabilité interne doit permettre de distinguer la fourniture aux clients éligibles de la fourniture aux clients non éligibles et d'identifier, s'il y a lieu, les revenus provenant de la propriété des réseaux publics de distribution.

Ils font figurer, dans leur comptabilité interne, un bilan et un compte de résultat pour chaque activité dans le secteur de l'électricité devant faire l'objet d'une séparation comptable en vertu de l'alinéa ci-dessus, ainsi que, le cas échéant, pour l'ensemble de leurs autres activités. Lorsque leur effectif atteint le seuil d'assujettissement prévu à l'article L. 438-1 du code du travail, ils établissent également, pour chacune de ces activités, un bilan social.

Ils précisent, dans leur comptabilité interne, les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des charges et produits qu'ils appliquent pour établir les comptes séparés mentionnés au premier alinéa, ainsi que le périmètre de chacune des activités comptablement séparées et les principes déterminant les relations financières entre ces activités. Toute modification de ces règles, de ces périmètres ou de ces principes est indiquée et motivée dans leur comptabilité interne et son incidence y est spécifiée.

Ils précisent également, dans les mêmes documents, les opérations éventuellement réalisées avec des sociétés appartenant au même groupe lorsque ces opérations sont supérieures à un seuil fixé par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Les opérateurs mentionnés au premier alinéa auxquels la loi ou les règlements n'imposent pas de publier leurs comptes annuels tiennent à la disposition du public un exemplaire de ces comptes.

La Commission de régulation de l'énergie approuve, après avis du Conseil de la concurrence, les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes visés au troisième alinéa, qui sont proposés par les opérateurs concernés pour mettre en oeuvre la séparation comptable prévue au premier alinéa, ainsi que toute modification ultérieure de ces règles, de ces périmètres ou de ces principes. La commission veille à ce que ces

règles, ces périmètres et ces principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.

Article 26

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

Les sociétés, autres que celles mentionnées à l'article 25, qui exercent une activité dans le secteur de l'électricité et au moins une autre activité en dehors de ce secteur, tiennent dans leur comptabilité interne un compte séparé pour leurs activités dans le secteur de l'électricité et un compte regroupant leurs autres activités exercées en dehors de ce secteur.

Les entreprises auxquelles la loi et les règlements n'imposent pas de publier leurs comptes annuels tiennent ces comptes à la disposition du public.

Article 27

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 53 (JORF 4 janvier 2003).

Pour l'application de la présente loi, et en particulier de ses articles 4, 5, 25, 26, 44, 46 et 48, et de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ainsi que la Commission de régulation de l'énergie ont, dans des conditions définies aux articles 33 et 34, le droit d'accès, quel qu'en soit le support, à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et du gaz naturel ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales nécessaires à leur mission de contrôle. Dans le cadre des enquêtes prévues aux articles 33 et 34, ils peuvent se faire assister par des personnes appartenant à des organismes spécialisés. Ces personnes sont désignées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ou par le président de la Commission de régulation de l'énergie pour une mission de contrôle déterminée et pour une durée limitée.

Titre VI : La régulation.

Article 28

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 11, art. 13, art. 54 (JORF 4 janvier 2003).

La Commission de régulation de l'énergie comprend sept membres nommés pour une durée de six ans en raison de leur qualification dans les domaines juridique, économique et technique. Deux membres, dont le président, sont nommés par décret, deux membres

sont nommés par le président de l'Assemblée nationale, deux membres sont nommés par le président du Sénat et un membre est nommé par le président du Conseil économique et social.

Les membres de la commission ne peuvent être nommés au-delà de l'âge de soixante-cinq ans.

Sous réserve de l'application des dispositions figurant à l'avant-dernier alinéa, les membres de la commission ne sont pas révocables. Leur mandat n'est pas renouvelable, sauf si ce mandat, en application des deux alinéas suivants, ou en cas de démission d'office pour incompatibilité, n'a pas excédé deux ans.

Si l'un des membres de la commission ne peut exercer son mandat jusqu'à son terme, la personne nommée pour le remplacer exerce ses fonctions pour la durée du mandat restant à courir.

Pour la constitution de la commission, le président est nommé pour six ans. La durée du mandat des deux autres membres nommés par décret est fixée, par tirage au sort, à quatre ans pour l'un et à deux ans pour l'autre. La durée du mandat des trois membres nommés par les présidents des assemblées parlementaires et du Conseil économique et social est fixée, par tirage au sort, à deux ans, quatre ans et six ans.

La Commission de régulation de l'énergie ne peut délibérer que si quatre au moins de ses membres sont présents. Elle délibère à la majorité des membres présents. En cas de partage égal des voix, celle du président est prépondérante.

Les membres de la commission exercent leurs fonctions à plein temps.

La fonction de membre de la Commission de régulation de l'énergie est incompatible avec toute activité professionnelle, tout mandat électif communal et départemental, régional, national ou européen, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie. Les membres de la commission ne peuvent être membres du Conseil économique et social.

Ils ne prennent, à titre personnel, aucune position publique sur des sujets relevant de la compétence de la commission.

Tout membre de la commission exerçant une activité ou détenant un mandat, un emploi ou des intérêts incompatibles avec sa fonction est déclaré démissionnaire d'office, après consultation de la commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Le président et les membres de la commission reçoivent respectivement un traitement égal à celui afférent à la première et à la deuxième des deux catégories supérieures des emplois de l'Etat classés hors échelle. Lorsqu'il est occupé par un fonctionnaire, l'emploi permanent de membre de la Commission de régulation de l'énergie est un emploi conduisant à pension au titre du code des pensions civiles et militaires de retraite.

Article 29

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 III (JORF 4 janvier 2003).

Un commissaire du Gouvernement auprès de la Commission de régulation de l'énergie, nommé par le ministre chargé de l'énergie, fait connaître les analyses du Gouvernement, en particulier en ce qui concerne la politique énergétique. Il ne peut être simultanément commissaire du Gouvernement auprès d'Electricité de France ou de Gaz de France. Il se retire lors des délibérations de la commission.

Il peut faire inscrire à l'ordre du jour de la commission toute question intéressant la politique énergétique ou la sécurité et la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou la sécurité et la sûreté des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié ou entrant dans les compétences de la commission. L'examen de cette question ne peut être refusé.

Article 30

Modifié par Loi n°2004-1485 du 30 décembre 2004 art. 117 I finances rectificative pour 2004 (JORF 31 décembre 2004 en vigueur le 1er janvier 2005).

La Commission de régulation de l'énergie dispose de services qui sont placés sous l'autorité du président.

La commission établit un règlement intérieur, qui est publié au Journal officiel de la République française.

La commission peut employer des fonctionnaires en position d'activité ou de détachement dans les mêmes conditions que le ministère chargé de l'énergie. Elle peut également recruter des agents contractuels.

La commission perçoit, le cas échéant, des rémunérations pour services rendus.

La Commission de régulation de l'énergie dispose de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Son budget est arrêté par le collège sur proposition du directeur général. Les dispositions de la loi du 10 août 1922 relative à l'organisation du contrôle des dépenses engagées ne lui sont pas applicables.

Pour l'accomplissement des missions qui sont confiées à la Commission de régulation de l'énergie, le président de la commission a qualité pour agir en justice.

Article 31

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 II (JORF 4 janvier 2003).

La Commission de régulation de l'énergie est préalablement consultée sur les projets de règlement relatifs à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et aux installations de gaz naturel liquéfié et à leur utilisation.

La commission est associée, à la demande du ministre chargé de l'énergie, à la préparation de la position française dans les négociations internationales dans les domaines de l'électricité et du gaz naturel. Elle participe, à la demande du ministre chargé de l'énergie, à la représentation française dans les organisations internationales et communautaires compétentes en ces domaines.

Article 32

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 II (JORF 4 janvier 2003).

Les commissions du Parlement compétentes en matière d'énergie, le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, l'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz et le Conseil économique et social peuvent entendre les membres de la Commission de régulation de l'énergie et consulter celle-ci sur toute question entrant dans le champ de ses compétences.

Le président de la Commission de régulation de l'énergie rend compte des activités de la commission devant les commissions permanentes du Parlement compétentes en matière d'énergie, à leur demande.

La Commission de régulation de l'énergie établit chaque année, avant le 30 juin, un rapport public qui rend compte de son activité et de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et aux installations de gaz naturel liquéfié ainsi qu'à leur utilisation. Ce rapport évalue les effets de ses décisions sur les conditions d'accès à ces réseaux, ouvrages et installations et sur l'exécution des missions du service public de l'électricité et du gaz naturel. Il est adressé au Gouvernement, au Parlement et au Conseil supérieur de l'électricité et du gaz. Les suggestions et propositions de ce dernier sont transmises au ministre chargé de l'énergie et à la Commission de régulation de l'énergie.

Les avis et propositions de la Commission de régulation de l'énergie sont motivés. Lorsque l'autorité administrative compétente prend sa décision sur leur base, elle procède à leur publication ou, s'il s'agit d'une décision individuelle, à leur notification à l'intéressé.

Article 33

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 II (JORF 4 janvier 2003).

Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, ainsi qu'auprès des autres entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz

naturel. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.

I. - Des fonctionnaires et agents habilités à cet effet par le ministre chargé de l'énergie ou par le ministre chargé de l'économie procèdent aux enquêtes nécessaires à l'application des dispositions de la présente loi et de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée.

Les agents de la Commission de régulation de l'énergie habilités à cet effet par le président disposent des mêmes pouvoirs pour l'accomplissement des missions confiées à la commission.

Les enquêtes donnent lieu à procès-verbal. Un double en est transmis dans les cinq jours aux parties intéressées.

Le ministre chargé de l'énergie ou la Commission de régulation de l'énergie désignent toute personne compétente pour réaliser, le cas échéant, une expertise.

II. - Les fonctionnaires et agents mentionnés au I accèdent à toutes les informations utiles détenues par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et obtiennent de lui tout renseignement ou toute justification. A tout moment, ils peuvent accéder à tous locaux ou moyens de transport à usage professionnel relevant de ce gestionnaire, et procéder à toutes constatations.

Les fonctionnaires et agents mentionnés au I ont également accès aux établissements, terrains, locaux et véhicules professionnels, à l'exclusion des domiciles et parties de locaux servant de domicile, qui relèvent des entreprises exerçant une activité de production, de distribution ou de fourniture d'électricité ou de gaz naturel, une activité de transport ou de stockage de gaz naturel ou une activité de traitement de gaz naturel liquéfié. Ils peuvent pénétrer dans ces lieux entre 8 heures et 20 heures et en dehors de ces heures lorsqu'une activité mentionnée au présent alinéa est en cours.

Les fonctionnaires et agents mentionnés au I reçoivent, à leur demande, communication des documents comptables et factures, de toute pièce ou document utile, en prennent copie, et recueillent, sur convocation ou sur place, les renseignements et justifications propres à l'accomplissement de leur mission.

III. - Les manquements visés aux articles 40 et 41 sont constatés par les fonctionnaires et agents mentionnés au I.

Ces manquements font l'objet de procès-verbaux qui, ainsi que les sanctions maximales encourues, sont notifiés à la ou aux personnes concernées et communiqués au ministre chargé de l'énergie ou à la Commission de régulation de l'énergie. La ou les personnes concernées sont invitées à présenter leurs observations écrites ou orales dans un délai de quinze jours à compter de cette notification, sans préjudice des droits prévus au 4° de l'article 40.

Article 34

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 I (JORF 4 janvier 2003).

En dehors des cas visés à l'article 33, les fonctionnaires et agents habilités en vertu du même article ne peuvent procéder aux visites en tous lieux, ainsi qu'à la saisie de pièces et de documents, dans le cadre d'enquêtes demandées par le ministre de l'énergie, le ministre chargé de l'économie ou la Commission de régulation de l'énergie, que sur autorisation judiciaire, donnée par ordonnance du président du tribunal de grande instance dans le ressort duquel sont situés les lieux à visiter ou d'un juge délégué par lui. Lorsque ces lieux sont situés dans le ressort de plusieurs juridictions et qu'une action simultanée doit être menée dans chacun d'eux, une ordonnance unique peut être délivrée par l'un des présidents compétents.

Le juge vérifie que la demande d'autorisation qui lui est soumise comporte tous les éléments d'information de nature à justifier la visite.

La visite et la saisie s'effectuent sous l'autorité et le contrôle du juge qui les a autorisées. Il désigne un ou plusieurs officiers de police judiciaire chargés d'assister à ces opérations et de le tenir informé de leur déroulement. Lorsqu'elles ont lieu en dehors du ressort de la juridiction à laquelle il appartient, il délivre une commission rogatoire pour exercer ce contrôle au président du tribunal de grande instance dans le ressort duquel s'effectue la visite.

Le juge peut se rendre dans les locaux pendant l'intervention, dont il peut, à tout moment, décider la suspension ou l'arrêt.

L'ordonnance mentionnée au premier alinéa n'est susceptible que d'un pourvoi en cassation selon les règles prévues par le code de procédure pénale. Ce pourvoi n'est pas suspensif.

La visite, qui ne peut commencer avant 6 heures ou après 21 heures, est effectuée en présence de l'occupant des lieux ou de son représentant.

Les enquêteurs, l'occupant des lieux ou son représentant ainsi que l'officier de police judiciaire peuvent seuls prendre connaissance des pièces et documents avant leur saisie.

Les inventaires et mises sous scellés sont réalisés conformément à l'article 56 du code de procédure pénale. Les originaux du procès-verbal et de l'inventaire sont transmis au juge qui a ordonné la visite. Les pièces et documents qui ne sont plus utiles à la manifestation de la vérité sont restitués à l'occupant des lieux.

Article 35

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 I (JORF 4 janvier 2003).

Les membres et agents de la Commission de régulation de l'énergie exercent leurs fonctions en toute impartialité, sans recevoir d'instruction du Gouvernement, ni d'aucune institution, personne, entreprise ou organisme.

Les membres et agents de la Commission de régulation de l'énergie sont tenus au secret professionnel pour les faits, actes et renseignements dont ils ont pu avoir connaissance en raison de leurs fonctions. En particulier, les membres et agents de la commission ne communiquent pas les documents administratifs qui sont protégés par la loi n° 78-753

du 17 juillet 1978 portant diverses mesures d'amélioration des relations entre l'administration et le public et diverses dispositions d'ordre administratif, social et fiscal.

Le non-respect du secret professionnel, établi par une décision de justice, entraîne la cessation d'office des fonctions au sein de la Commission de régulation de l'énergie.

Article 36

Abrogé par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 12 (JORF 4 janvier 2003).

Article 37

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 I (JORF 4 janvier 2003).

Dans le respect des dispositions législatives et réglementaires, la Commission de régulation de l'énergie précise, en tant que de besoin, par décision publiée au Journal officiel de la République française, les règles concernant :

- 1° Les missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux, en application des articles 14 et 18 ;
- 2° Les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, en application des articles 14 et 18 ;
- 3° Les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, en application de l'article 23 ;
- 4° La mise en oeuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts, en application des articles 15 et 19 ;
- 5° La conclusion de contrats d'achat et de protocoles par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution, en application du III de l'article 15 ;
- 6° Les périmètres de chacune des activités comptablement séparées, les règles d'imputation comptable appliquées pour obtenir les comptes séparés et les principes déterminant les relations financières entre ces activités, conformément aux articles 25 et 26.

Article 38

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 45 (JORF 11 août 2004).

I. - En cas de différend entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, entre les opérateurs et les utilisateurs des

ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, entre les exploitants et les utilisateurs des installations de stockage de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de gaz naturel liquéfié, lié à l'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats et protocoles visés au III de l'article 15 et à l'article 23 de la présente loi ou des contrats et protocoles visés à l'article 2 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée, la Commission de régulation de l'énergie peut être saisie par l'une ou l'autre des parties.

Dans des conditions fixées par décret en Conseil d'Etat, la commission se prononce dans un délai de deux mois, qu'elle peut porter à quatre mois si elle l'estime utile, après avoir diligenté, si nécessaire, une enquête dans les conditions fixées à l'article 33 et mis les parties à même de présenter leurs observations. Le délai de quatre mois précité peut toutefois être prorogé sous réserve de l'accord de la partie plaignante. Sa décision est motivée et précise les conditions d'ordre technique et financier de règlement du différend dans lesquelles l'accès aux réseaux, ouvrages et installations mentionnés au premier alinéa ou leur utilisation sont, le cas échéant, assurés. Elle est notifiée aux parties et publiée au Journal officiel de la République française, sous réserve des secrets protégés par la loi.

En cas d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux, ouvrages et installations mentionnés au premier alinéa ou à leur utilisation, la commission peut, après avoir entendu les parties en cause, ordonner les mesures conservatoires nécessaires en vue notamment d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux.

II. - Les décisions prises par la Commission de régulation de l'énergie en application du présent article sont susceptibles de recours en annulation ou en réformation dans un délai d'un mois à compter de leur notification.

Le recours n'est pas suspensif. Toutefois, le sursis à exécution de la décision peut être ordonné par le juge, si celle-ci est susceptible d'entraîner des conséquences manifestement excessives ou s'il est survenu, postérieurement à sa notification, des faits nouveaux d'une exceptionnelle gravité.

Les mesures conservatoires ordonnées par la Commission de régulation de l'énergie peuvent, au maximum quinze jours après leur notification, faire l'objet d'un recours en annulation ou en réformation. Ce recours est jugé dans le délai d'un mois.

Les recours contre les décisions et mesures conservatoires prises par la Commission de régulation de l'énergie en application du présent article sont de la compétence de la cour d'appel de Paris.

Le pourvoi en cassation formé, le cas échéant, contre l'arrêt de la cour d'appel est exercé dans le délai d'un mois suivant la notification ou la signification de cet arrêt.

Article 39

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 II (JORF 4 janvier 2003).

Le président de la Commission de régulation de l'énergie saisit le Conseil de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice

de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité ou du gaz naturel. Cette saisine peut être introduite dans le cadre d'une procédure d'urgence, conformément à l'article L. 464-1 du code de commerce. Il peut également le saisir, pour avis, de toute autre question relevant de sa compétence.

Le Conseil de la concurrence communique à la Commission de régulation de l'énergie toute saisine entrant dans le champ des compétences de celle-ci. Il peut également saisir la commission, pour avis, de toute question relative aux secteurs de l'électricité ou du gaz naturel.

Article 40

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13 (JORF 4 janvier 2003).

La Commission de régulation de l'énergie peut, soit d'office, soit à la demande du ministre chargé de l'énergie, d'une organisation professionnelle, d'une association agréée d'utilisateurs ou de toute autre personne concernée, sanctionner les manquements qu'elle constate de la part des gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel ou des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié ou des utilisateurs de ces réseaux, ouvrages et installations, dans les conditions suivantes :

1° En cas de manquement d'un gestionnaire, d'un opérateur, d'un exploitant ou d'un utilisateur d'un réseau, d'un ouvrage ou d'une installation mentionné au premier alinéa à une disposition législative ou réglementaire relative à l'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation, à une décision prise par la Commission de régulation de l'énergie ou à une règle d'imputation, à un périmètre ou à un principe approuvés par elle en application des articles 25 et 26 de la présente loi ou de l'article 8 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée, la commission le met en demeure de s'y conformer dans un délai déterminé. Elle peut rendre publique cette mise en demeure.

Lorsque l'intéressé ne se conforme pas dans les délais fixés à cette mise en demeure, la commission peut prononcer à son encontre, en fonction de la gravité du manquement :

a) Une interdiction temporaire d'accès aux réseaux, ouvrages et installations mentionnés au premier alinéa pour une durée n'excédant pas un an ;

b) Si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale, une sanction pécuniaire, dont le montant est proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés, sans pouvoir excéder 3 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos, porté à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. A défaut d'activité permettant de déterminer ce plafond, le montant de la sanction ne peut excéder 150000 euros, porté à 375000 euros en cas de nouvelle violation de la même obligation. Si le manquement a déjà fait l'objet d'une sanction pécuniaire au titre d'une autre législation, la sanction pécuniaire éventuellement prononcée par la commission est limitée de sorte que le montant global des sanctions pécuniaires ne dépasse pas le montant le plus élevé de l'une des sanctions encourues ;

2° Les mêmes sanctions sont encourues lorsque le gestionnaire, l'opérateur, l'exploitant ou l'utilisateur d'un réseau, d'un ouvrage ou d'une installation mentionné au premier

alinéa ne s'est pas conformé dans les délais requis à une décision prise par la commission en application de l'article 38 de la présente loi, sans qu'il y ait lieu de le mettre préalablement en demeure ;

3° En cas de manquement soit d'un gestionnaire, d'un opérateur ou d'un exploitant d'un réseau, d'un ouvrage ou d'une installation mentionné au premier alinéa, soit d'une autre entreprise exerçant une activité dans le secteur de l'électricité ou du gaz naturel aux obligations de communication de documents et d'informations prévues notamment aux articles 12, 23 et 33 de la présente loi et aux articles 2, 6, 8 et 9 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée, ou à l'obligation de donner accès à leur comptabilité, ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales prévue à l'article 27 de la présente loi, la Commission de régulation de l'énergie met l'intéressé en demeure de s'y conformer dans un délai qu'elle détermine ;

Lorsque l'intéressé ne se conforme pas à cette mise en demeure dans le délai fixé ou fournit des renseignements incomplets ou erronés, la Commission de régulation de l'énergie peut prononcer à son encontre les sanctions prévues au 1° ;

4° Les sanctions sont prononcées après que le gestionnaire, l'opérateur, l'exploitant ou l'utilisateur d'un réseau, d'un ouvrage ou d'une installation mentionné au premier alinéa a reçu notification des griefs et a été mis à même de consulter le dossier et de présenter ses observations écrites et verbales, assisté par une personne de son choix.

Les sanctions pécuniaires sont recouvrées comme les créances de l'Etat étrangères à l'impôt et au domaine ;

5° L'instruction et la procédure devant la Commission de régulation de l'énergie sont contradictoires ;

6° La Commission de régulation de l'énergie ne peut être saisie de faits remontant à plus de trois ans s'il n'a été fait aucun acte tendant à leur recherche, leur constatation ou leur sanction ;

7° Les décisions sont motivées, notifiées à l'intéressé et publiées au Journal officiel de la République française. Elles peuvent faire l'objet d'un recours de pleine juridiction et d'une demande de sursis à exécution devant le Conseil d'Etat. Lorsqu'elles concernent des sanctions pécuniaires, les demandes de sursis ont un caractère suspensif.

Article 41

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 4 II (JORF 11 août 2004).

Le ministre chargé de l'énergie prononce, dans les mêmes conditions que celles fixées à l'article 40, une sanction pécuniaire, le retrait ou la suspension, pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation d'exploiter une installation à l'encontre des auteurs des manquements qu'il constate aux obligations de paiement des contributions prévues à l'article 5.

Il peut prononcer, dans les conditions définies au premier alinéa, la ou les sanctions pécuniaire et administrative prévues à cet alinéa à l'encontre des auteurs de manquements qu'il constate :

- aux obligations de paiement des contributions prévues à l'article 48 ;
- à une disposition législative ou réglementaire relative à la production, à l'éligibilité, à la fourniture de secours ou de dernier recours ou à l'activité d'achat pour revente d'électricité, telles que définies aux articles 7 à 10, 15 et 22, ou aux prescriptions du titre en vertu duquel cette activité est exercée ;
- à l'obligation de fourniture des données prévue à l'article 47.

Article 42

Modifié par Ordonnance n°2000-916 du 19 septembre 2000 art. 3 (JORF 22 septembre 2000 en vigueur le 1er janvier 2002).

Le fait d'exploiter une installation de production d'électricité sans être titulaire de l'autorisation mentionnée à l'article 7 ou de construire ou de mettre en service une ligne directe sans être titulaire de l'autorisation visée à l'article 24 est puni d'un an d'emprisonnement et de 150000 euros d'amende.

Le fait de s'opposer de quelque façon que ce soit à l'exercice des fonctions dont les fonctionnaires et agents désignés aux articles 33 et 34 sont chargés ou de refuser de leur communiquer les éléments mentionnés au II de l'article 33 et à l'article 34 est puni de six mois d'emprisonnement et de 7500 euros d'amende.

Les personnes physiques coupables des infractions prévues aux alinéas précédents encourent également les peines complémentaires suivantes :

1° La fermeture temporaire ou à titre définitif de l'un, de plusieurs, ou de l'ensemble des établissements de l'entreprise appartenant à la personne condamnée ;

2° L'interdiction d'exercer l'activité professionnelle ou sociale dans l'exercice ou à l'occasion de l'exercice de laquelle l'infraction a été commise, suivant les modalités prévues par l'article 131-27 du code pénal ;

3° L'affichage ou la diffusion de la décision prononcée, dans les conditions prévues par l'article 131-35 du code pénal.

Les personnes morales peuvent être déclarées responsables pénalement des infractions définies aux deux premiers alinéas du présent article, dans les conditions prévues par l'article 121-2 du code pénal.

Les peines encourues par les personnes morales sont :

1° L'amende, suivant les modalités prévues à l'article 131-38 du code pénal ;

2° La fermeture temporaire, pour une durée de cinq ans au plus, ou à titre définitif de l'un, de plusieurs, ou de l'ensemble des établissements de l'entreprise appartenant à la personne condamnée ;

3° L'interdiction, à titre définitif ou pour une durée de cinq ans au plus, d'exercer directement ou indirectement l'activité professionnelle ou sociale dans l'exercice ou à l'occasion de l'exercice de laquelle l'infraction a été commise ;

4° L'affichage ou la diffusion de la décision prononcée, dans les conditions prévues par l'article 131-35 du code pénal.

Article 43

Modifié par Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 art. 13, art. 32 III (JORF 4 janvier 2003).

Sont qualifiés pour procéder, dans l'exercice de leurs fonctions, à la recherche et à la constatation des infractions à la présente loi et à la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée les fonctionnaires et agents habilités par le ministre chargé de l'énergie et les agents de la Commission de régulation de l'énergie habilités par le président, mentionnés aux premier et deuxième alinéas du I de l'article 33, et assermentés dans des conditions définies par décret en Conseil d'Etat.

Pour la recherche et la constatation de ces infractions, ces fonctionnaires et agents disposent des pouvoirs d'enquête définis à l'article 33.

Les infractions pénales prévues par la présente loi et par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée sont constatées par des procès-verbaux qui sont adressés, sous peine de nullité, dans les cinq jours qui suivent leur clôture, au procureur de la République. Une copie en est remise dans le même délai à l'intéressé. Ces procès-verbaux font foi jusqu'à preuve contraire.

Le procureur de la République est préalablement informé des opérations envisagées en vue de la recherche des infractions. Il peut s'opposer à ces opérations.

Titre VII : L'objet d'Electricité de France.

Article 44

Abrogé par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

Article 45

Titre VII : Dispositions sociales.

Article 46

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 23, art. 33 (JORF 11 août 2004).

Electricité de France tient, dans sa comptabilité interne, un compte séparé pour la compensation, entre les employeurs dont le personnel relève du statut, des charges supportées au titre des maladies, maternités, accidents du travail et maladies professionnelles, des avantages familiaux et des avantages à titre militaire tels que prévus audit statut.

Un décret en Conseil d'Etat fixe les modalités d'application du présent article et organise notamment les conditions du contrôle utile à l'application des dispositions prévues à l'alinéa précédent.

Nota - Loi n° 2004-803 du 9 août 2004, art. 23, alinéa 2 : Les modalités de contrôle prévues en application des dispositions de l'article 46 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée et relatives aux prestations d'invalidité vieillesse et décès restent applicables pour l'exercice comptable 2004.

Titre VIII : Dispositions applicables à Mayotte.

Article 46-1

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

I. - A Mayotte, le service public de l'électricité est régi par les dispositions du deuxième alinéa du I de l'article 4, du I de l'article 5, de l'article 6, des I, II et IV de l'article 7, des articles 8 et 9, du dernier alinéa de l'article 18, des articles 19 et 20, du premier alinéa de l'article 21, des titres IV, V et VI et des articles 47 et 49 de la présente loi, ainsi que par les dispositions des articles 46-2 à 46-5 ci-après.

Pour l'application à Mayotte du I de l'article 5 et des articles 8, 25 et 49, les droits et obligations impartis à Electricité de France, à la Compagnie nationale du Rhône et aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sont conférés à la société concessionnaire de la distribution publique d'électricité à Mayotte.

II. - Sont également applicables à Mayotte la loi du 15 juin 1906 modifiée sur les distributions d'énergie et la loi du 16 octobre 1919 modifiée relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

Article 46-2

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

A Mayotte, le service public de l'électricité est organisé, chacun pour ce qui le concerne, par l'Etat et la collectivité départementale de Mayotte.

La collectivité départementale de Mayotte, autorité concédante de la distribution publique d'électricité au titre de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, négocie et

conclut un contrat de concession et exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges.

Article 46-3

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

A Mayotte, le service public de l'électricité assure le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, le développement et l'exploitation des réseaux publics d'électricité, ainsi que la fourniture d'électricité aux clients éligibles et non éligibles dans les conditions définies ci-après.

I. - Les producteurs contribuent à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité arrêtée par le ministre chargé de l'énergie et à garantir l'approvisionnement de Mayotte en électricité. Les charges qui en découlent font l'objet d'une compensation intégrale dans les conditions prévues au I de l'article 5.

II. - La société concessionnaire de la distribution publique d'électricité à Mayotte assure l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux publics de distribution d'électricité afin de permettre la desserte rationnelle du territoire de Mayotte dans le respect de l'environnement et de garantir, dans des conditions non discriminatoires, le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs à ces réseaux, ainsi que l'accès à ces derniers.

III. - Dans l'exercice de sa mission de fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles au sens de l'article 22 de la présente loi, la société concessionnaire de la distribution publique d'électricité à Mayotte favorise la maîtrise de la demande d'électricité.

Article 46-4

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

Les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles et les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution à Mayotte seront, dans un délai qui ne peut excéder cinq ans à compter du 14 décembre 2002, progressivement alignés sur ceux de la métropole. Cet alignement se fera par priorité au profit des consommateurs modestes et du centre hospitalier de Mayotte. Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie, de l'énergie et de l'outre-mer fixe la procédure et les conditions de cet alignement.

Une fois l'alignement réalisé, et au plus tard à l'expiration du délai de cinq ans mentionné ci-dessus, les tarifs en vigueur en métropole s'appliquent à Mayotte.

Article 46-5

Modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 33 (JORF 11 août 2004).

Pour l'application à Mayotte du seuil d'éligibilité des consommateurs finals d'électricité défini à l'article 22 de la présente loi, des mesures d'adaptation sont prises, en tant que de besoin, par décret en Conseil d'Etat.

Titre IX : Dispositions diverses ou transitoires.

Article 47

Toute personne physique ou morale qui produit, transporte, distribue, importe, exporte ou fournit de l'électricité est tenue d'adresser au ministre chargé de l'énergie toutes les données relatives à son activité et qui sont nécessaires :

1° A l'établissement de statistiques aux fins d'élaboration de la politique énergétique en matière d'électricité et de communication à des organismes spécialisés dans le cadre des engagements internationaux de la France ;

2° A la transmission à la Commission des Communautés européennes des éléments nécessaires au calcul de la part communautaire moyenne qui définit le degré d'ouverture du marché communautaire de l'électricité ;

3° A la définition des clients éligibles mentionnés à l'article 22 ;

4° Au suivi de l'impact de la présente loi sur le niveau et la structure de l'emploi dans le secteur de l'électricité.

La liste des données à fournir est fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Le Gouvernement communique la synthèse de ces données aux commissions du Parlement compétentes en matière d'électricité. Cette synthèse fait, le cas échéant, l'objet d'une publication.

Les agents chargés de recueillir et exploiter ces données sont tenus au secret professionnel.

Les informations recueillies en application du présent article, lorsqu'elles sont protégées par un secret visé à l'article 6 de la loi n° 78-753 du 17 juillet 1978 précitée, ne peuvent être divulguées.

Article 48

A compter de la publication de la présente loi, les charges ultérieures au 19 février 1999 et résultant d'engagements ou de garanties d'exploitation accordées aux opérateurs du secteur électrique avant le 19 février 1997 peuvent faire l'objet d'un financement spécifique dans les conditions ci-après.

Ces charges concernent les contrats de type "appel modulable" passés par Electricité de France avec les producteurs autonomes de pointe.

Ces charges sont évaluées, financées et recouvrées selon les mêmes modalités que celles définies au I de l'article 5 pour les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité.

Un décret en Conseil d'Etat détermine les modalités d'application du présent article.

Article 49

Lorsqu'un client éligible exerce, pour un site donné tel que défini à l'article 22 de la présente loi, les droits accordés au III de ce même article, les contrats en cours concernant la fourniture de ce site par Electricité de France ou les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont résiliés de plein droit.

Article 50

Les contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi entre Electricité de France ou les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, peuvent être dénoncés par les producteurs d'électricité moyennant un préavis de trois mois, sans que puissent être opposées les clauses d'exclusivité que peuvent comporter ces contrats.

A compter de la date de publication de la présente loi, les surcoûts qui peuvent résulter des contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi entre Electricité de France ou les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, font l'objet, lorsqu'ils sont maintenus et jusqu'au terme initialement fixé lors de leur conclusion, d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la présente loi.

Par dérogation aux premier et deuxième alinéas, les contrats et conventions précités qui lient Electricité de France à une entreprise du secteur public sont révisés par les parties dans un délai d'un an à compter de la publication de la présente loi, afin de les mettre en conformité avec ses dispositions. A défaut d'accord entre les parties dans ce délai, un comité, composé de deux membres désignés respectivement par Electricité de France et par son ou ses cocontractants et d'un président désigné par le ministre chargé de

l'énergie, détermine, par une décision prise à la majorité dans un délai de six mois, les conditions de révision desdits contrats et conventions, et notamment les conditions de l'éventuelle indemnisation. Cette décision peut faire l'objet d'un recours de plein contentieux devant le Conseil d'Etat statuant en premier et dernier ressort.

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas aux contrats mentionnés au deuxième alinéa de l'article 48, ainsi qu'aux conventions et contrats venant à expiration dans un délai inférieur à deux ans à compter de la publication de la présente loi.

Article 51

En tant que de besoin, les contrats de concessions de distribution publique d'électricité et les règlements de service des régies en vigueur à la date de publication des décrets prévus au II de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales sont mis en conformité avec les dispositions de ces décrets, dans un délai fixé, pour chaque décret, à deux ans à compter de sa date de publication.

Article 52

Article 53

I. - (paragraphe modificateur).

II. - Sous réserve des décisions de justice passées en force de chose jugée, sont validés les actes réglementaires, décisions, accords, contrats et marchés signés par les services nationaux Electricité de France ou Gaz de France antérieurement à la date de publication de la présente loi, en tant qu'ils ont été pris ou conclus sur le fondement de délibérations de leur conseil d'administration par lesquelles le conseil a délégué certaines de ses compétences à son président ou au directeur du service national, avec le cas échéant faculté de les subdéléguer.

Les mêmes actes sont validés, en tant qu'ils seront signés sur le fondement de ces mêmes délibérations, jusqu'à la publication de nouvelles délégations et subdélégations de compétences dans les formes prévues au dernier alinéa de l'article 20 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et, au plus tard, jusqu'au terme d'une période de deux mois suivant la date de publication de la présente loi.

Article 54

Sont abrogés :

1° L'article 27 de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique ;

2° L'article 8 de la loi du 27 mai 1921 approuvant le programme des travaux d'aménagement du Rhône de la frontière suisse à la mer ;

3° Le décret n° 55-549 du 20 mai 1955 relatif à la réalisation du deuxième plan de modernisation et d'équipement de l'énergie électrique (1954-1957) et le décret n° 60-935 du 31 août 1960 étendant certaines dispositions du décret n° 55-549 du 20 mai 1955 précité ;

4° Le décret n° 55-662 du 20 mai 1955 réglant les rapports entre les établissements visés par les articles 2 et 23 de la loi du 8 avril 1946 et les producteurs autonomes d'énergie électrique.

Article 55

Par le Président de la République :

Jacques Chirac.

Le Premier ministre,

Lionel Jospin.

Le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie,

Christian Sautter.

Le secrétaire d'Etat à l'industrie,

Christian Pierret.

Loi n° 2000-108.

- Directive communautaire :

Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes sur le marché de l'électricité.

- Travaux préparatoires :

Assemblée nationale :

Projet de loi n° 1253 ;

Rapport de M. Christian Bataille, au nom de la commission de la production, n° 1371 ;

Avis de M. Jean-Louis Dumont, au nom de la commission des finances, n° 1383 ;

Discussion les 16, 17 et 18 février 1999 et adoption, après déclaration d'urgence, le 2 mars 1999.

Sénat :

Projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale, n° 243 (1998-1999) ;

Rapport de M. Henri Revol, au nom de la commission des affaires économiques, n° 502 (1998-1999) ;

Discussion les 5, 6 et 7 octobre 1999 et adoption le 7 octobre 1999.

Assemblée nationale :

Projet de loi, adopté par le Sénat, n° 1840 ;

Rapport de M. Christian Bataille, au nom de la commission mixte paritaire, n° 1939.

Sénat :

Rapport de M. Henri Revol, au nom de la commission mixte paritaire, n° 82 (1999-2000).

Assemblée nationale :

Projet de loi, adopté par le Sénat, n° 1840 ;

Rapport de M. Christian Bataille, au nom de la commission de la production, n° 2004 ;

Discussion les 18 et 19 janvier 2000 et adoption le 19 janvier 2000.

Sénat :

Projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale en nouvelle lecture, n° 174 (1999-2000) ;

Rapport de M. Henri Revol, au nom de la commission des affaires économiques, n° 175 (1999-2000) ;

Discussion et adoption le 25 janvier 2000.

Assemblée nationale :

Projet de loi, modifié par le Sénat en nouvelle lecture, n° 2110 ;

Rapport de M. Christian Bataille, au nom de la commission de la production ;

Discussion et adoption le 1er février 2000.



Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité



SCHÉMA DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

> 2003 - 2013

AVERTISSEMENT

Le présent document a été établi à partir des volets régionaux élaborés au sein d'instances de concertation régionales entre fin 2002 et mi 2004. A cette époque, aucune décision n'ayant été prise quant à l'emplacement du futur réacteur nucléaire EPR, dont l'implantation est aujourd'hui envisagée sur le site de Flamanville (Basse Normandie), la capacité de production correspondante n'a pas été prise en compte dans les hypothèses concernant la production.

La prochaine mise à jour du Schéma de développement du réseau public de transport prendra en compte le projet de réacteur EPR, son insertion dans le système électrique, ainsi que les conclusions et enseignements des débats publics qui auront été menés sur ces projets.



Sommaire

1	QU'EST-CE QUE LE SCHÉMA DE DÉVELOPPEMENT ?	4
1.1	Une triple exigence	4
1.2	Insertion dans le processus prévisionnel	5
1.2.1	Les besoins énergétiques	5
1.2.2	Les besoins en infrastructures de transport	5
1.2.3	Du schéma de développement aux projets d'évolution du réseau	5
1.3	Modalités d'élaboration	6
1.4	Composition du document	6
2	LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ AUJOURD'HUI	7
2.1	Fonctions du réseau de transport dans le système électrique	7
2.1.1	Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 000 volts	7
2.1.2	Les réseaux de répartition 225 000 volts et haute tension	7
2.2	Les enjeux du développement du réseau	7
2.2.1	Les objectifs du développement	7
2.2.2	Le contexte du développement du réseau	9
2.3	Caractéristiques du réseau en 2002	10
2.3.1	Encombrement du territoire	10
2.3.2	Dynamique de développement et croissance de la consommation	10
2.3.3	La pyramide des âges	11
3	CORPS D'HYPOTHÈSES	12
3.1	Hypothèses concernant la consommation	12
3.1.1	Une vision nationale basée sur une approche sectorielle...	12
3.1.2	... déclinée régionalement et complétée par une approche locale	14
3.2	Hypothèses concernant la production	15
3.2.1	Le parc de production aujourd'hui	15
3.2.2	Évolution du parc de production	15

3.3	Hypothèses concernant les échanges en Europe	19
3.4	Concertation sur les hypothèses	20
4	LES DIFFÉRENTS TYPES DE CONTRAINTES	21
4.1	Typologie	21
4.1.1	La sécurité d'alimentation	21
4.1.2	Le raccordement des clients	21
4.1.3	La performance technique et économique du système	21
4.1.4	Le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine	21
4.1.5	Robustesse face aux phénomènes climatiques extrêmes	22
4.2	Détection des contraintes : méthode	23
4.2.1	Simulation des situations à risque	23
4.2.2	Analyse de la qualité de fourniture	25
4.2.3	Expertise des ouvrages	25
4.2.4	De la détection à la résolution des contraintes	26
5	EXPOSÉ DES CONTRAINTES DU RÉSEAU À MOYEN / LONG TERME	27
5.1	Sécurité d'alimentation électrique	27
5.1.1	Des contraintes avérées levées par des projets à court terme	27
5.1.2	Des contraintes qui appelleront des réaménagements du réseau à moyen terme	29
5.2	Raccordement des clients	30
5.2.1	Raccordements de postes sources	30
5.2.2	Raccordements de clients identifiés	32
5.2.3	Raccordements de producteurs éoliens	33
5.3	Performance technique et économique du système	34
5.3.1	Difficultés d'évacuation de la production	34
5.3.2	Pénalisation des échanges transfrontaliers	35
5.4	Maintien en conditions opérationnelles du patrimoine	36
5.4.1	Des projets en cours d'instruction	36
5.4.2	Un diagnostic des besoins à poursuivre	38
5.5	Les contraintes sur le réseau de grand transport à 400 000 volts	38
5.5.1	Quelques contraintes relatives à la sécurité d'alimentation	38
5.5.2	Des goulets d'étranglement sur le réseau coûteux pour la collectivité	38
5.5.3	Une problématique de renouvellement encore relativement marginale	39



6 CONCLUSION 41

6.1	Un premier exercice	41
6.2	Les hypothèses	41
6.3	Les contraintes et les projets	42
6.4	Perspectives pour les exercices suivants	43

BIBLIOGRAPHIE 44

ANNEXE 1 45

CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE ET ADMINISTRATIF RELATIF AUX PROJETS DE RÉSEAU

ANNEXE 2 47

DESCRIPTION DES CONTRAINTES PAR RÉGION ADMINISTRATIVE

Région Alsace	48
Région Aquitaine	52
Région Auvergne	56
Région Basse-Normandie	60
Région Bourgogne	64
Région Bretagne	68
Région Centre	72
Région Champagne-Ardenne	76
Région Franche-Comté	80
Région Haute-Normandie	84
Région Île-de-France	88
Région Languedoc-Roussillon	92
Région Limousin	96
Région Lorraine	100
Région Midi-Pyrénées	104
Région Nord-Pas-de-Calais	108
Région Provence-Alpes-Côte d'Azur	112
Région Pays de la Loire	116
Région Picardie	120
Région Poitou-Charentes	124
Région Rhône-Alpes	128



Qu'est-ce que le Schéma de développement ?

1 Les Schémas de services collectifs ont été adoptés par décret du 18 avril 2002. Ils traduisent la volonté de planification à long terme de neuf politiques publiques structurantes pour l'aménagement du territoire, en intégrant les impératifs du développement durable. Le Schéma de l'énergie a pour objectifs une meilleure exploitation des ressources locales d'énergie et la relance des efforts d'utilisation rationnelle de l'énergie dans les transports, l'industrie et les activités résidentielles et tertiaires. Il procède d'un diagnostic des perspectives d'évolution de la demande, de la situation des différentes régions au regard des enjeux de production et de consommation d'énergie, des potentiels d'économie d'énergie et de valorisation des énergies décentralisées susceptibles d'être développés, et des conséquences attendues des accords de Kyoto sur cette politique.

Assurer le développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité constitue l'une des missions fondamentales du service public de l'électricité, pour garantir un approvisionnement électrique de qualité sur l'ensemble du territoire.

Les décisions en matière de développement du réseau sont complexes, dans la mesure où elles font intervenir certains paramètres dont RTE, gestionnaire du réseau public de transport, n'a pas la maîtrise. Il s'agit, pour l'essentiel, de la croissance de la demande d'électricité d'une part, et des décisions concernant les moyens de production (création de nouveaux moyens de production, modalités d'utilisation des centrales) d'autre part. Par ailleurs, la création de nouvelles lignes électriques soulève le plus souvent des questions difficiles en matière d'insertion environnementale.

Le développement du réseau public de transport doit donc s'inscrire dans une démarche de planification, de manière à anticiper l'apparition de ces difficultés, voire à les retarder. Cette démarche doit ensuite permettre de mieux justifier les projets de développement du réseau public de transport. Dans cette optique, la loi du 10 février 2000 (cf. [1] page 44) de modernisation du service public de l'électricité, qui fixe les conditions de la mise en place du marché de l'électricité, a prévu l'élaboration par RTE d'un Schéma de développement du réseau public de transport de l'électricité, présentant une vision globale des contraintes du réseau de transport à un horizon de moyen / long terme. Conformément à la loi, ce schéma est établi tous les deux ans, et est approuvé par le ministre chargé de l'Énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

1.1 UNE TRIPLE EXIGENCE

Le schéma de développement du réseau public de transport d'électricité répond à trois exigences principales :

- **une exigence réglementaire** : la loi du 10 février 2000 (cf. [1] page 44) prévoit l'élaboration d'un Schéma de développement du réseau public de transport qui tienne compte des Schémas de services collectifs de l'énergie⁽¹⁾ (cf. [2] page 44).

La circulaire du 9 septembre 2002 (cf. [3] page 44) précise les grandes lignes de son contenu : le Schéma de développement doit faire apparaître les zones du territoire national dites « zones de fragilité électrique », pour lesquelles le renforcement ou le développement du réseau public de transport d'électricité sera vraisemblablement nécessaire à un horizon de dix à quinze ans, en vue de satisfaire les besoins des consommateurs ou des producteurs ;

- **une exigence de concertation** : l'accord « Réseaux électriques et environnement » signé début 2002 (cf. [4] page 44) insiste sur la nécessaire concertation conduite en amont des projets de développement des réseaux. Le Schéma de développement constitue l'outil indispensable de dialogue et de réflexion pour permettre, en concertation, d'aboutir à une vision partagée des « zones de fragilité électrique ». Pour cela, un lieu unique de concertation, dont le fonctionnement est articulé avec celui des Conférences régionales d'aménagement et de développement du territoire (CRADT), est défini régionalement. La circulaire du 9 septembre 2002 précise les modalités d'organisation des instances de concertation, et indique, en outre, dans quelles conditions cette concertation se poursuit de façon approfondie, autour de chacun des projets destinés à résoudre les contraintes d'alimentation (voir annexe 1) ;

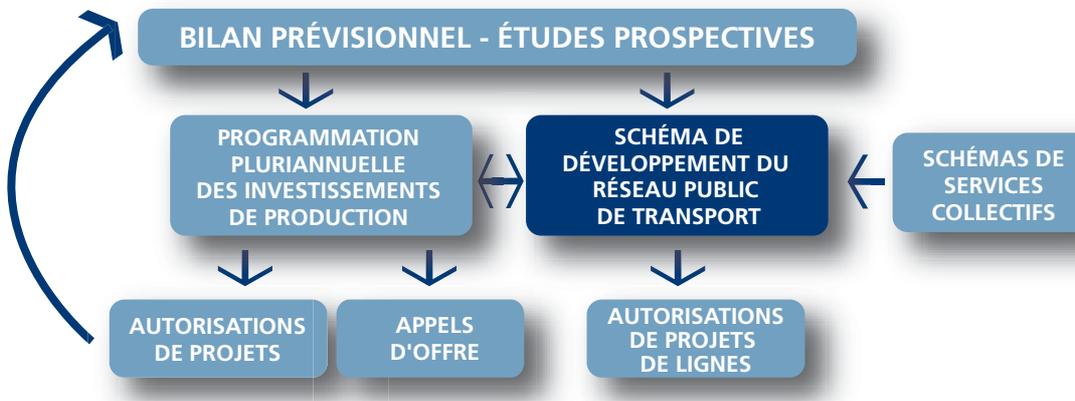
- **une exigence de vision à long terme de l'évolution des réseaux** : la durée de vie des ouvrages de réseau (de l'ordre d'une cinquantaine d'années), l'importance des coûts d'investissements associés et leurs délais de réalisation (de l'ordre de six à sept ans pour les lignes aériennes, voire une dizaine d'années dans certains cas) conduisent, en dépit d'un futur incertain, à inscrire les décisions dans un cadre de cohérence à long terme partagé par tous les acteurs impliqués dans cette problématique.



1.2 INSERTION DANS LE PROCESSUS PRÉVISIONNEL

Le Schéma de développement s'insère dans une logique globale de prévisions à moyen / long terme

de l'évolution du système électrique, que l'on peut résumer par le schéma suivant :



1.2.1 Les besoins énergétiques

En premier lieu, l'article 6 de la loi du 10 février 2000 prévoit la réalisation d'un « Bilan prévisionnel » (cf. [5] page 44). À travers l'examen de scénarios contrastés des perspectives de croissance de la demande et d'évolution des moyens de production à long terme, le Bilan prévisionnel établit un diagnostic prospectif de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, évalue les besoins en nouvelles capacités de production pour assurer dans la durée la sécurité d'approvisionnement au niveau national.

Le ministre chargé de l'Énergie s'appuie notamment sur le Bilan prévisionnel et les Schémas de services collectifs de l'énergie pour élaborer la Programmation pluriannuelle des investissements de production (cf. [6] page 44), qui fixe les objectifs en matière de développement de moyens de production par filière, c'est-à-dire par énergie primaire et technique de production. L'atteinte de ces objectifs s'appuie sur un système d'autorisation de projets et, le cas échéant, sur des appels d'offres portant sur les filières ou techniques dont le développement par les opérateurs serait inférieur aux objectifs de puissance minimale requise.

1.2.2 Les besoins en infrastructures de transport

Les études de développement du réseau de transport s'appuient sur un corps d'hypothèses élaboré par RTE à partir du Bilan prévisionnel, de la Programmation pluriannuelle des investissements de production, et de données recueillies localement. Ces études permettent d'identifier les contraintes susceptibles d'apparaître sur

le réseau à un horizon de dix à quinze ans, et recensées dans le Schéma de développement du réseau de transport d'électricité.

Inversement, l'identification de ces contraintes dans le Schéma de développement peut orienter le choix de la localisation des futurs moyens de production qui figurent dans la Programmation pluriannuelle des investissements de production. En effet, l'installation d'une production sur un site adéquat peut être de nature à limiter les contraintes sur les ouvrages du réseau, en rééquilibrant la circulation des flux d'électricité dans une zone donnée. Par ailleurs, les éléments apportés par le Schéma de développement permettent d'explicitier les besoins éventuels en moyens de production induits par les faiblesses locales des réseaux.

1.2.3 Du Schéma de développement aux projets d'évolution du réseau

Si le Schéma de développement n'a pas pour vocation de proposer les solutions possibles à tous les problèmes identifiés, il présente néanmoins les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, destinés à résorber des contraintes avérées ou susceptibles d'apparaître à court terme.

En complément, des études approfondies sont entreprises par RTE, afin d'étudier toutes les solutions permettant de résoudre les autres contraintes pour lesquelles un projet n'a pas encore été identifié. Ces études permettent de faire émerger le projet qui réalise le meilleur compromis entre coût, efficacité et insertion environnementale.

Après vérification de l'opportunité du projet par les services de l'État, une concertation préalable spécifique est organisée afin de définir, avec les élus et les associations représentatifs des populations concernées, les caractéristiques du projet ainsi que les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement. Le dossier résultant de cette concertation précise dans quelle mesure le projet s'inscrit dans les orientations du Schéma de développement préalablement établi, ou, le cas échéant, expose les besoins nouveaux à satisfaire qui n'avaient pas pu être pris en compte dans le Schéma. Ce n'est qu'à l'issue de ce processus que l'État délivre les autorisations nécessaires à la réalisation du projet (voir annexe 1).

1.3 MODALITÉS D'ÉLABORATION

La circulaire du 9 septembre 2002 (cf. [3] page 44) précise les modalités d'élaboration du Schéma de développement. En premier lieu, celui-ci est conçu à l'échelon régional. Dans cet objectif, une instance régionale de concertation est mise en place, soit à travers une commission dépendant de la Conférence régionale d'aménagement du territoire (CRADT), soit — en articulation avec la CRADT — par le Comité régional de concertation, dans le cas où une telle instance fonctionne déjà. Dans tous les cas, la CRADT est consultée et prononce un avis sur le volet régional du Schéma de développement.

L'instance chargée de l'élaboration du Schéma, pilotée par le préfet de région, est organisée autour de l'ensemble des acteurs susceptibles d'être concernés par le développement du réseau : représentants de l'État, des élus, des responsables socioprofessionnels, représentants de RTE, des distributeurs, des producteurs régionaux, des associations agréées de protection de l'environnement.

Les volets régionaux du Schéma de développement issus de la concertation sont bâtis autour des principes suivants :

- à partir de l'état des lieux du réseau électrique régional existant et des objectifs en matière de développement du réseau, le schéma se projette à un horizon de dix à quinze ans. Les évolutions de ce réseau dépendent évidemment de certains paramètres sur lesquels un consensus doit être établi dans le cadre des instances de concertation. Il s'agit, en particulier, du corps d'hypothèses permettant d'estimer les perspectives d'évolu-

tion de la consommation d'électricité et de la production de la région, qui tient compte des Schémas de services collectifs de l'énergie et de la Programmation pluriannuelle des investissements de production ;

- l'ensemble de ces données permet de constituer une carte des « zones de fragilité électrique », existantes ou à venir, mettant en évidence toutes les zones de la région pour lesquelles le renforcement ou le développement du réseau de transport sera vraisemblablement nécessaire, pour la bonne desserte de l'ensemble des clients ;
- enfin, la liste des projets de développement du réseau déjà en cours de concertation ou d'instruction réglementaire est proposée, en regard des contraintes électriques identifiées.

L'élaboration des volets régionaux du Schéma de développement, pour ce premier exercice, s'est déroulée sur une période d'une année, comprenant la mise en place ou, selon le cas, la réactivation des instances de concertation, puis la tenue des réunions techniques proprement dites.

Le présent document a été réalisé à partir des volets régionaux. Après avoir recueilli l'avis de la Commission de régulation de l'énergie le 9 décembre 2004, il a été approuvé par le ministre en charge de l'Énergie le 4 avril 2005.

1.4 COMPOSITION DU DOCUMENT

Le présent document s'appuie sur l'ensemble des volets régionaux élaborés au sein des instances régionales de concertation. Après un tour d'horizon des principaux enjeux liés au réseau de transport et à son développement, et une présentation du réseau de transport existant (chapitre 2), les principales hypothèses concernant l'évolution de la consommation et de la production d'électricité, ainsi que les principes méthodologiques utilisés pour les élaborer sont exposés au chapitre 3.

Le chapitre 4 propose une classification des contraintes à résoudre, et décrit la façon dont elles sont détectées dans les études prospectives menées par RTE. Les principales contraintes, identifiées aujourd'hui à moyen / long terme, et les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire permettant d'en résoudre une partie, sont ensuite décrits au chapitre 5. En annexe 2, figure une synthèse région par région des volets régionaux. ■



2

Le réseau de transport d'électricité aujourd'hui

À la sortie des principales centrales de production, l'électricité est portée à très haute tension (400 000 et / ou 225 000 volts), afin de pouvoir être transportée sur de longues distances. Jusqu'au consommateur final, l'énergie électrique circule en empruntant différents réseaux de lignes aériennes et souterraines de niveaux de tension décroissants : le réseau de transport d'électricité au niveau national et régional, exploité par RTE, puis les réseaux de distribution des collectivités locales exploités par les distributeurs d'électricité.

2.1 FONCTIONS DU RÉSEAU DE TRANSPORT DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Avec ses 100 000 kilomètres de lignes aériennes et souterraines, le réseau de transport d'électricité⁽²⁾ est au cœur du système électrique, et assure une double fonction d'interconnexion :

- au niveau national, l'interconnexion des réseaux publics de distribution et des installations de production ;
- au niveau international, l'interconnexion avec les réseaux de transport des pays voisins, ainsi que le raccordement des consommateurs finals qui ne peuvent être raccordés à un réseau public de distribution.

2.1.1 Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 000 volts

Le réseau 400 000 volts assure le transport de l'énergie à travers tout le territoire français. Il alimente les grandes zones de consommation et assure également l'interconnexion avec les pays limitrophes ; les groupes de production les plus puissants y sont raccordés directement.

Ses principales fonctions sont :

- d'assurer l'équilibre entre production et consommation d'électricité à l'échelle du territoire national, et de compenser les déséquilibres intra et interrégionaux et internationaux ;

- d'assurer un secours mutuel entre pays interconnectés dès que l'un d'eux enregistre un déficit de production ou une surconsommation imprévue, afin de limiter les risques d'incidents généralisés ;
- de permettre des échanges d'énergie sur l'ensemble du territoire français et avec les pays voisins, dans le cadre du marché européen de l'électricité.

2.1.2 Les réseaux de répartition 225 000 volts et haute tension

Les ouvrages de tension à 63 000, 90 000 et 225 000 volts constituent les réseaux de répartition qui jouent un rôle d'irrigation régionale : ils acheminent l'énergie électrique depuis les postes de transformation 400 000 volts et les groupes de production qui leur sont directement raccordés, vers les postes sources des distributeurs. Les grands clients industriels sont également raccordés directement aux réseaux de répartition.

2.2 LES ENJEUX DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

2.2.1 Les objectifs du développement

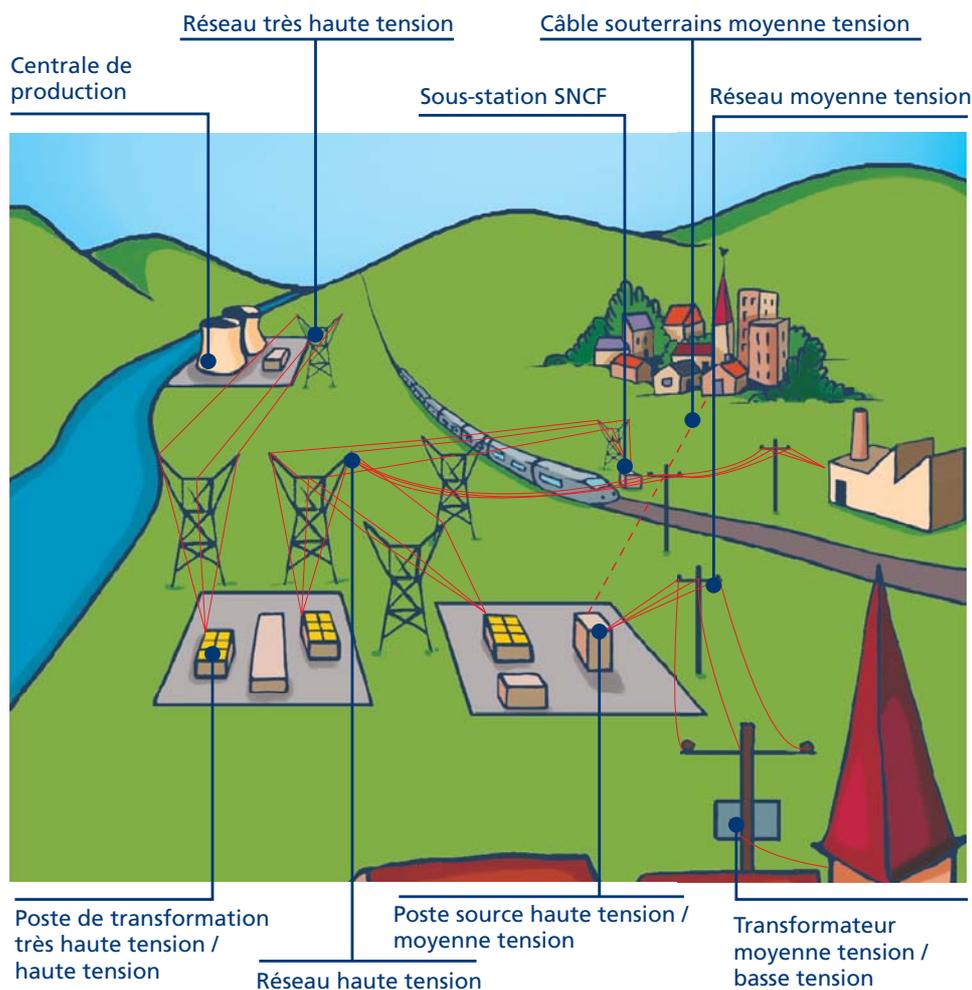
La mission de développement du réseau de transport, telle que définie par la loi du 10 février 2000 modifiée (article 2) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès à ce réseau dans des conditions non discriminatoires.

L'article 15 de la loi précise notamment que « *le gestionnaire du réseau de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité⁽³⁾, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, tout en tenant compte des contraintes techniques qui pèsent sur celui-ci* ».

2 Plusieurs niveaux de tension composent ce réseau : 63 000, 90 000, 225 000 et 400 000 volts, et, de façon plus marginale, les ouvrages à 150 000 volts.

3 Sécurité au sens des personnes et des biens



La sûreté et la sécurité

Garantir la sûreté et la sécurité du système électrique consiste à en maîtriser l'évolution et les réactions face aux différents aléas dont il est l'objet : courts-circuits, évolution imprévue de la consommation, indisponibilité d'ouvrages de transport ou de production, agressions extérieures.

On distingue :

- la sécurité d'alimentation, c'est-à-dire la faculté d'alimenter les consommations raccordées au réseau à partir des centrales de production en respectant les engagements de qualité de fourniture de RTE vis-à-vis de sa clientèle, y compris en cas de perte d'un ouvrage. La perte d'un ouvrage peut être consécutive à un aléa d'origine externe (agression extérieure d'origine humaine ou climatique) ou à une panne (défaillance imprévisible d'équipements). Plus particulièrement, RTE veille à un bon niveau de fiabilité de ses ouvrages par des actions de maintenance courante, et surveille étroitement les ouvrages

nécessitant des travaux de maintien en condition opérationnelle, pour lesquels peut se poser la question du renouvellement, ou de travaux lourds de réhabilitation. RTE s'assure enfin du dimensionnement adéquat des ouvrages ;

- la sûreté de fonctionnement qui consiste à réduire le risque d'incidents de grande ampleur, pouvant conduire, dans des cas extrêmes, à une coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à une vaste zone. Dans cet objectif, la prise en compte des événements climatiques de ces dix dernières années, et le retour d'expérience des tempêtes de l'hiver 1999 ont conduit RTE à engager une politique nationale de sécurisation des ouvrages du réseau de transport d'électricité. D'autres types d'incidents de grande ampleur peuvent conduire à un effondrement généralisé du réseau, et sont liés à des phénomènes (surcharges en cascade, effondrement de la tension ou de la fréquence, rupture de synchronisme) qui peuvent se succéder ou se superposer. Pour s'en prémunir, RTE met en



œuvre des dispositions notamment au niveau de l'exploitation, qui ne relèvent pas d'actions de développement du réseau, et ne sont donc pas exposées dans le Schéma de développement.

L'efficacité du réseau

Dans le cadre de la mise en place d'un marché concurrentiel européen, RTE doit assurer, au moindre coût pour la collectivité, le raccordement et l'accès des utilisateurs au réseau, qu'ils soient directement connectés au réseau du territoire national métropolitain, ou qu'ils y accèdent *via* l'utilisation des interconnexions. Pour cela, il doit s'efforcer de limiter les pertes⁽⁴⁾ sur le réseau et les congestions. Les phénomènes de congestions sont liés à des insuffisances de capacité des ouvrages qui peuvent amener le gestionnaire du réseau à modifier les programmes d'appel déclarés préalablement par les producteurs, ou à limiter des échanges sur les interconnexions internationales dans certaines directions géographiques ; ce qui pénalise la fluidité du marché.

RTE veille à tout moment, en exploitation comme au stade des études de développement du réseau, au respect des objectifs exposés ci-dessus. Les études de développement consistent à développer une ou plusieurs visions prospectives de l'évolution du système électrique, à identifier les zones où la sécurité, la sûreté ou l'efficacité du réseau risquent de se dégrader, et à en déduire les actions les plus efficaces à mettre en œuvre sur le réseau (renforcement d'ouvrages, remplacements d'équipements, insertion de nouveaux dispositifs).

2.2.2 Le contexte du développement du réseau

Un avenir incertain

Concevoir une vision du développement du système électrique suppose de disposer d'une méthodologie de prévision des grandeurs caractéristiques du système électrique. Or l'évolution de ces grandeurs est entachée par un faisceau d'incertitudes qui rendent l'exercice de prévision délicat.

En premier lieu, il n'est pas envisageable de prévoir avec exactitude l'évolution des niveaux de consommation des différents clients, *a fortiori* à un horizon d'une dizaine d'années. Si l'on peut considérer, de

manière générale, que la consommation électrique du pays est liée au contexte économique (croissance), et au comportement individuel des consommateurs, le rythme de développement des usages émergents de l'électricité (informatique, hi-fi...), tout comme l'impact des politiques de maîtrise de la demande est extrêmement difficile à anticiper. Toutefois, des analyses sont conduites régulièrement par RTE, s'appuyant sur des projections concernant l'évolution des différents secteurs de l'économie, menées au niveau national et enrichies par la connaissance détaillée du tissu économique local (*voir chapitre 3.1*).

L'instauration de la concurrence dans le domaine de la production d'électricité, initiée par la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité (*cf. [8] page 44*), puis instituée par la loi du 10 février 2000, engendre de nouvelles incertitudes, tout particulièrement dans les domaines de l'évolution du parc de production et des échanges transfrontaliers (*voir chapitres 3.2 et 3.3*).

Il est donc particulièrement important d'intégrer au mieux les informations émanant des producteurs quant à la stratégie d'évolution de leur parc, en sachant qu'elles revêtent non seulement un caractère confidentiel, mais subissent de plus un manque de visibilité dans un contexte de recomposition du marché et d'apparition de nouvelles normes environnementales, susceptibles de peser sur le choix des technologies de production. Une autre incertitude tient au caractère européen du marché, qui rend la vision nationale très dépendante du développement des échanges d'électricité intracommunautaires, et s'accompagne d'une multiplication des acteurs qui rend plus difficile la constitution d'une vision globale.

Dans le souci de la préservation de l'environnement

Le dernier accord « Réseaux électriques et environnement », signé début 2002, met l'accent sur l'insertion du réseau dans l'environnement, tout en veillant à en maîtriser le coût pour la collectivité.

Il contient un ensemble d'engagements et de recommandations qui portent sur les points suivants :

- une adaptation du réseau aux besoins, en optimisant d'abord les infrastructures existantes, et en

4 Les pertes sur les ouvrages sont liées à l'échauffement des conducteurs lors du passage des flux d'énergie (effet Joule).

- prolongeant la durée de vie des ouvrages existants pour éviter d'en créer de nouveaux ;
- une réduction de la part des réseaux aériens dans la longueur totale du réseau public de transport d'électricité ;
 - une meilleure insertion des ouvrages dans le paysage ;
 - une maîtrise des impacts des travaux ;
 - une indemnisation du préjudice visuel causé aux riverains propriétaires d'habitations à proximité des réseaux 400 et 225 kV ;
 - une attention particulière portée à l'urbanisation au voisinage des lignes aériennes de tension supérieure ou égale à 130 kV ;
 - la mise en œuvre de mesures d'insertion et d'accompagnement correspondant aux attentes de la collectivité, dans le cadre d'une concertation sur chaque projet (voir annexe 1).

2.3 CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU EN 2002

2.3.1 Encombrement du territoire

Sur l'ensemble du territoire national, les longueurs des files de pylônes de lignes aériennes et de liaisons souterraines (63, 90, 150, 225 et 400 kV) représentaient, fin 2002, tous propriétaires confondus :

	Longueur totale des liaisons (files de pylônes et liaisons souterraines)	Longueur totale de circuits (aériens et souterrains)
400 kV	13 142 km	20 906 km
150 / 225 kV	23 406 km	28 525 km
63 / 90 kV	49 074 km	59 141 km

Les liaisons double ternes représentent les deux tiers des liaisons aériennes 400 kV, contre un cinquième environ pour les liaisons de tension inférieure.

Les caractéristiques des postes, tous propriétaires confondus (postes de transport et de transformation), sont les suivantes :

Tension primaire	Nombre de postes	Nombre de transformateurs*	Puissance de transformation
400 kV	166	263	118 771 MVA
150 / 225 kV	728	1 201	107 533 MVA
63 / 90 kV	2 923	74	2 479 MVA

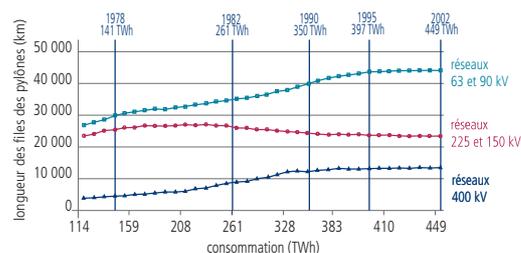
* Transformateurs propriété de RTE.

La carte (page 11) représente l'ensemble du réseau de transport, tous niveaux de tension confondus.

2.3.2 Dynamique de développement et croissance de la consommation

Le graphe ci-dessous retrace l'évolution du kilométrage de réseau en fonction de l'évolution de la consommation au cours du temps.

Évolution du réseau RTE avec la consommation

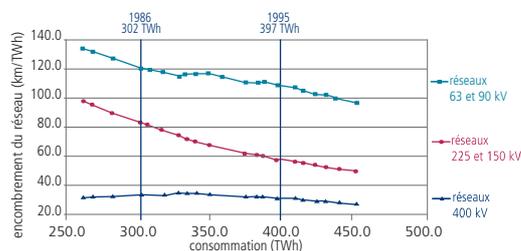


Le développement du réseau de grand transport à 400 000 volts a connu une forte croissance sur une décennie à partir de la fin des années soixante-dix, accompagnant le développement de la production nucléaire. Une accélération des investissements sur les niveaux de tension 90 000 et 63 000 volts a été consécutive à la mise en œuvre, à partir de la fin des années quatre-vingt, d'une politique d'amélioration de la qualité de fourniture, qui a abouti à un niveau de qualité globalement satisfaisant sur tout le territoire.

Si la construction du réseau de transport a accompagné le développement économique et la consommation d'électricité sur l'ensemble du territoire au cours des vingt dernières années, la longueur du réseau, tous niveaux de tension confondus, a peu augmenté en regard de la consommation.

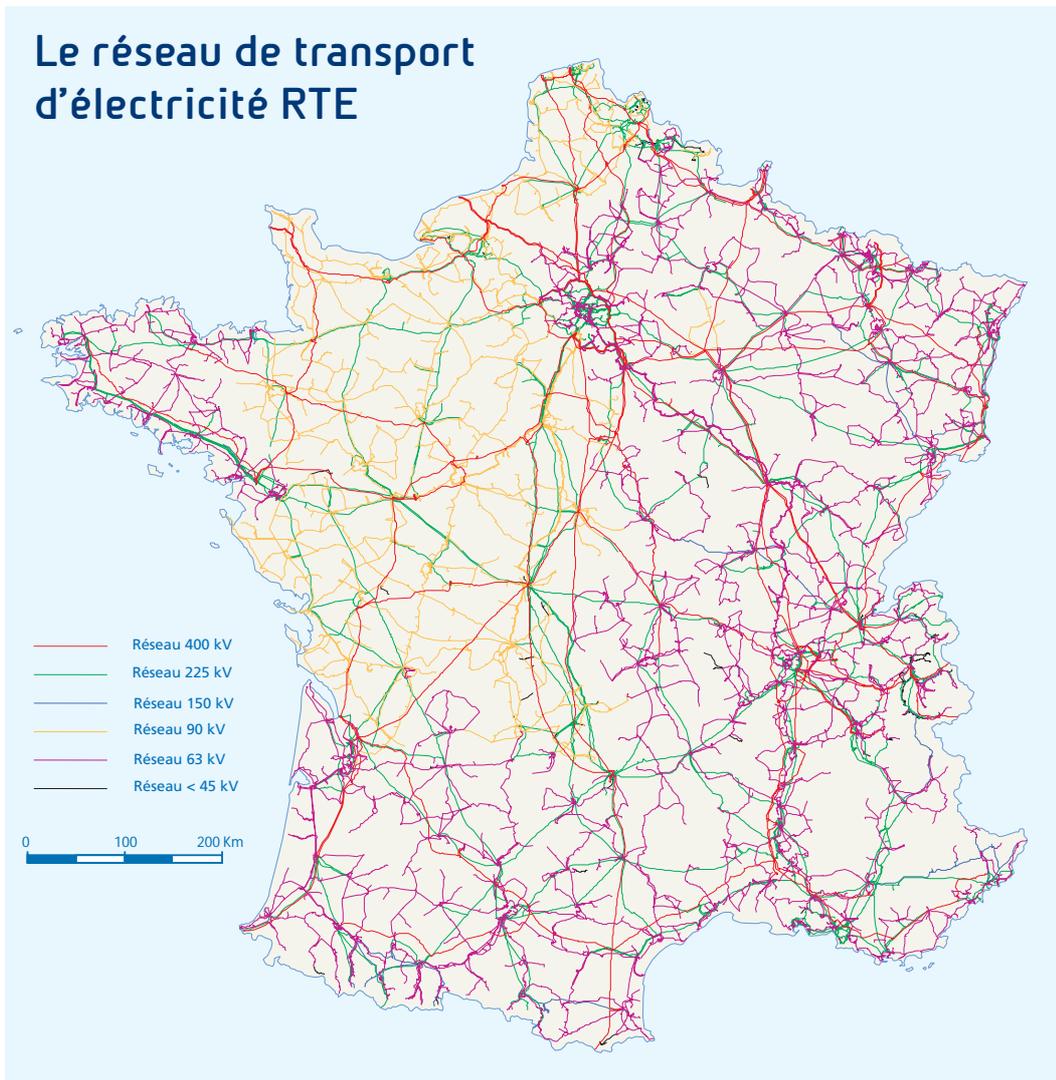
Cette évolution traduit notamment une couverture relativement mature et homogène du territoire, ainsi qu'une utilisation de plus en plus importante du réseau existant.

Longueur du réseau rapportée à la consommation





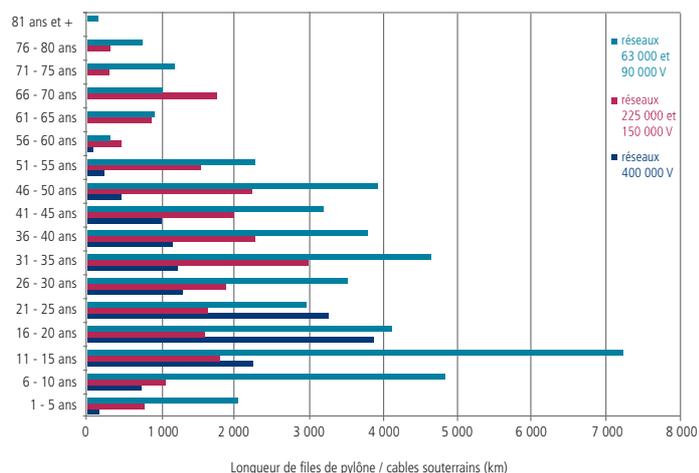
Le réseau de transport d'électricité RTE



2.3.3 La pyramide des âges

Le développement progressif du réseau, au fur et à mesure de la croissance de la consommation, conduit à une large plage des âges des différents ouvrages qui composent le réseau actuel. La pyramide des âges montre que près de 12 000 kilomètres de réseau, essentiellement 63 000 et 90 000 volts, ont plus de cinquante ans en 2002, et autant appartiennent à la tranche 41 – 50 ans. Ces ouvrages anciens ne sont pas nécessairement obsolètes, mais ces chiffres expliquent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau. Les lignes et postes représentent des investissements lourds, et ont une durée de vie relativement longue qui peut être prolongée largement au-delà de cinquante ans, moyennant des opérations de réhabilitation. ■

Pyramide des âges du réseau de transport



3

Corps d'hypothèses

5 D'autres sources d'informations sont également utilisées : suivi des consommations réalisées par le Ceren, statistiques publiques émanant en particulier de l'Insee.

6 Ces valeurs sont également corrigées de l'effet « tarifaire », qui incite certains utilisateurs à réduire leur consommation les jours de forte demande.

7 Les principales incertitudes sur la prévision en énergie résultent de la connaissance encore insuffisante des différents usages spécifiques de l'électricité dans le résidentiel et le tertiaire et de leur évolution. Un accord de collaboration entre RTE et l'Ademe a pour but d'affiner la connaissance de ces usages, afin d'améliorer la robustesse des prévisions en énergie.

8 Les actions de maîtrise de la demande ont pour objectif de diminuer la consommation d'énergie, notamment lors des pointes locales de consommation, par exemple par des incitations à l'utilisation d'équipements plus économiques.

Les besoins d'évolution du réseau de transport d'électricité à moyen / long terme sont étroitement liés à l'évolution de la consommation, des échanges entre pays, et de la consistance du parc de production, c'est-à-dire aux perspectives de développement économique et aux choix politiques en matière énergétique. L'élaboration d'un corps d'hypothèses constitue le préalable indispensable à tout exercice prévisionnel réalisé par RTE.

3.1 HYPOTHÈSES CONCERNANT LA CONSOMMATION

L'évolution de la consommation d'électricité résulte de la conjugaison de facteurs hétérogènes : la démographie, l'activité économique, le comportement des utilisateurs, le progrès technique source de meilleure efficacité énergétique, les nouveaux usages de l'électricité, les parts de marché entre énergies. Pour une zone d'étude donnée, ces différents facteurs vont interagir d'une façon particulière en fonction des caractéristiques socio-économiques ou géographiques locales ; ce qui conduit à une certaine complexité des exercices prospectifs sur l'évolution de la consommation. Pour établir ses prévisions, RTE cherche donc à combiner plusieurs approches, en tenant compte de l'étendue géographique de la zone d'étude et des horizons temporels examinés. Dans un premier temps, le Bilan prévisionnel permet d'établir un cadre de cohérence au niveau national, en faisant émerger un scénario de référence sur lequel se fondent les études de développement du réseau réalisées par RTE. Il examine pour cela un très grand nombre de scénarios, basés sur des tendances en matière d'évolutions économiques, sociales et politiques à long terme.

3.1.1 Une vision nationale basée sur une approche sectorielle...

Prévisions en énergie

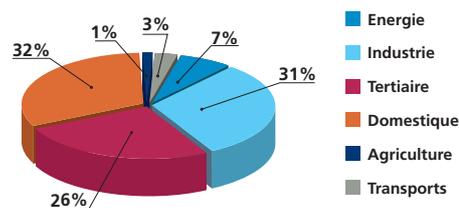
La répartition sectorielle des consommations

Les prévisions d'évolution de la consommation à long terme à la maille du pays reposent sur une approche sectorielle de la demande d'électricité, c'est-à-dire sur la connaissance détaillée de la répartition par usage des consommations réalisées dans les différents secteurs de l'économie. Pour cela, RTE s'appuie sur un historique des consommations qui résulte de la mesure directe des livraisons des clients raccordés au réseau de transport, et d'informations issues des fournisseurs d'énergie⁽⁵⁾.

La consommation d'électricité étant très sensible aux conditions climatiques (principalement en raison du fort taux d'équipement des ménages français en chauffage électrique), les valeurs de consommations réalisées doivent être corrigées des aléas sur la température. Pour être comparables d'une année sur l'autre, les valeurs des consommations sont donc ramenées aux conditions climatiques « normales » de températures, ces normales étant basées sur des moyennes fournies par Météo France. Ces valeurs corrigées sont alors représentatives de l'évolution réelle de la consommation. Ainsi, en 2002, année relativement douce, la consommation⁽⁶⁾ intérieure représentait 449 TWh (milliards de kilowattheures). Corrigée, elle représentait 461 TWh.

La répartition sectorielle de la consommation brute en 2002 s'établissait selon le graphe ci-dessous :

Consommation France 2002 : 449 TWh





Cette répartition sectorielle recouvre en fait des disparités locales importantes et, dans certains départements, la répartition sectorielle des consommations est beaucoup plus contrastée. L'est de la France et la région Rhône-Alpes ont une forte dominante industrielle (jusqu'à 70 % pour certains départements), alors que la part du secteur résidentiel est majoritaire dans les régions du Sud (Var, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées). En Île-de-France, c'est le secteur tertiaire qui marque le plus fort développement, avec une part de 43 %.

Les scénarios d'évolution

Des scénarios de prévision de la demande énergétique par secteur sont ensuite élaborés à partir d'hypothèses en matière d'évolutions d'activités, d'usages, de consommations unitaires ou d'équipements. Cette approche permet de distinguer les facteurs explicatifs de la consommation d'énergie, et de mesurer directement en termes d'énergie l'impact d'hypothèses différenciées concernant un paramètre explicatif donné⁽⁷⁾.

L'élaboration des scénarios étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel s'appuie notamment sur les travaux du Commissariat au plan (cf. [13] page 44). Les jeux d'hypothèses détaillées d'évolution couvrent trois scénarios d'orientations économiques, sociales et politiques à l'horizon 2020, qui tiennent compte en particulier des actions de maîtrise de la demande d'électricité, avec des déclinaisons différentes selon les scénarios⁽⁸⁾ :

- un scénario dit « R1 » caractérisé par une baisse sensible du niveau d'intervention de l'État en France, le marché devenant l'élément déterminant dans les mutations de la société française ;
- un scénario dit « R2 » se situant dans la continuité de l'intervention actuelle de l'État dans l'économie nationale ;
- un scénario dit « R3 » correspondant à un État très interventionniste, notamment en matière écologique et environnementale.

Le scénario médian R2 est le scénario de référence utilisé par RTE dans les études de développement du réseau de transport⁽⁹⁾.

Pour la période 1996–2002, la croissance moyenne de la consommation France corrigée s'est établie à 1,8 % par an en moyenne, avec une nette inflexion à partir de 2001. Le Bilan prévisionnel retient une

croissance de la consommation annuelle d'énergie électrique de 1,3 % par an pour la décennie 2000–2010, essentiellement tirée par les secteurs tertiaire et résidentiel, reflétant en particulier l'accélération du développement des nouveaux usages de l'électricité (informatique, hi-fi). Si cette prévision constitue une moyenne sur la décennie, des écarts peuvent survenir selon les années. La tendance pourrait notamment être légèrement plus élevée en début de période, si la dynamique observée en 2003 dans le secteur résidentiel se poursuivait. L'inflexion à la baisse à partir de 2010 est liée, d'une part à une saturation du taux d'équipement des ménages, et d'autre part aux progrès technologiques qui favorisent l'efficacité énergétique (baisse des consommations unitaires des équipements ménagers, réglementation thermique conduisant à une meilleure isolation des habitations...).

Le tableau suivant indique les prévisions d'évolution des consommations énergétiques (en milliards de kilowattheures) établies pour le Bilan prévisionnel 2003⁽¹⁰⁾:

Année	Consommations annuelles de la France (TWh)			Taux de croissance moyen annuel sur la période	
	2000	2010	2015	2000–2010	2010–2015
Consommation ou taux de croissance	451	513	536	1,3 %	0,9 %

Prévisions en puissance

Les prévisions énergétiques établies à la maille nationale sont ensuite converties en prévisions en puissance, grâce à l'utilisation de modèles de courbes de charge sectorielles types. Ces courbes de charge indiquent, pour chaque secteur d'activité économique, les profils des variations de la puissance appelée par palier horaire.

Les études de développement du réseau s'appuient en effet sur des données en puissance plutôt qu'en énergie, ces dernières ne suffisant pas pour évaluer les contraintes sur le réseau. Les données en énergie sont liées à la quantité d'électricité consommée sur une période de temps donnée, alors que c'est la confrontation des valeurs des puissances consommées à chaque instant, avec les capacités réelles des ouvrages, qui permet d'identifier ces contraintes⁽¹¹⁾. Ainsi, pour une période donnée, un même niveau de consommation énergétique peut révéler des niveaux puissances appelées très contrastés.

9 Il faut noter que le choix d'un scénario plutôt qu'un autre influe surtout sur les contraintes liées à la capacité du réseau (voir chapitre 5). Qui plus est, compte tenu des faibles écarts entre les taux de croissance des différents scénarios, le choix de R1 ou R3 se traduirait essentiellement par une anticipation ou un décalage dans le temps de la mise en œuvre des solutions palliant les fragilités de capacité.

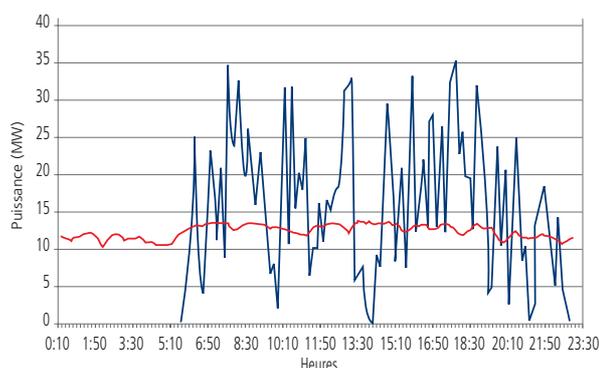
10 L'exercice précédent du Bilan prévisionnel, réalisé par RTE en 2001, prévoyait des taux de croissance légèrement inférieurs, avec une cible en 2010 de 502 TWh. Cet écart d'une dizaine de térawattheures à l'horizon 2010 entre les deux exercices de prévision s'explique d'une part par la revalorisation des usages émergents de l'électricité dans le secteur résidentiel, et d'autre part par la prise en compte des dernières années de réalisation (1999–2001), dont les consommations se sont avérées supérieures aux prévisions.

11 En particulier les contraintes relatives à la sécurité d'alimentation d'une zone, ou à la performance technique et économique du système.

12 Le taux de croissance de chaque zone se déduit du taux de croissance moyen réalisé sur les cinq dernières années, modulé par la croissance nationale prévisionnelle.

À titre d'illustration, le graphe ci-dessous met en évidence les consommations journalières de deux clients dont la consommation énergétique annuelle est comparable — de l'ordre de 300 MWh — mais dont les profils de puissance sont très contrastés. L'une des courbes de charge (rouge) est relativement stable, et varie faiblement autour d'une puissance de 12 MW environ. Cette courbe correspond à une usine de fabrication fonctionnant en continu. En revanche, la deuxième courbe (bleue) reflète une demande de puissance très variable sur la journée, avec des pics à plus de 35 MW, et un minimum à 0 : elle représente l'alimentation d'une sous-station SNCF.

Comparaison des puissances journalières de deux clients



Les études relatives au développement du réseau d'alimentation de chacun de ces deux clients conduiront à un dimensionnement très différent et fonction de leur appel de puissance maximal (puissance de pointe), en dépit de consommations énergétiques comparables.

Les prévisions en puissance obtenues à la maille nationale à partir des prévisions en énergie, et établies dans le cadre du scénario médian du Bilan prévisionnel, sont indiquées dans le tableau ci-après, en gigawatts (millions de kilowatts) :

Prévisions de puissance appelée à la pointe (GW)				
Année	2001	2006	2010	2015
Consommation	72,5	77,3	81,3	85,5

3.1.2 ... déclinée régionalement, et complétée par une approche locale

À l'échelle régionale, les prévisions d'évolution de la consommation établies par RTE s'appuient sur plusieurs types de projections.

En premier lieu, les prévisions de puissance élaborées au niveau national (*voir chapitre précédent*) sont réparties par grandes zones géographiques, en s'appuyant sur une analyse prospective du poids de chacune d'elles dans la consommation nationale : on détermine alors un taux de croissance de chacune de ces zones⁽¹²⁾ et des prévisions en puissance (« enveloppes régionales »), pour les horizons de temps considéré.

Les gestionnaires de réseau de distribution fournissent ensuite à RTE, lors d'enquêtes annuelles, leurs prévisions de soutirage pour plusieurs points horaires des six années à venir. Ces données sont complétées par des hypothèses sur le soutirage des consommateurs directement raccordés sur le réseau de transport. Les ingénieurs de RTE chargés des prévisions de consommation rendent ces données cohérentes avec les enveloppes régionales précédemment établies.

Ensuite, ces prévisions pluriannuelles établies pour chaque point de soutirage sur le réseau sont consolidées par l'utilisation d'un logiciel qui élabore des projections tendanciennes à court et moyen terme.

Enfin, d'autres méthodes, basées sur des approches sectorielles de consommation en énergie, reprenant la démarche retenue pour les prévisions nationales, peuvent être spécifiquement déclinées pour une zone de consommation donnée (à la maille départementale, par exemple), et permettent d'affiner les prévisions établies par le gestionnaire de réseau. Ces travaux nécessitent une connaissance détaillée des modes locaux d'utilisation de l'électricité, des perspectives à moyen / long terme du contexte socio-économique (nouveaux bassins d'emploi, installation de clients industriels...) ou des actions volontaristes de maîtrise de la demande.

Pour cette raison, ils s'insèrent dans une démarche de concertation locale, et s'appuient sur diverses sources d'information officielles (Insee, Dideme, ministère du Logement, académies...). Ces approches permettent de refléter de façon aussi fidèle que possible le poids des différents secteurs dans l'économie locale, ainsi que les perspectives d'évolution de chacun de ces secteurs : elles peuvent donc conduire à des prévisions d'évolution de la consommation par secteur, qui peuvent s'écarter des prévisions agrégées au niveau national de manière parfois très significative.



3.2 HYPOTHÈSES CONCERNANT LA PRODUCTION

3.2.1 Le parc de production aujourd'hui

La carte de la page 16 indique les principales unités de production raccordées au réseau de transport, en distinguant l'énergie nucléaire, thermique à flamme et hydraulique.

Les puissances installées par type de production sont indiquées dans le tableau suivant :

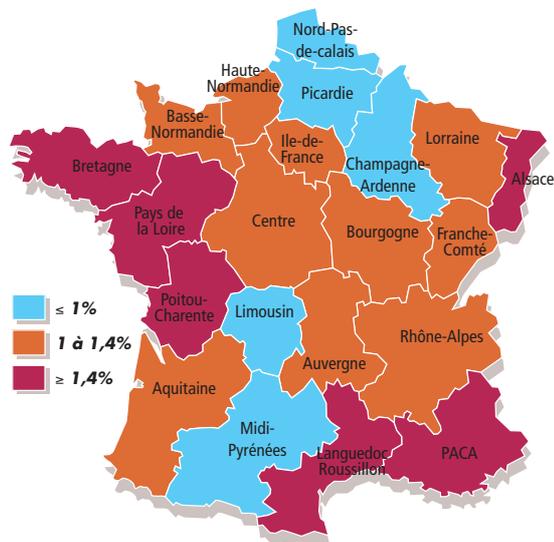
Puissance installée (GW)	Nucléaire	Thermique classique	Hydraulique	Total
	63,4	27,6	25,4	116,4

La comparaison directe entre la puissance installée et la demande intérieure fait apparaître une marge importante. Cette situation d'apparente surcapacité est globalement confirmée par le constat d'un solde exportateur en énergie annuelle. Mais la puissance installée doit être distinguée, d'une part de la puissance disponible (les indisponibilités pouvant résulter d'incidents affectant les installations, de travaux de maintenance ou de rechargements en combustible), et d'autre part de la puissance garantie, évaluée en déduisant de la puissance disponible les volumes de réserves nécessaires à la garantie de la sûreté de l'équilibre entre offre et demande en exploitation (prise en compte des aléas sur la consommation ou les moyens de production), et la part aléatoire de la production de certaines filières (irrégularité des apports en eau, du vent...)¹⁴. Ainsi, la puissance garantie représente seulement 75 % environ de la puissance installée.

3.2.2 Évolution du parc de production

Des incertitudes liées à la libéralisation du marché

La directive européenne 96/92/CE (cf. [8] page 44) (qui a initié l'ouverture du marché de l'électricité et dont les dispositions ont été poursuivies par la directive 2003/54/CE), transposée par la loi du 10 février 2000, établit des règles communes concernant le marché intérieur de l'électricité. En particulier, les clients éligibles sont libres de conclure des contrats de fourniture d'électricité avec le producteur ou le fournisseur de leur choix¹⁵. Dans ce contexte de



La carte ci-dessus indique les fourchettes dans lesquelles s'inscrivent les taux de croissance des consommations en énergie des différentes régions de la France continentale, pour les premières années de l'exercice (d'ici à 2005–2006)¹³:

Les régions du nord de la France (Nord-Pas-de-Calais, Picardie, Champagne-Ardenne) connaissent un taux de croissance relativement faible (inférieur à 1 %) par rapport à la moyenne nationale, tous secteurs confondus.

En Midi-Pyrénées, le ralentissement de la croissance est lié à l'arrêt de sites industriels gros consommateurs (sidérurgie). La tendance inverse est observée dans certaines régions du Sud ou de l'Ouest (Languedoc-Roussillon, Paca, Bretagne, Pays de la Loire, Poitou-Charentes), où la croissance, tirée essentiellement par les secteurs résidentiels et tertiaires, est intimement liée aux évolutions de la démographie.

De même, l'Alsace devrait connaître une croissance soutenue, en particulier dans le secteur résidentiel, grâce à l'arrivée d'importants projets industriels localisés dans la région de Strasbourg.

La résultante des taux de croissance de chaque région administrative, compte tenu de leur poids dans la consommation nationale, s'inscrit dans le cadre de cohérence global fixé au niveau national par le Bilan prévisionnel, et est de l'ordre de 1,3 % pour les prochaines années.

¹³ Pour des horizons plus lointains, les taux de croissances régionaux marquent une inflexion à la baisse, à l'instar des projections du Bilan prévisionnel.

¹⁴ Ce volume de réserves (constitution des « services Système ») est de l'ordre de 5,2 GW en hiver.

¹⁵ Début 2003, le marché français s'ouvre à la concurrence à hauteur de 37 % avec la baisse du seuil d'éligibilité de 16 à 7 GWh. Au 1^{er} juillet 2004, trois millions de clients professionnels deviennent à leur tour éligibles, ce qui représente les deux tiers de la consommation française d'électricité, soit 300 TWh.

Principales productions installées



découplage entre transport et production d'électricité, le rôle du gestionnaire du réseau de transport est d'assurer le raccordement et l'accès au réseau public de transport, dans des conditions non discriminatoires, moyennant un tarif qui reflète les coûts de ce réseau. Les programmes d'appel et d'approvisionnement sont soumis au gestionnaire de réseau, qui doit s'assurer de leur cohérence avec ses prévisions de consommation, avant leur mise en œuvre. Dans ce cadre, il peut être amené à modifier ces programmes d'appel pour assurer la sécurité et la sûreté du réseau.

L'évolution de la consistance et de la gestion du parc de production français dépend aujourd'hui des décisions stratégiques prises par chacun des producteurs, selon une logique qui leur est propre et qui dépend du marché, tout en tenant compte des orientations de la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). Les décisions d'investissement sont fondées sur des critères de rentabilité économique, et visent à minimiser le risque des investisseurs et des exploitants. De même, les programmes d'appel des unités de production sont désormais basés



sur des coûts de marché difficilement prévisibles et soumis à une forte volatilité : le choix du mode d'approvisionnement des clients par les producteurs est pour partie dicté par les opportunités fournies par la bourse de l'électricité⁽¹⁶⁾, mais également par les différentiels de prix entre bourses européennes. Pour cette raison, il est difficile de développer une vision de long terme de l'impact du comportement des producteurs sur la production intérieure et le niveau des échanges transfrontaliers⁽¹⁷⁾.

Un autre facteur d'incertitude, dû à la séparation entre production d'électricité et gestion du réseau de transport, est lié au fait que les producteurs ne sont pas tenus d'informer le gestionnaire de réseau de toutes leurs décisions susceptibles d'avoir un impact sur le fonctionnement du système. Ainsi, les décisions de déclassement ou de mise en service de nouvelles unités peuvent n'être portées à la connaissance du gestionnaire de réseau que très tardivement, alors que les renforcements de réseau qui en résultent nécessitent une anticipation plus importante.

Le Schéma de développement, via son processus de concertation sur les hypothèses, contribue à réduire ces incertitudes, mais ne peut être un instrument suffisant pour garantir une parfaite adéquation entre le réseau de transport et les besoins des utilisateurs. Il est nécessaire que les producteurs informent RTE dès que possible de leurs intentions en matière d'évolution de leur parc, pour qu'il puisse les intégrer sans délai dans ses études de développement.

Enfin, l'apparition massive de production décentralisée est de nature à complexifier l'exploitation du système électrique. En effet, certaines unités de production (cogénérations ou centrales éoliennes, par exemple), sont pilotées selon des caractéristiques inhérentes au type de production, et non en fonction des besoins du système électrique national. Elles sont par ailleurs soumises à des aléas (force du vent) qui complexifient l'exploitation et la planification du réseau.

Un enjeu : la prise en compte de l'environnement

La France, pays signataire du protocole de Kyoto, s'est engagée à stabiliser ses émissions de gaz à effet de serre.

Au niveau européen, de récentes directives, adoptées par tous les pays membres de l'Union, fixent des orientations concernant l'évolution de la production

d'électricité pour une prise en compte rationnelle de l'environnement.

La directive 2001/77/CE (cf. [9] page 44), visant à promouvoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, fixe des objectifs indicatifs nationaux compatibles avec un objectif de 22 % de la consommation totale d'électricité au sein de la Communauté, produite par des énergies renouvelables à l'horizon 2010. Pour la France, cet objectif se traduit par une valeur de référence de 21 % de la consommation intérieure en 2010.

Plus récemment, l'arrêté du 7 mars 2003, relatif à la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), détermine les objectifs de développement du parc électrique d'ici à 2007, par technique de production et par type de source d'énergie primaire (renouvelable ou non). L'arrêté prévoit notamment le recours à des appels d'offres pour développer des filières ou des techniques dont le développement est inférieur aux objectifs fixés, ou pour assurer l'équilibre offre – demande du système électrique français.

Ainsi, il prévoit de développer en France, d'ici à 2007, entre 2 000 et 6 000 MW de puissance installée en technique éolienne, dont 500 à 1 500 MW de centrales éoliennes en mer.

Les directives européennes 2001/80/CE (cf. [10] page 44) et 2001/81/CE (cf. [11] page 44), visant à limiter l'émission de polluants atmosphériques, pourraient quant à elles contribuer à des décisions de retrait d'exploitation pour les équipements de production thermique classique les plus anciens dès les prochaines années, ou au moins à imposer à ces centrales une durée d'utilisation très réduite.

Hypothèses concernant le volume et la localisation de la production

La Programmation pluriannuelle des investissements de production fixe des orientations en matière de développement de production par type d'énergie. Dans son processus d'élaboration, quelques zones ont été mises en évidence, dont la desserte par le réseau public de transport d'électricité et le parc de production actuel ne suffisent pas à garantir complètement la sécurité d'approvisionnement (notamment dans les péninsules électriques).

Dans le cadre de l'élaboration du Schéma de développement, l'option retenue consiste à définir un scénario de référence qui tienne compte des informations les

16 La bourse française de l'électricité, Powernext, est l'outil de négociation à la disposition des opérateurs européens du trading de l'électricité. Powernext offre à la négociation des contrats horaires standardisés portant sur la livraison d'électricité le lendemain sur le hub français, la livraison physique de l'électricité étant placée sous la responsabilité de RTE.

17 Une méthodologie de prévisions des échanges transfrontaliers a toutefois été développée par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel. Elle repose sur une modélisation simplifiée du jeu du marché, basé sur une prévision des fondamentaux de prix dans différents pays d'Europe.

plus fiables en matière de consistance du parc de production. Néanmoins, lorsque cela se justifie, des variantes sont étudiées pour évaluer l'impact de la présence ou de l'absence d'une unité de production donnée.

Production nucléaire

On considère que la durée de vie minimale des centrales nucléaires est de quarante ans : le parc de production nucléaire est donc stable à l'horizon d'étude du Schéma de développement. Compte tenu des incertitudes liées à sa localisation au moment de l'étude, le Schéma de développement ne prend pas en compte, par ailleurs, l'impact sur le réseau d'un futur réacteur nucléaire EPR.

Thermique classique

En l'absence d'informations fiables, le parc thermique classique est considéré comme constant sur toute la période d'étude, à l'exception du déclassement des centrales de Champagne-sur-Oise et de Montereau en 2004, et Vaires-sur-Marne en 2005, ainsi que du raccordement des cycles combinés au gaz de Dunkerque, d'une puissance de l'ordre de 800 MW.

Groupes de grosses productions hydrauliques

Aucune évolution significative du parc de production hydraulique raccordé au réseau de RTE n'est retenue à l'horizon considéré.

Énergies renouvelables

Concernant les sources d'énergie renouvelables, seule la production d'électricité d'origine éolienne connaît un développement significatif. En effet, les possibilités d'implantation de cogénération économiquement jus-

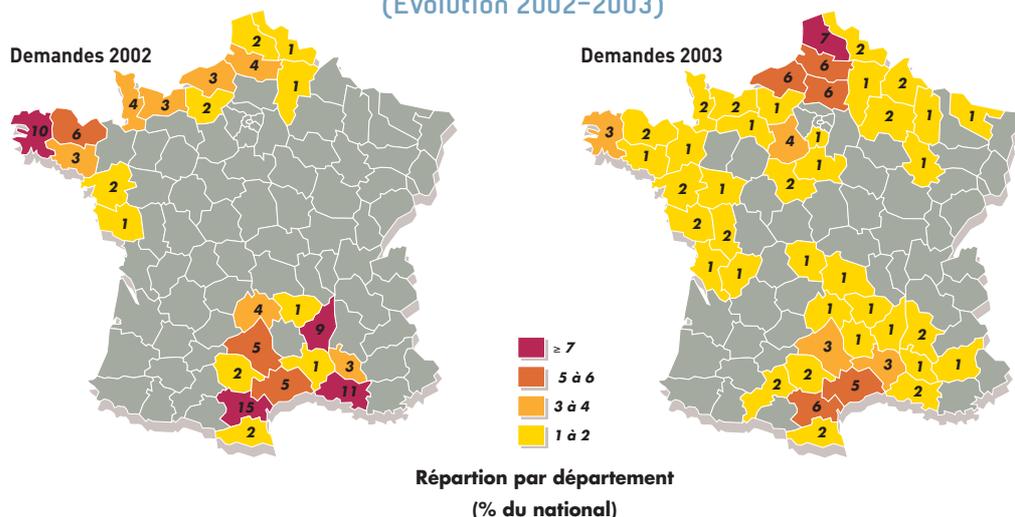
tifiées sont aujourd'hui quasiment saturées (les besoins ayant été comblés ces dernières années pour les installations les plus importantes grâce au mécanisme d'obligation d'achat), et l'évolution du prix du gaz rend également ce type de filière moins attractif. L'installation des quelques unités est toutefois prise en compte localement dans certaines régions. Quant aux autres types de production (biomasse, photovoltaïque, déchets ménagers...), le volume de projets prévus par l'arrêté PPI n'est pas de nature à influencer le développement du réseau de façon significative.

Le Schéma de développement retient une hypothèse de développement de la production d'origine éolienne au niveau national de l'ordre de 6 000 MW en 2007, qui correspond à la fourchette haute de l'arrêté PPI.

Ce volume global est à comparer au volume de demandes de raccordement formulées par les producteurs aux gestionnaires du réseau de transport et de distribution, qui s'élevait à environ 12 000 MW au total début 2003. Dans la mesure où la concrétisation des demandes de raccordement des productions éoliennes est suspendue à l'obtention par les producteurs des autorisations administratives nécessaires à leur implantation, il semble établi que seule une fraction des demandes actuelles aboutira à l'installation effective d'une production. Qui plus est, le volume et la localisation de ces demandes varient considérablement d'une année sur l'autre. La consistance des files d'attente, qui permettent de gérer les demandes de raccordement des producteurs éoliens sur une zone donnée, est soumise à une forte volatilité. Les cartes ci-dessous indiquent le pourcentage par département du volume national de parcs d'éoliennes sur terre reflété par les files d'attente⁽¹⁸⁾, telles qu'elles étaient constituées début 2002 et début 2003.

18 Les demandes de raccordement des producteurs éoliens sont examinées par RTE dans leur ordre d'arrivée.

Demandes de raccordement de producteurs éoliens (Évolution 2002-2003)





D'une année sur l'autre, on constate une diffusion des demandes sur tout le territoire. Par exemple, le poids de la région Bretagne dans les demandes de raccordement enregistrées début 2002 s'élevait à 19 % ; un an plus tard, il tombait à 7 %. Parallèlement, des régions qui n'avaient enregistré aucune demande de raccordement début 2002 — comme Champagne-Ardenne — représentaient un pourcentage significatif début 2003 (5 % pour Champagne-Ardenne) de la totalité des demandes au niveau national.

Au niveau régional, en l'absence d'informations fermes concernant l'implantation de ces nouvelles unités, les modalités de prise en compte de nouvelles fermes éoliennes varient en fonction de l'appréhension de la problématique du développement de la production décentralisée par les acteurs représentés dans les instances de concertation. Dans certaines régions (Nord-Pas-de-Calais, Picardie, Rhône-Alpes, Auvergne), le volume national fixé par l'arrêté PPI est décliné au prorata des demandes de raccordement de producteurs éoliens répertoriées dans les files d'attente disponibles au cours du premier trimestre 2003. Dans d'autres, la totalité des demandes est prise en compte (régions de l'est et de l'ouest de la France), ou seule la capacité d'accueil est examinée (Languedoc-Roussillon). Dans tous les cas, la cohérence avec les Schémas de services collectifs élaborés au niveau régional est recherchée.

Les éventuelles contraintes engendrées par le raccordement de ces productions directement liées à leur localisation et leur puissance, devront être réactualisées dans les exercices futurs du Schéma de développement.

3.3 HYPOTHÈSES CONCERNANT LES ÉCHANGES EN EUROPE

Les échanges d'énergie entre les pays d'Europe répondent à une double finalité. D'une part, ils permettent le secours mutuel au sein de l'Europe, lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production, en faisant appel instantanément aux producteurs et transporteurs des pays voisins. Les interconnexions sont donc prioritairement utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité. D'autre part, ils contribuent

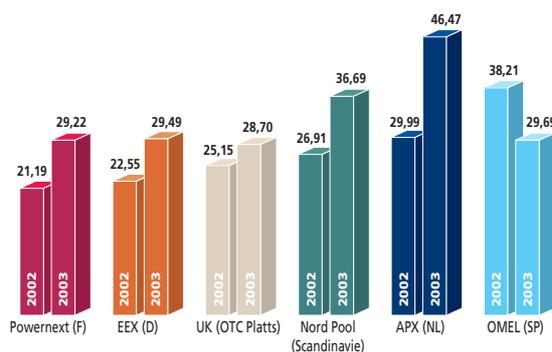
au bon fonctionnement du marché concurrentiel, en permettant à un client d'acheter son énergie à un fournisseur d'électricité situé dans un autre pays de l'Union européenne.

L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en Europe a un impact sur la circulation des flux d'énergie sur le réseau : de nouvelles opportunités d'échanges peuvent conduire les producteurs européens à utiliser différemment leur parc de production, et RTE voit s'exprimer de nouveaux besoins, difficilement prévisibles, en termes de mouvements d'énergie entre la France et ses voisins, mais aussi entre pays tiers *via* le réseau français.

Le niveau des échanges dépend essentiellement des différentiels de prix au sein du marché européen de l'électricité. Ainsi, l'année 2003, marquée par des conditions climatiques exceptionnelles (grand froid en hiver, sécheresse et canicule en été), a vu le différentiel France – Grande-Bretagne et France – Espagne évoluer vers une plus grande attractivité des marchés ibérique et anglais ; d'où une baisse des flux exportés vers ces deux pays. Le solde net exportateur des échanges avec l'étranger a atteint 66 TWh en 2003, ce qui représente une baisse de 14 % par rapport aux valeurs atteintes en 2002.

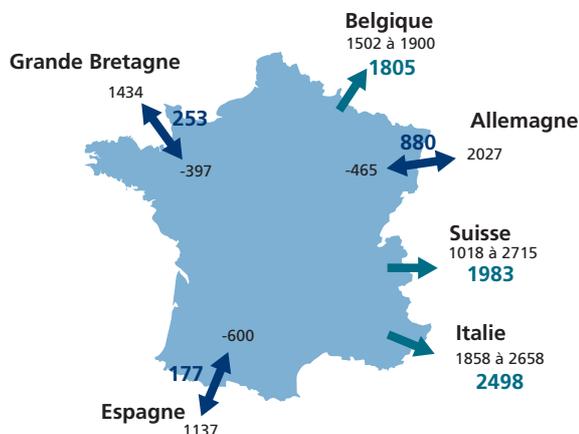
Le graphe ci-dessous indique l'évolution du prix moyen des bourses européennes constaté en 2002 et 2003.

Prix des bourses européennes (€/MWh)



Pour une direction géographique donnée, le volume, voire le sens des échanges est sujet à une forte variabilité, comme l'illustre la carte page 20 : on indique les puissances échangées en mégawatts, en moyenne, sur les jours ouvrables du mois de janvier 2003, ainsi que la dispersion de ces puissances autour de cette valeur moyenne sur cette même période.

Variabilité des puissances commerciales échangées Jours ouvrables janvier 2003



19 Cet objectif de 10 %, fixé en mars 2002 au sommet européen de Barcelone, correspond au rapport entre la capacité totale d'interconnexion du pays et la capacité de production installée.

Les valeurs des échanges dans chaque direction géographique correspondent aux échanges commerciaux, c'est-à-dire aux contrats liant des producteurs et des consommateurs de part et d'autre de la frontière. Les valeurs affichées par pays ne reflètent cependant pas les flux physiques observés sur chacune des lignes transfrontalières : le réseau de transport européen étant interconnecté, les flux d'énergie se répartissent en fonction des caractéristiques physiques des différents ouvrages et des équilibres entre l'offre et la demande de chaque pays. Par ailleurs, la France constitue un point de passage pour des échanges commerciaux entre pays tiers.

Concernant l'évolution des échanges pour la décennie à venir, on identifie, à partir du fonctionnement d'aujourd'hui, la compétitivité du parc français par rapport au parc européen en fonction de son degré de sollicitation en France. On en déduit des hypothèses d'échanges pour les différentes périodes de l'année et aux échéances considérées.

Le Bilan prévisionnel prévoit ainsi une érosion du solde exportateur à long terme, plus ou moins rapide selon le rythme de développement de la consommation et de la production décentralisée en France, notamment d'origine éolienne. On prévoit, par ailleurs, une tendance à l'accroissement des importations depuis la Grande-Bretagne et l'Espagne, et vraisemblablement une augmentation des exportations vers l'Europe du Nord. Notons que la diminution du solde des échanges ne correspond pas nécessairement à la baisse du volume des puissances échangées, mais à une sollicitation plus équilibrée des interconnexions entre importations et exportations.

Sur le plan des puissances transitées, le réseau d'interconnexion peut constituer un frein à la fluidité du marché européen : le jeu du marché peut conduire à des volumes d'échanges supérieurs aux capacités de transport disponibles. Pour faire face à ces situations, RTE peut soit limiter l'accès au réseau, soit réaliser un réaménagement des programmes de production qui se répercute sur les coûts du transport.

La Commission européenne souhaite que les congestions aux frontières soient résorbées, et a fixé un objectif d'interconnexion électrique entre les États au moins équivalent à 10 % de la capacité de production de chaque État-membre⁽¹⁹⁾.

3.4 CONCERTATION SUR LES HYPOTHÈSES

Les travaux engagés au sein des instances régionales mises en place dans le cadre de la réalisation des volets régionaux du Schéma de développement ont permis de construire, sur la base d'une concertation la plus large possible, un corps d'hypothèses reflétant les spécificités locales.

Les évolutions de la demande à l'échelle locale ont été élaborées par l'examen détaillé des réalisations des consommations énergétiques et de leur répartition sectorielle, en fonction des perspectives de développement socio-économique établies par les acteurs concernés, et en cohérence avec le cadre de référence fixé par le Bilan prévisionnel au niveau national.

Les perspectives de développement de la production par filière ont été élaborées au sein des instances de concertation en croisant les tendances définies dans les Schémas de services collectifs de l'énergie, précédemment établis avec les demandes de raccordement recueillies par RTE et les distributeurs, dans le respect des objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle des investissements de production.

Par ailleurs, certaines régions ont choisi d'examiner différents scénarios contrastés d'évolution de la consommation au niveau local (impact de grands projets industriels), de la production (développement de la filière éolienne) ou des échanges, permettant aux diverses sensibilités de s'exprimer au cours de la concertation, et de balayer un large spectre d'hypothèses. ■



4

Les différents types de contraintes

4.1 TYPOLOGIE

Une « zone de fragilité électrique » correspond à un ensemble de points du réseau où l'on identifie, à plus ou moins long terme, une contrainte induisant un risque de non-respect d'un ou plusieurs objectifs assignés au réseau, tels qu'ils ont été exposés au chapitre 2.2.1. On considère dans cet exercice uniquement les contraintes du réseau dont la résorption implique des travaux importants, soumis aux arbitrages de la collectivité.

Ces contraintes ont été groupées en cinq catégories :

- la sécurité d'alimentation des clients et / ou la sécurisation de l'alimentation d'une ville ou d'une poche de consommation ;
- le raccordement de nouveaux clients au réseau RTE ;
- la performance technique et économique du système électrique ;
- le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine ;
- la sécurisation mécanique des ouvrages pour faire face aux événements climatiques extrêmes.

4.1.1 La sécurité d'alimentation

Ce type de contrainte regroupe les zones sujettes à des risques de dégradation de la qualité de fourniture (coupures de la clientèle ou chutes de tension), liés à une trop faible capacité du réseau existant, en particulier en cas d'incidents survenant sur des ouvrages.

4.1.2 Le raccordement des clients

Il s'agit des besoins d'adaptation du réseau pour le raccordement au réseau de transport d'un client (consommateur ou producteur), qu'il s'agisse d'un nouveau raccordement ou d'un renforcement de raccordement existant. Les besoins relatifs aux raccordements des postes sources, qui correspondent à un besoin de développement des réseaux de distribution, figurent également dans cette catégorie.

Ce besoin d'adaptation du réseau concerne :

- le raccordement physique du client : nécessité de créer des liaisons pour raccorder le client (suivant sa situation géographique) au réseau public de transport ;
- l'impact de ce raccordement sur le réseau public de transport. En effet, il peut être nécessaire de renforcer le réseau en amont pour alimenter un client consommateur ou évacuer la production d'un client producteur.

4.1.3 La performance technique et économique du système

Ce type de contrainte est lié à une inadéquation du réseau face aux besoins de fluidité du marché de l'électricité. Dans le cas où des ouvrages ne peuvent supporter les flux d'énergie qui découlent des programmes d'appel fournis par les producteurs, RTE est amené à demander des modifications de ces programmes d'appel, ou la limitation des échanges commerciaux dans une direction donnée. Le surcoût d'exploitation résultant de la « désoptimisation » du programme de production initial est supporté *in fine* par l'ensemble des utilisateurs.

4.1.4 Le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine

Ce type de contrainte concerne les ouvrages anciens pour lesquels se pose la question du renouvellement ou de travaux lourds de réhabilitation pour le maintien en exploitation, dans le respect des objectifs de sûreté de fonctionnement du système.

Le vieillissement de chaque ouvrage dépend essentiellement des choix techniques qui ont présidé à sa conception, et de son environnement : un ouvrage ancien n'est pas nécessairement obsolète. Les politiques techniques de maintenance et de renouvellement ont pour objectif de tirer le meilleur parti des infrastructures existantes, et le renouvellement

ne se décide pas sur un simple critère d'âge, mais en examinant de façon globale l'importance et la qualité du service rendu.

4.1.5 Robustesse face aux phénomènes climatiques extrêmes

Les événements climatiques survenus ces dix dernières années, et le retour d'expérience des tempêtes de 1999 ont conduit RTE à engager une politique de sécurisation des ouvrages du réseau de transport d'électricité, en considérant le nouvel arrêté technique du 17 mai 2001⁽²⁰⁾ (nouvelles normes de résistance mécanique aux conditions climatiques). Cette politique vise à garantir, lors d'événements climatiques exceptionnels, la sûreté de fonctionnement du système électrique et la continuité d'alimentation de la clientèle, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens.

Cette politique s'applique au patrimoine existant, et le Schéma de développement n'a pas vocation à présenter le détail des ouvrages concernés par les opérations de sécurisation prévues. Cependant, compte tenu de l'importance de ces dossiers, qui peuvent interférer localement avec les questions de développement de réseau, nous en présentons ici les axes majeurs.

La politique nationale de sécurisation mécanique du réseau se décline en deux volets :

- d'une part, les mesures de remise à niveau destinées à traiter à moyen terme les faiblesses du réseau identifiées lors des événements climatiques des années quatre-vingt-dix ;
- d'autre part, le déploiement du programme de sécurisation mécanique du réseau sur une quinzaine d'années.

4.1.5.1 Mesures de remises à niveau

Lors des événements climatiques des années quatre-vingt-dix, des faiblesses de composants ou d'ouvrages du réseau avaient été identifiées. Des travaux de mise à niveau avaient déjà été menés pour certains ouvrages. L'objectif est maintenant d'assurer la mise en œuvre des correctifs nécessaires sur l'ensemble du réseau existant.

De façon détaillée, ces mesures se déclinent selon les trois programmes suivants :

- le programme « Tranchées forestières », qui consiste en l'élargissement des tranchées forestières conformément aux directives internes, de façon à garantir

l'absence de contact électrique conducteurs / végétation, dans un cadre convenu d'hypothèses ;

- le programme « Pylônes faible marge », destiné à l'identification des pylônes utilisés à la limite de leur dimensionnement (compte tenu des conditions réglementaires prévalant à la date de construction) puis à leur renforcement par la pose d'éléments mécaniques supplémentaires ;
- le programme « Fondations à risque », destiné à l'identification et au renforcement des fondations présentant des performances de tenue insuffisantes.

4.1.5.2 Programme de sécurisation mécanique des ouvrages

Le programme de sécurisation mécanique des ouvrages vise à avoir un dimensionnement des ouvrages du réseau de transport d'électricité qui permette d'assurer le fonctionnement du système dans des conditions de sûreté suffisantes, et de garantir la reprise d'alimentation de façon à respecter les engagements suivants, une fois le déploiement de la politique finalisé :

- en cas d'événements similaires à ceux de décembre 1999, la quasi-totalité des postes reste alimentée ;
- au-delà, pour les tempêtes de force supérieure, la reprise de service doit être assurée en moins de cinq jours.

Pour ce faire, chaque poste du réseau de transport d'électricité devra être doté, à l'issue du déploiement de la politique, d'une alimentation mécaniquement sûre permettant de garantir la tenue de l'ouvrage dans les conditions climatiques nouvellement définites. Les liaisons concernées sont identifiées en tenant compte des perspectives d'évolution des ouvrages.

En premier lieu, des dispositifs anticascades sont mis en œuvre sur les ouvrages ou portions d'ouvrages identifiés. Ils visent à interposer à intervalles réguliers des supports dont la tenue mécanique permet de circonscrire le phénomène de ruine à un nombre limité de pylônes ; cela facilite la réalimentation rapide des clients, en évitant la ruine par entraînement d'un nombre élevé de supports d'un ouvrage, lors d'événements climatiques tels que givre ou tempête.

Dans un second temps, la sécurisation des ouvrages retenus est réalisée sur l'intégralité de leur longueur.

20 L'arrêté technique interministériel fixe les « conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique ».



Par ailleurs, des mesures sont adoptées en termes de dimensionnement des ouvrages du réseau de transport placés à proximité des zones d'habitations et des voies de communication importantes, afin de réduire les conséquences de tels événements climatiques exceptionnels sur la sécurité des personnes et des biens.

4.2 DÉTECTION DES CONTRAINTES : MÉTHODE

Différentes méthodes sont utilisées selon le type de contrainte.

On distingue en premier lieu les contraintes relatives au fonctionnement du réseau, c'est-à-dire au rôle de chaque ouvrage dans le système électrique. Ces contraintes sont généralement liées aux limitations des capacités thermiques des ouvrages, qui peuvent engendrer des risques de coupures sur la clientèle, entraver la fluidité du marché (par la limitation des échanges transfrontaliers ou par la désoptimisation des programmes d'appel), ou pénaliser l'arrivée d'un client producteur ou consommateur. Ces contraintes sont détectées par une méthode d'analyse par simulation numérique des situations pour lesquelles des risques potentiels sont identifiés.

Les autres contraintes sont liées à l'état du patrimoine, c'est-à-dire à l'adaptation aux nouvelles normes techniques ou aux effets du vieillissement du réseau. Elles concernent donc la problématique du maintien en conditions opérationnelles du patrimoine et de la sécurisation mécanique des ouvrages. Elles sont détectées par la connaissance approfondie, par le biais d'expertises, de chacun des équipements présents sur le réseau.

4.2.1 Simulation des situations à risque

L'analyse par simulation numérique de situations à risque permet d'anticiper les insuffisances du réseau sur la base des hypothèses de consommation et de production retenues à un horizon de temps donné. Un outil de calcul informatique modélise l'ensemble des clients (consommateurs et producteurs) et simule certains états du système électrique et en analyse l'incidence pour la clientèle, afin d'identifier les situations « à risque ».

L'analyse porte à la fois sur la fréquence des situations

et leur criticité pour la clientèle. Le croisement de ces deux paramètres permet de déterminer la gravité de la situation, qui traduit le degré de contrainte sur le réseau.

Situations étudiées

Une « situation » est caractérisée par :

- un état du système électrique, c'est-à-dire :
 - > un niveau de consommation et de production des clients, compte tenu de leurs variations journalières et annuelles, donc sur un palier horaire donné ;
 - > les capacités thermiques des ouvrages du réseau public de transport qui dépendent de la saison (les capacités des ouvrages sont plus faibles en été) ;
- un ensemble d'aléas affectant ce système :
 - > les aléas relatifs au niveau de consommation et de production (grand froid, forte ou faible hydraulicité, présence de vent...);
 - > les incidents pouvant intervenir sur le réseau public de transport, soit sur aléa extérieur, soit sur défaillance d'un ouvrage.

La combinaison de ces aléas permet de construire un ensemble de situations, dont les plus critiques sont généralement les suivantes :

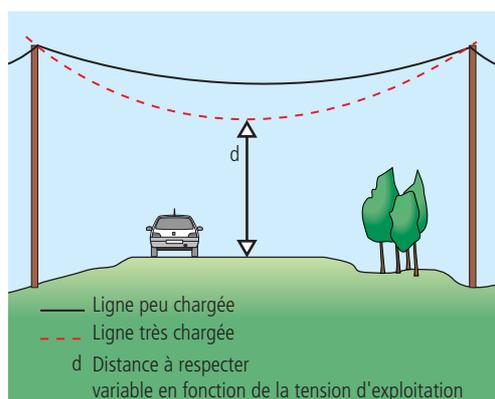
- pour la période d'hiver, où les consommations sont souvent les plus fortes, on étudie deux régimes de fonctionnement du réseau :
 - > le régime normal, ou « N », correspondant à une situation normale d'exploitation du réseau, c'est-à-dire où tous les éléments du réseau sont disponibles. Ce régime est étudié avec un niveau de consommation élevé (correspondant à une période de grand froid) ;
 - > le régime dégradé, ou « N-1 », correspondant à la perte d'un élément réseau (liaison ou transformateur) avec consommations normales. L'étude de cette situation est très importante, puisque celle-ci se présente non seulement en cas de panne, mais également lors des consignations d'ouvrages nécessaires pour travaux de maintenance ou de développement. De plus, c'est dans ce régime que les situations sont les plus contraignantes, la même puissance étant à transiter à travers un nombre plus réduit d'ouvrages ;
- pour la période d'intersaison (printemps et automne), où les consommations sont parfois

encore soutenues, alors que les capacités thermiques des ouvrages du réseau sont déjà réduites, on étudie :

- > le régime « N » avec consommations élevées (période de froid) ;
- > le régime « N-1 » avec consommations normales ;

- pour la période d'été, où les capacités thermiques des ouvrages du réseau sont minimales et où le niveau de consommation des industriels (ou le niveau de production de certains producteurs) peut être élevé, on étudie les régimes N et N-1 avec consommations normales

En régime normal (N) ou dégradé (N-1), les ouvrages du réseau doivent être capables de respecter les limites d'intensité admissible dans les conducteurs, induites par les contraintes d'échauffement de ceux-ci. Les limites thermiques des ouvrages dépendent du type de conducteur et du régime auquel ils sont soumis (N ou N-1⁽²¹⁾). En cas de dépassement de ces limitations, les ouvrages peuvent non seulement subir une détérioration des conducteurs, mais également induire des problèmes de sécurité dus au non-respect des distances minimales sous les ouvrages, du fait de l'allongement des conducteurs par échauffement. Ce phénomène est illustré par le dessin ci-dessous.



Évaluation de l'impact sur le réseau électrique

Les outils de simulation numérique permettent de quantifier la gravité des situations étudiées (fréquence de la situation et impact pour la clientèle). Notons que, suivant les régions, les points horaires où apparaissent les contraintes ne sont pas forcément homogènes (contraintes d'été liées à l'évacuation de l'hydraulique, couplées à une demande forte

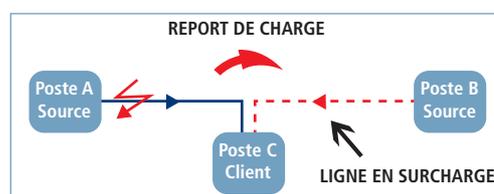
dans les régions du Sud, contraintes d'hiver liées à la pointe de la consommation ailleurs).

Les deux exemples ci-dessous illustrent la problématique des régimes « N-1 » et les conséquences en termes de contrainte qu'elle peut induire.

Exemple 1 : sécurité d'alimentation

Le schéma suivant décrit une portion du réseau où un poste client consommateur C est alimenté à partir de deux postes sources A et B.

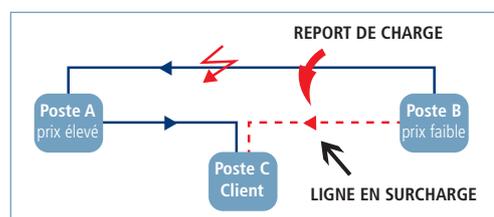
Dans le cas où un défaut survient sur l'ouvrage reliant le poste client au poste source A, l'ouvrage poste source B – client C peut entrer en surcharge, et il en résulte un risque de coupure du client.



Ce type de contrainte, lié à la sécurité d'alimentation, est caractéristique des réseaux de répartition, qui ne disposent généralement pas d'autre marge de manœuvre que la coupure de la clientèle pour résoudre la surcharge due à la perte d'un ouvrage. Le mode de détection de ces contraintes est généralement déterministe : les situations à risque correspondent à des points horaires particuliers (passage de la pointe d'hiver, par exemple) et des incidents bien identifiés. La criticité de la situation est liée à la fréquence de l'incident et au volume d'énergie non distribuée sur la période de temps considérée.

Exemple 2 : performance technique et économique du système

Sur le schéma ci-dessous, un poste client consommateur C est alimenté à partir de deux postes producteurs A et B. Dans le programme d'appel fourni à RTE, la production B correspond à une unité dont le prix de revient est faible ; elle est donc ici démarrée à son maximum. En revanche, la production A, plus chère, est démarrée à mi-capacité. Le client est donc alimenté *via* la boucle ABC en situation N.



21 les ouvrages sont capables de supporter un certain niveau de surcharge en N-1, mais pendant une durée limitée.



Si un défaut survient sur l'ouvrage reliant les postes A et B, l'ouvrage B-C entre en surcharge. Pour éviter la coupure, le gestionnaire de réseau peut modifier le programme d'appel initial, en demandant à B de diminuer sa production, afin de soulager l'axe B-C, et à A d'augmenter le niveau de production démarrée pour faire face à l'appel de consommation du poste client, et compenser la baisse de production de B. La désoptimisation du programme d'appel qui résulte de ces réaménagements est mise en œuvre de façon préventive, c'est-à-dire avant même que l'incident ne survienne, si celui-ci est identifié comme susceptible d'engendrer des surcharges. En effet, les délais nécessaires au démarrage des unités de production sont souvent supérieurs aux durées de surcharges admissibles sur les conducteurs.

Ce type de contrainte, lié à la performance technico-économique du système, est généralement détecté sur des structures de réseau suffisamment maillées, avec une forte présence de production modulable. Il est caractéristique du réseau de grand transport. Le mode de détection de ces contraintes est généralement probabiliste : un très grand nombre de configurations de disponibilité de la production est envisagé pour évaluer le volume d'énergie « redispachée » pendant la période considérée.

4.2.2 Analyse de la qualité de fourniture

La qualité de fourniture recouvre une large gamme de perturbations affectant l'onde électrique (creux de tension, harmoniques, flicker, taux de déséquilibre) ou sa continuité (coupures longues et brèves⁽²²⁾). Un certain nombre de contrats⁽²³⁾ définissent les engagements mutuels à respecter par RTE et ses clients en matière de qualité de fourniture.

L'état des lieux de la qualité de fourniture observée sur le réseau à la fin des années quatre-vingt a conduit EDF à engager, à partir de 1992, une politique volontariste d'amélioration de la qualité. Celle-ci a conduit à des niveaux de qualité aujourd'hui globalement satisfaisants sur tout le territoire. Ainsi, excepté certains « points noirs » qui subsistent dans ce domaine, la politique de RTE est de maintenir le niveau de qualité actuelle

À l'heure actuelle, les engagements de RTE en matière de coupures longues et brèves sont basés sur des moyennes constatées les années précédentes.

En cas de non-respect de ces engagements, des études ciblées sont conduites, et l'intérêt de procéder à un renforcement du réseau est examiné au cas par cas, en fonction de la rentabilité économique et de la sensibilité de la clientèle.

De ce fait, le Schéma de développement n'aborde pas de manière spécifique les aspects qualité de fourniture, excepté quelques points dûment identifiés dans les volets régionaux.

4.2.3 Expertise des ouvrages

Les contraintes liées à l'état du patrimoine sont identifiées grâce à la connaissance approfondie de chacun des ouvrages au plus près du terrain.

Concernant celles liées à la robustesse face aux événements climatiques extrêmes, la démarche d'ensemble a été exposée au chapitre 4.1.5.

S'agissant du maintien en conditions opérationnelles, compte tenu du nombre important d'ouvrages ayant atteint leur durée de vie « théorique » (voir chapitre 2.3.3), et donc susceptibles de faire l'objet d'actions de réhabilitation lourde ou de renouvellement, une réflexion globale sur la gestion du patrimoine du réseau est engagée à RTE depuis plusieurs années. Une méthode de hiérarchisation des ouvrages concernés a été mise au point, pour définir la priorité avec laquelle il convient de lancer des expertises approfondies et les études de solutions.

Ces priorités sont établies à la maille régionale en fonction de plusieurs critères, permettant de croiser :

- une vision patrimoniale : comportement technique de l'ouvrage, état des différents composants (usure, corrosion) ;
- une vision fonctionnelle : importance de l'ouvrage pour la qualité de fourniture et la sûreté de fonctionnement, enjeu de l'ouvrage à long terme.

Les ouvrages identifiés comme prioritaires font ensuite l'objet d'expertises qui permettent d'appréhender de façon détaillée l'état des composants de l'ouvrage, et de faire de premières propositions concernant les solutions possibles (réhabilitation, renouvellement), ainsi qu'un premier chiffrage.

Cette démarche d'expertise n'a pas encore été menée à son terme sur l'ensemble des ouvrages. Ainsi, le Schéma de développement ne présente pas une vision parfaitement exhaustive des contraintes de maintien en conditions opérationnelles du patrimoine.

22 COUPURES BRÈVES : interruptions de l'alimentation électrique comprises entre une seconde et trois minutes. On rencontre surtout ce type de coupures lorsque le réseau est capable d'éliminer lui-même le défaut et de reprendre automatiquement l'alimentation de la clientèle. La durée de la coupure correspond au temps de fonctionnement des protections d'élimination du défaut et des automatismes de reprise de service.

COUPURES LONGUES : interruptions de l'alimentation électrique supérieures à trois minutes. Elles correspondent souvent à des défauts longs sur un ouvrage du réseau de transport sans possibilité de reprise automatique de la clientèle par un quelconque secours. Des manœuvres, dont le délai est supérieur à trois minutes, sont nécessaires et se révèlent parfois suffisantes pour réalimenter la totalité de la clientèle.

23 Contrats Cart avec les clients industriels, contrats avec les gestionnaires de réseaux de distribution, ou avec les producteurs.

4.2.4 De la détection à la résolution des contraintes

La détection d'une contrainte à un horizon donné ne suffit pas à déclencher une décision de développement du réseau par RTE. Les décisions d'investissements prises par RTE sont fondées sur une analyse technico-économique, évaluée sur la durée, qui intègre une valorisation du service rendu par différentes stratégies de développement, et l'investissement à consentir pour mettre en œuvre cette stratégie.

Concernant les contraintes liées aux capacités thermiques des ouvrages⁽²⁴⁾, la première étape consiste à simuler les situations à risque, selon la méthodologie décrite au chapitre 4.2.1, dans la configuration initiale du réseau (sans renforcement), puis en supposant le réseau renforcé, en mettant en œuvre chacune des stratégies de développement susceptibles de résorber les contraintes identifiées (renforcement d'une liaison existante, nouvelle liaison, augmentation de la puissance de transformation...).

La deuxième étape consiste à valoriser les situations à risque, pendant toute la durée où le risque est présent, dans chaque configuration du réseau (avec et sans le renforcement). Des coûts sont en effet associés à chaque fois qu'intervient une coupure de la clientèle (énergie non distribuée) ou une désoptimisation du programme de production. Ces coûts sont liés respectivement au préjudice causé à la clientèle par une coupure, et au dédommagement des producteurs dont le programme de production a été perturbé du fait de la congestion. Des coûts sont également imputés au titre des pertes sur le réseau⁽²⁵⁾.

L'écart de valorisation obtenu avec et sans le renforcement correspond donc à l'économie engendrée par le nouvel ouvrage, en termes de coûts de congestion, d'énergie non distribuée et de pertes. La construction d'un indicateur de rentabilité, tenant compte du coût financier de l'ouvrage, permet

ensuite d'identifier la meilleure solution d'un point de vue technico-économique, parmi toutes les stratégies envisagées pour résorber la contrainte.

D'autres facteurs entrent également en ligne de compte (insertion environnementale, foisonnement avec d'autres politiques techniques) pour finalement faire émerger la solution électrique optimale qui sera proposée par RTE à la concertation.

Concernant les contraintes liées à l'état du patrimoine, l'arbitrage entre travaux de réhabilitation d'un ouvrage destinés à prolonger sa durée de vie, sa reconstruction, voire sa dépose, est examiné au cas par cas. Cette analyse intègre la problématique globale d'utilisation de l'ouvrage : rôle dans le réseau et accroissement de dépenses de maintenance.

Dans la recherche de stratégies de développement du réseau, les différents types de contraintes ne sont pas traités indépendamment, en particulier lorsque, dans une même zone, le réseau est insuffisamment développé et rencontre des problèmes de vétusté : les stratégies examinées doivent alors permettre d'optimiser les actions menées sur l'ensemble du patrimoine. Par exemple, le renouvellement d'un ouvrage peut à la fois répondre à des besoins de développement (augmentation de la consommation d'une zone), d'obsolescence (âge du réseau) et de sécurisation mécanique.

Rappelons enfin que le développement du réseau de transport contribue de manière non exclusive au respect de certains objectifs : des dispositifs de régulation des flux de puissance (transformateurs-déphaseurs), le développement de nouvelles capacités de production — en particulier décentralisée —, et la maîtrise de la demande dans une autre mesure, peuvent contribuer à soulager les congestions et à améliorer la sécurité d'approvisionnement. ■

24 Sécurité d'alimentation, performance technique et économique du système, raccordement des clients.

25 RTE achète en effet le volume de production équivalent aux pertes d'énergie sur le réseau de transport.



5

Exposé des contraintes du réseau à moyen / long terme

L'objectif de ce chapitre est de donner une vision d'ensemble des principales contraintes identifiées sur le territoire national, dans les volets régionaux du Schéma de développement établis en 2003. On n'expose ici que les plus significatives, le lecteur pouvant se reporter à l'annexe 2 pour une vision exhaustive de l'ensemble des contraintes à la maille de chaque région administrative.

Les contraintes ne se répartissent pas de façon homogène sur tout le territoire. Les régions sont confrontées à différentes contraintes selon la configuration du réseau (âge des ouvrages, densité), de la production (fort gisement de production éolienne : nord de la France ; région hydraulique : Sud et Rhône-Alpes) et de la demande (zone touristiques : sud de la France ; installations de zones d'activité : nord de la France ; proximité des frontières ; zones peu denses : Limousin).

Rappelons que le Schéma de développement fait état de la vision la plus probable des contraintes pressenties sur le réseau de transport d'électricité à moyen / long terme. Cette vision reste associée aux hypothèses relatives à l'évolution du contexte économique, industriel et énergétique, élaborées par les acteurs concernés au sein des Comités régionaux de concertation.

Certaines contraintes, généralement constatées aujourd'hui avec risques de délestage ou de modification du plan de production coûteuse pour la collectivité, ont déjà fait l'objet d'études approfondies par RTE et devraient être résolues dans un horizon de court / moyen terme, par un projet identifié actuellement en concertation ou en cours d'instruction réglementaire.

D'autres, anticipant généralement des faiblesses susceptibles d'apparaître d'ici à quelques années, font

actuellement l'objet d'études côté RTE : les exercices suivants du Schéma de développement permettront de suivre leur évolution, et éventuellement de présenter les projets destinés à les résorber.

5.1 SÉCURITÉ D'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

L'origine de ce type de contrainte et la façon dont elle est détectée sont respectivement décrites aux chapitres 4.1.1 et 4.2.1.

5.1.1 Des contraintes avérées levées par des projets à court terme

On présente dans ce paragraphe les principaux projets actuellement en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, la liste exhaustive des projets figurant dans l'annexe 2, par région administrative.

Alimentation du Sud-Est :

projet Boutre – Broc-Carros

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur importe largement son énergie, puisque la production locale ne couvre qu'un peu plus de la moitié de la consommation régionale.

La partie de la région Paca située au sud-est d'Avignon est alimentée par les lignes 400 et 225 kV Réaltor – Néoules – Broc-Carros et Sainte-Tulle – Lingostière. En cas de perte d'ouvrage de transport dans la région, le réseau ne peut alimenter toute la consommation, et du délestage est nécessaire (400 MW en 2003).

La création de la ligne 400 kV Boutre – Broc Carros et le renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon (réalisé en 2003) apportent une nouvelle capacité d'import vers le littoral, et permettent un « bouclage » 400 kV de l'est de la région Paca⁽²⁶⁾.

26 Ce projet permet en outre de mieux utiliser les capacités de production hydraulique de la vallée de la Durance et du Verdon.

27 Le projet permet aussi de résoudre les contraintes liées à l'évacuation de la production thermique de la zone (voir chapitre 5.2.2).

Alimentation de Strasbourg et du Bas-Rhin : projet Vigy – Marlenheim

La sécurité d'alimentation de l'agglomération de Strasbourg et du Bas-Rhin en Alsace est aujourd'hui menacée. L'ensemble de cette zone repose en effet sur le poste 400 kV de Marlenheim, qui n'est alimenté que par une ligne à deux circuits 400 kV : un incident sur cet ouvrage provoque des risques de coupures. Le projet d'axe double Vigy – Marlenheim permettra notamment de sécuriser la zone⁽²⁷⁾.

Alimentation du Lot

La région de Cahors (Midi-Pyrénées) est alimentée par trois axes 63 kV de capacités différentes. L'augmentation des consommations de la zone et des charges SNCF fragilise le réseau qui est déjà le siège de forts transits Nord-Est / Sud-Ouest liés à l'évacuation de la production hydraulique du Massif central. Le renforcement de l'axe nord existant Férouge – Cahors permettra de soulager la zone. Le projet a fait l'objet d'un débat public en 2003.

Alimentation de l'ouest de l'Île-de-France

La croissance des consommations de cette zone a conduit à fragiliser l'alimentation de la clientèle. Deux renforcements sont prévus en très haute tension :

- la création, d'ici à 2007, du poste 400 / 225 kV d'Yvelines, raccordé au poste d'Élancourt par une liaison 225 kV, devrait permettre de sécuriser l'alimentation de la clientèle des Yvelines, du sud des Hauts-de-Seine et du quart sud-ouest de Paris ;
- au nord-ouest de la première couronne, le projet de création de liaison souterraine 225 kV Nanterre – Nourotte permettra de rééquilibrer les charges entre les postes de la zone.

Alimentation du bassin annécien

Le bassin annécien (Rhône-Alpes) est alimenté en trois poches non sécurisées, à partir d'un réseau issu du réseau 400 kV national via les postes de transformation de Génissiat, de Cornier et d'Albertville. Par ailleurs, l'ensemble du réseau est d'ores et déjà saturé. La création d'un poste de transformation 400 / 63 kV (actuellement en cours de concertation) permettra de lever les difficultés d'alimentation de l'agglomération d'Annecy. Le projet comporte des étapes ultérieures qui permettront de lever les difficultés d'alimentation des zones situées à l'est d'Annecy.

Nord lyonnais

Le réseau nord de Lyon fonctionne d'ores et déjà à saturation et ne permet pas, en l'état, de faire face à l'accroissement des consommations industrielles et résidentielles dans cette zone. Le projet de création du poste 225 / 63 kV de Cailloux-sur-Fontaines résoudra cette contrainte.

Alimentation du Soissonnais

Le réseau 63 kV du Soissonnais connaît à court / moyen terme une redistribution des charges et des problèmes de qualité de fourniture. La création d'une liaison 225 kV et le renforcement de la transformation 225 / 63 kV, sont destinés à renforcer l'alimentation électrique de la zone.

Alimentation de la Vendée

Le réseau de transport est insuffisant pour bien alimenter la Vendée, où le dynamisme de certaines zones (côtières notamment), amènent le réseau haute tension en limite de capacité. Cette situation est aggravée par les forts transits interrégionaux, orientés du Poitou-Charentes vers la Bretagne. Un premier élément de réponse à l'alimentation de la Vendée sera apporté par le projet de création d'une nouvelle injection 225 / 90 kV à Val-de-Sèvres, couplée avec un renforcement du réseau 90 kV sur Pouzauges. Un transformateur-déphaseur, installé au poste de Granzay au départ vers Niort, permettra également de soulager les contraintes de la zone.

Zone de Saint-Nazaire – La Baule – Guérande

Afin d'assurer la sécurité d'alimentation électrique et la capacité de développement de la zone de Saint-Nazaire, de la Baule et de la presqu'île guérandaise — deuxième pôle de consommation derrière l'agglomération nantaise —, il est prévu de remplacer la ligne 63 kV Guersac – Pontchâteau par une ligne 225 kV.

Autres agglomérations

- **Agglomération de Caen** : de fortes contraintes, en situation normale et dégradée sur la transformation 225 / 90 kV du poste de la Dronnière, situé au sud de Caen, et sur les ouvrages 90 kV en sortie du poste entraînent des risques de coupures qui concernent toute la région caennaise. Pour y remédier, le projet consiste à renforcer la transformation et les lignes d'alimentation de l'agglomération.



- **Agglomération d'Amiens** : le réseau d'alimentation 90 kV arrivant à saturation, il a été décidé de basculer les charges sur le réseau 225 kV via le poste source d'Amargue et ses nouvelles alimentations 225 kV, plus aptes à les accueillir.

- **Agglomération de Montpellier** : la structure des réseaux de la zone de Montpellier entraîne, à moyen terme, des risques de surcharge, avec des conséquences en termes de coupures longues et brèves et de tenue de tension.

- **Agglomération de Mulhouse** : à moyen terme, on observe un dépassement des capacités de transits des ouvrages (lignes, transformateurs) alimentant le « pays du Sundgau », situé au sud de Mulhouse. La création du poste de transformation 225 / 63 kV d'Hirsingue, permettra de lever la majorité des contraintes dès 2006, en rapprochant la source d'énergie électrique des lieux de consommation.

5.1.2 Des contraintes qui appelleront des réaménagements du réseau à moyen terme

Avec les hypothèses élaborées aux niveaux national et régional, les simulations réalisées dans le cadre de cet exercice ont permis d'identifier d'autres contraintes : certaines sont moins critiques ou susceptibles d'apparaître à plus long terme. D'autres, au contraire, sont déjà constatées sur le réseau et devront être résolues à moyen terme. Pour ces contraintes, des études approfondies sont d'ores et déjà menées par RTE, afin d'identifier les meilleures stratégies pour les lever.

On présente ici les contraintes les plus significatives, et le lecteur pourra se reporter à l'annexe 2 pour une description exhaustive, par région administrative.

Alimentation de la Vendée

Le réseau de transport demeure insuffisant pour bien alimenter la Vendée, malgré les aménagements prévus (nouvelle injection 225 / 90 kV et renforcement du réseau 90 kV). Le fort potentiel d'énergie électrique arrivant au sud de Niort (Granzay), combiné au fort appel de la Loire-Atlantique et de la Bretagne sur le poste d'interconnexion et de transformation de Cordemais, sollicite le réseau de transport qui arrive en limite de capacité.

Alimentation de Dax

Les réseaux 63 et 225 kV de la région de Dax sont le

siège de très nombreuses contraintes qui rendent leur exploitation très délicate. À cela s'ajoutent un taux annuel très élevé d'accroissement de la consommation (3,6 % de 1996 à 2000, avec des prévisions de l'ordre de 3 % d'ici à 2005), et une sollicitation supplémentaire en cas d'exportations vers l'Espagne. La puissance mise en précarité est d'environ 250 MW en 2002.

Alimentation de Strasbourg

Une contrainte apparaît sur une des liaisons 225 kV d'alimentation du poste de Graffestaden à partir du poste 400 / 225 kV de Marlenheim, qui dessert une partie de la ville de Strasbourg et du nord de l'Alsace.

Alimentation de l'est de la région parisienne

Des contraintes très importantes risquent de survenir à très court terme sur plusieurs couloirs 225 kV de la zone, en particulier autour du poste 400 / 225 kV de Villevaudé, et dans le Val-de-Marne

Boucle 63 kV du nord des Ardennes

Des contraintes de transits apparaissent à moyen terme sur cette zone située entre les postes 225 / 63 kV de Chooz et Mohon. La situation, si elle est maîtrisée aujourd'hui, pourrait rapidement se dégrader en cas de croissance soutenue des consommations.

Autres agglomérations

- **Grenoble** : à moyen terme, les alimentations nord-ouest et nord-est à 225 kV de Grenoble s'avèrent insuffisantes pour alimenter la clientèle d'une part — en particulier en prévision de l'arrivée de clients industriels — et pour évacuer la production hydraulique d'autre part.

- **Agglomération de Perpignan** : l'augmentation sensible des consommations de la zone, qui attire beaucoup de nouveaux résidents, fragilise le réseau 63 kV desservant l'agglomération (en particulier au départ du poste 400 / 63 kV de Baixas).

- **Agglomération de Montpellier** : compte tenu de la structure des réseaux 63 kV et de la sensibilité des consommations de la zone montpelliéraine, des surcharges risquent d'apparaître à moyen terme dans différents cas de perte d'ouvrages 63 kV ou 225 kV, avec des conséquences en termes de coupures longues et brèves, et de tenue de la tension.

- **Agglomération de Dijon** : l'évolution naturelle

des charges sature à moyen terme la capacité de transformation des postes d'injection situés autour de Dijon. En dépit des travaux prévus à court terme (construction du câble Petit Bernard – Romelet), le réseau 63 kV ainsi que les transformations installées demeurent sous-dimensionnés.

- **Nancy** : L'organisation du réseau 63 kV issu des deux postes de transformation alimentant l'agglomération, conduira à une insuffisance de transformation. De plus, l'alimentation de la boucle *intramuros* de Nancy arrivera à saturation.

- **Nice – Cannes – Grasse – Antibes** : cette grande zone urbaine du littoral méditerranéen est alimentée par des lignes 225 kV issues des postes de Broc-Carros et Biançon. À moyen terme, la perte d'une de ces lignes risque d'entraîner, à certaines périodes, le déclenchement automatique des ouvrages restants, et de conduire ainsi à la mise hors tension de toute la zone.

- **Avignon** : dès aujourd'hui, la perte d'une des lignes 225 kV alimentant une zone englobant l'agglomération d'Avignon et une partie du sud du Vaucluse et du nord des Bouches-du-Rhône entraîne, à certaines périodes, des surcharges sur les autres ouvrages, avec pour conséquences des coupures importantes (de l'ordre de 100 MW) de la clientèle.

5.2 RACCORDEMENT DES CLIENTS

La problématique du raccordement se pose différemment suivant la nature du client, qu'il soit producteur ou consommateur, industriel ou distributeur. Si l'arrivée d'un client entraîne nécessairement la réalisation des ouvrages permettant son raccordement sur le réseau de transport (liaisons et / ou poste de raccordement), il peut arriver que la nouvelle injection / soutirage engendre des contraintes sur le réseau de transport situé en amont du client, par saturation des ouvrages déjà présents et non dimensionnés pour l'accueillir.

On a choisi dans ce chapitre de distinguer :

- les raccordements des distributeurs, par la création de nouveaux postes sources, qui sont liés à une augmentation significative des consommations

d'une zone (correspondant généralement à l'installation de nouvelles zones d'activité, par exemple à proximité des agglomérations) ;

- les raccordements de clients identifiés : RFF, clients industriels, producteurs ;

- les raccordements des producteurs éoliens, dont la problématique est traitée dans sa globalité, dans la mesure où la forte volatilité des demandes ne permet pas de dresser un inventaire fiable des contraintes engendrées (voir chapitre 3.2.2). Un éclairage est toutefois donné sur les contraintes susceptibles d'apparaître sur le réseau amont.

NB : les besoins avérés de raccordement des clients ne sont connus qu'à court terme. Les contraintes observées à long terme ne peuvent résulter que d'hypothèses caractérisées par une forte volatilité (voir chapitre 3.2.2). Les contraintes présentées dans ce document reflètent l'ensemble des demandes de raccordement connues des gestionnaires de réseaux début 2003. Certains projets de raccordement sont susceptibles d'être modifiés ou abandonnés par les demandeurs ; d'autres peuvent s'ajouter à la liste.

5.2.1 Raccordements de postes sources

La création d'un poste source peut être nécessaire pour satisfaire les besoins de développement du réseau de distribution, lorsque sa capacité est insuffisante pour alimenter les consommations (création de zones d'activités, par exemple). Cette contrainte peut être résolue soit par un renforcement du réseau de distribution à partir des postes sources existants, soit par l'apport d'une nouvelle injection de puissance, c'est-à-dire par la création d'un nouveau poste source. L'arbitrage entre les deux types de solutions s'appuie sur une comparaison de leurs performances technico-économiques, vues du réseau de distribution, et compte tenu des coûts du raccordement du nouveau poste source.

Les cartes des pages suivantes indiquent les projets de création de postes sources en cours d'instruction réglementaire, et les contraintes identifiées sur les réseaux de distribution qui correspondent à une demande formulée par les distributeurs, pour laquelle une étude est en cours.



Postes sources en projet





5.2.2 Raccordements de clients identifiés RFF

Afin de développer un véritable réseau ferroviaire transeuropéen pour le fret et les voyageurs, et d'améliorer les temps de parcours entre agglomérations, de nouveaux projets de lignes à grande vitesse sont envisagés par RFF à moyen terme. Le développement de ces nouvelles lignes s'accompagne de la mise en service de points de soutirage (« sous-stations ») destinées à leur alimentation électrique. Parmi ces projets, le TGV Est est destiné à relier direc-

tement Paris au centre des principales villes de l'Est de la France, d'ici à 2007. Cette ligne à grande vitesse sera raccordée au réseau de RTE — 400 ou 225 kV — par l'intermédiaire de cinq sous-stations réparties sur trois régions et situées aux points kilométriques 22, 88, 151, 212 et 270 : l'Île-de-France (poste 400 kV de Penchard en coupure sur la ligne 400 kV Plessis-Gassot – Chambray), la Champagne-Ardenne (postes 225 kV de Vézilly en coupure sur la ligne 225 kV Ormes – Soissons, et de Cuperly en double antenne depuis Vesles 225 kV), et la Lorraine (postes



de Moulon raccordé en antenne depuis Vandières 225 kV, et Trois Domaines, en coupure sur l'axe 225 kV Revigny – Vandières). La création de ces sous-stations nécessite, dans certains cas, des réaménagements du réseau ou un renforcement des transformations. Afin de respecter les échéances fixées par RFF pour la mise en service commerciale du TGV, les cinq sous-stations devraient être raccordées en 2005 (les cinq projets correspondants sont actuellement en cours d'instruction réglementaire).

D'autres projets envisagés par RFF à moyen terme font l'objet de demandes de raccordement des futures sous-stations :

- le projet de ligne à grande vitesse « Rhin-Rhône » qui devrait permettre de réaliser l'interconnexion européenne entre l'Europe du Nord et de l'Est et la Méditerranée. Deux sous-stations sont prévues en Franche-Comté (entre Montbéliard et Belfort et au nord de Besançon), et une sous-station en Bourgogne à l'est de Dijon ;
- le projet de ligne à grande vitesse « Languedoc-Roussillon » qui complète l'alimentation du bassin méditerranéen vers l'Espagne. Deux sous-projets sont envisagés : le contournement de Nîmes et de Montpellier, avec la création d'une sous-station à Montpellier et la ligne nouvelle Perpignan – Barcelone, avec le raccordement d'une sous-station au sud-ouest de Perpignan ;
- d'autres projets ferroviaires de RFF, comme la ligne à grande vitesse entre Lyon et Turin, n'ont pas été pris en compte dans ce premier Schéma de développement, compte tenu des incertitudes portant sur les puissances et les localisations des sous-stations.

Le raccordement d'autres sous-stations est prévu, dont certaines sont en cours d'instruction : en Bretagne (Château-Malo en 2005), Lorraine (Langley et Moyenmoutiers en 2004), Pays de la Loire (La Roche-sur-Yon en 2006). Des demandes ont été formulées en Aquitaine, Midi-Pyrénées, Champagne-Ardenne et Franche-Comté.

Clients industriels et nouvelles productions

Des projets de raccordement de clients consommateurs ou producteurs sont recensés dans les volets régionaux du Schéma de développement, et nécessitent la création de nouveaux ouvrages (lignes de raccordement ou création de postes), voire des renforcements du réseau amont.

Les projets de nouvelles productions concernent la centrale à cycle combiné au gaz de Dunkerque, des unités de cogénération (IGCC Normandie au Havre), d'incinération d'ordures ménagères (environs de Saint-Jean-de-Folleville, Syctom à Issy-les-Moulineaux) et de fermes éoliennes.

5.2.3 Raccordements de producteurs éoliens

Les récentes directives européennes visant à promouvoir les sources d'énergies renouvelables, et traduites en objectifs chiffrés dans l'arrêté concernant la Programmation pluriannuelle des investissements de production, ont conduit les pouvoirs publics à proposer des incitations financières qui suscitent un fort engouement de la part des futurs producteurs d'énergie d'origine éolienne. RTE et les gestionnaires de distribution reçoivent un grand nombre de demandes de raccordement pour lesquelles ils réalisent des études de réseau, afin d'évaluer la capacité d'accueil des sites les plus sollicités par les producteurs. Ces demandes sont le plus souvent localisées sur les sites les plus favorables du point de vue du potentiel éolien (zones de vent, topologie du terrain...), mais ces zones ne sont pas forcément celles qui engendrent le moins de difficultés d'évacuation pour le réseau de transport.

Comme on l'a vu au chapitre 3.2.2, les files d'attente qui reflètent les demandes de raccordement évoluent très rapidement : les producteurs formulent leurs demandes bien avant de recevoir les autorisations administratives nécessaires à leur implantation, les éventuelles contraintes engendrées par leur raccordement sur le réseau ne constituant qu'un des éléments de l'optimisation de leur projet.

La répartition des demandes de raccordement de production éolienne est aujourd'hui relativement diffuse sur tout le territoire : la quasi-totalité des régions administratives était concernée au premier semestre 2003. Trois zones principales se détachent cependant, reflétant les zones à fort potentiel éolien : une zone « Ouest », incluant la Bretagne et une partie des régions Basse-Normandie et Pays de la Loire ; une zone « Nord », incluant le Nord-Pas-de-Calais, la Haute-Normandie, l'Île-de-France, la Picardie et une partie de la région Centre ; et une zone « Sud » comprenant le Languedoc-Roussillon, l'Auvergne et Rhône-Alpes.

Pour un volume de production donné au niveau national, la présence de contraintes dépend directement de la diffusion des demandes sur le territoire. Des études menées récemment par RTE ont montré que la capacité d'accueil du réseau existant se monte à près de 7 000 MW au total, sous réserve que les projets soient placés sur des sites « favorables » du point de vue du réseau de transport : à l'exception de zones déjà contraintes par d'autres types de production, la capacité d'accueil est d'autant plus grande que la répartition des projets est uniforme sur le territoire. En revanche, l'hypothèse de 6 000 MW à l'horizon 2007, cohérente avec les objectifs fixés dans la PPI, et déclinée géographiquement selon la répartition reflétée dans les files d'attente, fait émerger des contraintes. Le lecteur pourra se reporter aux cartes régionales de l'annexe 2, qui font figurer les contraintes correspondant aux demandes formulées au premier trimestre 2003. Compte tenu de leur forte volatilité (voir chapitre 3.2.2), on ne présente ici que les zones où le réseau, déjà saturé, ne permet pas d'écouler une nouvelle production.

Sont concernées en premier lieu des zones à fort potentiel éolien, où le réseau est inadapté au développement de cette production, comme le Languedoc-Roussillon, où la production hydraulique est déjà très présente et sature d'ores et déjà le réseau de transport. Si un volume global sur la région de l'ordre de 1 000 MW (production terrestre et *offshore*) est raccordable sur le réseau régional, sous réserve d'une localisation adaptée, des contraintes apparaissent dans d'autres configurations de localisation (conflit d'évacuation avec l'hydraulique).

Ce type de contrainte est identifié dans d'autres régions, de façon plus localisée. Il s'agit du nord de la France, en particulier la frontière Pas-de-Calais – Picardie qui fait l'objet de très nombreuses demandes de raccordement, ou de l'Auvergne, où le réseau de transport d'électricité ne peut assurer en toutes circonstances l'évacuation de la production éolienne (en particulier dans le Cantal et la Haute-Loire).

Dans d'autres régions, certains ouvrages sont en limite de contrainte pour certaines configurations de l'implantation de projets particuliers, comme en Champagne-Ardenne.

Par ailleurs, si ce premier exercice ne met pas en évidence de contrainte sur le réseau des régions du Grand Ouest (Poitou-Charentes, Pays de la Loire, Bretagne, Centre), une accélération des demandes de

raccordement et la délivrance des premiers permis de construire par les préfets dans ces régions peut engendrer l'apparition de faiblesses du réseau pour évacuer cette production.

À l'inverse, certaines régions peuvent accueillir les demandes prises en compte sans engendrer de contraintes, le nombre de demandes enregistrées demeurant relativement faible à ce jour. Il s'agit d'une zone partant de l'est de la France (Lorraine, Franche-Comté, Alsace, Bourgogne) vers un grand quart sud-ouest (Limousin, Aquitaine). La Haute-Normandie est une région disposant également d'une forte capacité d'accueil de la production éolienne.

Une estimation plus détaillée des « zones de fragilité électrique » liées à l'implantation de production éolienne sera disponible dans les exercices suivants du Schéma de développement, à mesure que les demandes de raccordement auront été confirmées par les producteurs.

5.3 PERFORMANCE TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE DU SYSTÈME

La bonne marche du marché européen de l'électricité se caractérise d'une part par le respect des programmes d'appel des producteurs, et d'autre part par la fluidité des échanges d'électricité entre les pays. Or la limitation des capacités thermiques des ouvrages peut être un obstacle au bon fonctionnement du marché : le gestionnaire de réseau peut être amené, comme on l'a vu, à limiter les échanges dans certaines directions géographiques, ou à demander aux producteurs des réaménagements de leur production.

5.3.1 Difficultés d'évacuation de la production

Certaines zones sont sujettes dès aujourd'hui à des réaménagements de la production, liés le plus souvent à des conflits d'évacuation de la production de plusieurs groupes, que les limitations de capacité du réseau empêchent d'acheminer.

Il s'agit en premier lieu des zones où la production hydraulique est déjà très importante (moitié sud du pays) et où les contraintes sont parfois aggravées par l'arrivée éventuelle de production éolienne (voir chapitre 5.2.3).



En Aquitaine, la production locale est pénalisée. Il en est de même en Midi-Pyrénées, et certaines contraintes dans cette région et en Languedoc-Roussillon peuvent également influencer l'évacuation de la production hydraulique du Massif central, des Cévennes, voire la production thermique et hydraulique de la vallée du Rhône.

En Auvergne, en période de forte hydraulité, les axes 225 000 volts d'évacuation de cette production sont exploités à la limite de leur capacité.

En Rhône-Alpes, lorsque le réseau doit à la fois évacuer la production hydraulique et permettre les transits d'énergie interrégionaux, la situation est d'autant plus délicate, les lignes n'étant pas dimensionnées pour ce double usage (axes 225 kV de l'Ardèche et axes 225 kV de l'agglomération grenobloise).

Par ailleurs, la ligne 400 kV Chaffard – Grande-Île constitue un goulet d'étranglement dans la gestion du système électrique de la région : de très faible capacité, elle s'avère incapable d'alimenter les consommations industrielles ou pour alimenter les stations de pompage, et engendre des modifications des plans de production nucléaires et hydrauliques. Le projet Lyon – Chambéry (remplacement de la ligne 400 kV à un circuit Chaffard – Grande-Île par une liaison 400 kV à deux circuits) permettra de résorber ces difficultés.

En Paca, l'absence de « bouclage » du réseau 400 kV et la faible densité du réseau sous-jacent nécessite le démarrage de productions thermiques très coûteuses (et très polluantes) dans la région, et une désoptimisation de la production hydraulique. La création de l'axe 400 kV Boutre – Broc-Carros et le renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon permettent de créer une nouvelle capacité d'import vers le littoral, et de mieux utiliser les capacités de production hydraulique de la vallée de la Durance et du Verdon⁽²⁸⁾.

En Lorraine et en Alsace, l'évacuation de la production mosellane entraîne des congestions sur le réseau 225 kV entre Vigy et Saint-Avold, qui nécessitent un réaménagement de la production locale, notamment thermique et hydraulique. La création de la liaison 400 kV Vigy – Marlenheim résoudra cette difficulté. Par ailleurs, le poste de Sarrebourg n'est pas dimensionné pour permettre d'assurer un lien entre l'Alsace

et la Lorraine. La construction du poste de Sarrebourg Nord 225 kV, dans le cadre du projet Vigy – Marlenheim résoudra cette contrainte⁽²⁹⁾.

En Nord-Pas-de-Calais, le réseau à 400 kV d'évacuation de la centrale nucléaire de Gravelines, et alimentant la région lilloise, est bouclé dans la partie sud par un axe unique de faible capacité de transit : Argoeuves (Amiens) – Chevalet – Gavrelle (Arras) – Avelin (Lille). En transitant la puissance issue des centrales nucléaires normandes, la partie de cet axe comprise entre Argoeuves et Gavrelle joue un rôle prépondérant dans l'alimentation de l'agglomération d'Arras et du bassin minier, au travers du poste de Gavrelle.

En cas d'incident affectant ce réseau, l'axe Argoeuves – Chevalet – Gavrelle doit reprendre une partie de la charge électrique, et se trouve en saturation compte tenu de la demande de la région lilloise. En heure de pointe, ces incidents peuvent entraîner des surcharges avec risque d'écroulement en cascade conduisant à des coupures profondes de l'alimentation⁽³⁰⁾. Pour éviter les surcharges, des baisses de production de la centrale nucléaire de Gravelines sont nécessaires et compensées par le démarrage de productions locales d'origine fossile, plus coûteuses et plus polluantes. La reconstruction de cet axe permet de résorber ces contraintes

5.3.2 Pénalisation des échanges transfrontaliers

La France, interconnectée avec de nombreux pays, est naturellement exportatrice vers ses voisins, et constitue également le point de passage de transits internationaux : les lignes d'interconnexion sont sollicitées en permanence.

Plusieurs contraintes de ce type sont localisées au niveau des interconnexions avec les pays voisins : on distingue les plaques France – péninsule ibérique, Belgique – Allemagne – Pays-Bas, et France – Suisse – Italie. Dans sa volonté d'augmenter le taux d'interconnexion des pays membres de l'Union européenne la Commission européenne a identifié une liste de projets prioritaires⁽³¹⁾ dans sa décision n° 1229/2003/CE (cf. [12] page 44).

Ces projets sont caractérisés par leur contribution au renforcement de la sécurité d'approvisionnement et par leur impact significatif sur le fonctionnement concurrentiel du marché intérieur.

28 Ce projet permet également de sécuriser l'alimentation de la zone, en évitant le recours au délestage (voir chapitre 5.1.1).

29 Le poste de Sarrebourg Nord permettra en outre d'améliorer la qualité de fourniture dans la région de Sarrebourg.

30 Aux heures de faibles charges d'été ou d'intersaison, il peut être nécessaire pour la sécurité du système de modifier le plan de production local à moindre coût, en faisant fonctionner des groupes charbon ou fioul de la région, avec pour conséquences des surcoûts de production importants. À noter que les exportations vers la Belgique, en raison de l'appel de puissance vers le poste d'Avelin qu'elles occasionnent, constituent un amplificateur de contrainte.

31 Les projets prioritaires européens concernant le réseau de transport français, indiqués dans la décision du Parlement européen, sont les suivants : lignes Moulaine – Aubange, Avelin – Avelgem et Vigy – Marlenheim, augmentation de la capacité par le biais de l'interconnexion existante entre la France et l'Italie ; nouvelle interconnexion entre la France et l'Italie ; nouvelle interconnexion traversant les Pyrénées entre la France et l'Espagne ; nouvelles connexions dans le nord de la France, nouvelles connexions dans le sud-ouest de la France.

• **Plaque France – péninsule ibérique**

La France et l'Espagne ont exprimé une volonté commune d'augmenter leurs capacités d'échanges. L'objectif que les deux pays se sont fixé est l'atteinte d'une capacité de 2 800 MW en 2006, conditionnée par la mise en service de la liaison Baixas – Bescano prévue à cet horizon. Notons que la volonté exprimée par les pouvoirs publics est d'amener, à moyen terme, le niveau d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 4 000 MW ; ce qui nécessitera la construction d'une ligne supplémentaire.

• **Plaque France – Belgique – Allemagne – Pays-Bas**

Grâce à sa forte capacité de production, la France exporte largement vers le nord de l'Europe, alors que les Pays-Bas importent massivement leur énergie. Cette énergie, lorsqu'elle provient de la France, traverse la Belgique et l'Allemagne, en empruntant des axes d'interconnexion qui ne sont pas dimensionnés pour supporter ces flux. Le goulet d'étranglement observé à la frontière franco-allemande a été en partie soulagé, au cours de l'année 2002, par la mise en service du nouvel axe de forte capacité Vigy – Uchtelfangen (reliant Metz à Saarbrück). Les lignes 400 kV et 225 kV franchissant la frontière franco-belge, quant à elles, n'ont pas fait l'objet de développements récents et restent le maillon faible de cette plaque. Elles devraient cependant être soulagées en partie par le renforcement, à moyen terme, de la ligne d'interconnexion située entre Avelin (Lille) et Avelgem (pose d'un deuxième terne).

L'augmentation des échanges vers le nord de l'Europe conduit d'autres axes 225 kV transfrontaliers à être fortement sollicités, comme l'axe Chooz – Jamiolles, ainsi que la transformation 400 / 225 kV de Mazures qui alimente simultanément le réseau régional des Ardennes et le sud de la Belgique.

Par ailleurs, le réseau 225 kV demeure très fortement chargé dans le nord de la France (Holque – Guarbecque), où une forte production doit être évacuée (production nucléaire de Gravelines, thermique, doublées d'import éventuel depuis l'Angleterre).

À plus long terme, l'évolution des échanges avec le nord de l'Europe pourrait entraîner des contraintes sur le réseau 225 kV de Lille. À l'inverse, en cas d'échanges faibles sur l'interconnexion France – Belgique ou d'import vers la France, l'axe 225 kV Mastaing – Perizet pourrait entrer en contrainte.

• **Plaque France – Suisse – Italie**

L'interconnexion avec l'Italie est constituée des axes 400 kV Albertville – Rondissone (ligne double terne) et la ligne Villarodin – Venaus, de faible capacité. Malgré l'installation d'un transformateur-déphaseur à La Praz en 2002, qui permet de réorganiser les flux et de mieux évacuer la production hydraulique de la Maurienne, la capacité totale des liaisons franco-italiennes limite les possibilités d'échanges transfrontaliers.

5.4 MAINTIEN EN CONDITIONS OPÉRATIONNELLES DU PATRIMOINE

Les décisions concernant le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine ne s'appuient pas — comme on l'a vu au chapitre 4.2.3 — sur un simple critère d'âge, mais sont fondées sur le croisement de visions patrimoniales et fonctionnelles qui découlent d'analyses approfondies des composants de l'ouvrage, de son rôle dans le réseau et de son insertion dans l'environnement. Les projets présentés dans ce chapitre résultent de ces analyses.

5.4.1 Des projets en cours d'instruction

La carte (page 37) indique les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire. Les régions les plus concernées sont situées dans une large moitié nord de la France, en particulier dans les régions de l'Est, du Nord et la région parisienne.

En Lorraine, en Franche-Comté et en Alsace, une partie du réseau 63 kV sera concerné à court / moyen terme par des travaux de reconstruction. Plusieurs ouvrages seront également déposés. Concernant la très haute tension, on notera la réhabilitation partielle des liaisons 225 kV Revigny – Vandières en Lorraine. En Champagne-Ardenne, le changement des conducteurs de la file 225 kV Crenoy – Rolampont – Pusy est également prévu.

L'Île-de-France est concernée par la vétusté de postes THT (reconstruction des postes de Villevaudé 400 kV et Ampère 225 kV), ou HT, en particulier dans une zone s'étalant au nord de la première couronne. Le réseau 63 kV du sud-est du Val-de-Marne sera réaménagé à moyen terme.

Au nord de la région parisienne (Picardie, Haute-Normandie et Nord-Pas-de-Calais), des actions de



Actions de maintien en conditions opérationnelles en projet



reconstruction des ouvrages 90 kV et 63 kV (liaisons et postes) sont prévues à très court terme.

À noter enfin la réhabilitation de la ligne 225 kV Aube – Commerveil (Basse-Normandie), réalisée en 2003, la reconstruction en technique 225 kV de la liaison 150 kV Les Ancizes – Volvic (Auvergne), et le renouvellement de la liaison double terre Arlod – Génissiat (Rhône-Alpes).

Au total, ce sont plus de 500 kilomètres de liaisons haute tension (63 kV et 90 kV) et une douzaine de postes HT qui sont concernés.

5.4.2 Un diagnostic des besoins à poursuivre

De premières expertises ont permis à RTE d'identifier d'ores et déjà un certain nombre d'ouvrages (liaisons et postes) devant faire l'objet, à moyen terme, d'actions de maintien en conditions opérationnelles. Pour ces ouvrages, des analyses approfondies permettront, d'une part d'identifier les composants vétustes ou obsolètes, et d'autre part de mesurer leur enjeu pour le système électrique. À l'issue de ces études, la solution optimale pourra être envisagée (renouvellement, réhabilitation, voire dépose).

Ces études demandent une connaissance détaillée de l'état de chaque équipement composant l'ouvrage, qui s'acquiert grâce à des analyses approfondies menées sur le terrain. Toutes ces analyses n'ayant pas été menées à terme à ce jour, le Schéma de développement ne propose pas une liste exhaustive des contraintes. On expose ici les principales identifiées sur le réseau, et le lecteur pourra se reporter à l'annexe 2 pour une présentation détaillée des ouvrages concernés, tous niveaux de tension confondus.

Concernant la très haute tension, plusieurs ouvrages devront faire l'objet, à terme, d'actions de maintien en conditions opérationnelles : il s'agit essentiellement d'une partie du réseau 225 kV de la région Centre, du réseau 400 kV et 225 kV d'évacuation de la production hydraulique du Massif central, et d'une partie du réseau 225 kV du Haut-Rhin (dont l'âge des ouvrages est souvent supérieur à soixante ans). Concernant la haute tension, des travaux seront vraisemblablement à prévoir en Alsace, en Lorraine, en Picardie et dans le Nord-Pas-de-Calais. La région parisienne devra poursuivre les actions sur les postes 63 kV, ainsi que sur les postes 400 kV du Chesnoy et 225 kV de Villejust et Villevaudé.

Les exercices futurs du Schéma de développement permettront de préciser, une fois les résultats des expertises disponibles, les ouvrages devant faire l'objet d'actions de renouvellement ou de réhabilitation. Dans les dix ans à venir, on peut considérer que les expertises devront porter sur un gisement de près de 4 000 kilomètres de lignes aériennes, dont plus des trois quarts en haute tension.

5.5 LES CONTRAINTES SUR LE RÉSEAU DE GRAND TRANSPORT À 400 KV

Ce chapitre vise à donner une vision globale des contraintes du réseau de grand transport.

Il reprend les contraintes déjà signalées dans le chapitre précédent.

5.5.1 Quelques contraintes relatives à la sécurité d'alimentation

Les « péninsules électriques 400 kV » constituent les premières « zones de fragilité électrique », dès lors que le réseau 225 kV ne permet pas de — ou ne suffit plus à — garantir la continuité de fourniture : Alpes-Maritimes et bande côtière de Provence-Alpes-Côte d'Azur ; Strasbourg et Bas-Rhin⁽³²⁾. Ces contraintes doivent être levées à moyen terme avec la concrétisation des projets Boutre – Broc-Carros et Vigy – Marlenheim.

Le déficit de production en Bretagne fragilise également le réseau dans cette région, en y rendant plus délicate la tenue de la tension. Pour y faire face et éviter un incident de grande ampleur comme en 1987, les groupes de Cordemais sont aujourd'hui de plus en plus sollicités.

5.5.2 Des goulets d'étranglement sur le réseau coûteux pour la collectivité

En premier lieu, la trop faible capacité de certains axes peut limiter les échanges d'énergie entre les régions.

Ces « congestions » conduisent à diminuer la production de certains sites pour faire appel à d'autres groupes, plus chers et plus polluants : c'était le cas des axes de la basse vallée du Rhône — jusqu'à la mise en service des nouvelles lignes Tavel – Tricastin en 2002 —, ainsi qu'aujourd'hui les axes Lyon – Chambéry (ligne Chaffard – Grande-Île) et Amiens –

32 Jusqu'à l'horizon considéré, l'alimentation de la pointe Bretagne est garantie par le réseau 225 kV régional, avec la mise en service d'un transformateur-déphaseur au poste de Launay.



Arras (ligne Argoeuves – Chevalet – Gavrelle) dont le tronçon entre Chevalet et Gavrelle été mis en service en 2003, pour une reconstruction complète en 2004.

Les autres contraintes de ce type sont localisées au niveau des interconnexions avec les pays voisins. Elles constituent des goulets d'étranglement qui limitent la fluidité des échanges et freinent la mise en place d'un marché concurrentiel de l'électricité en Europe : l'augmentation des capacités d'échanges, avec l'Espagne notamment mais aussi vers la Belgique, est liée à la mise en service à moyen terme de nouvelles lignes d'interconnexion : le projet Baixas – Bescano permettra d'atteindre une capacité d'échange de 2 800 MW, et la pose du deuxième tronçon de la ligne Avelin – Avelgem permettra de soulager les contraintes qui pèsent sur les lignes d'interconnexion.

Des congestions peuvent également apparaître sur le réseau en amont des interconnexions, comme dans les Landes, pour atteindre 4 000 MW d'échanges avec l'Espagne ou sur le réseau de la région lilloise.

De fortes importations d'électricité de Grande-Bretagne vers le continent créent par ailleurs des congestions sur le réseau 400 kV — ainsi que sur les réseaux de tension inférieure — en Nord-Pas-de-Calais.

5.5.3 Une problématique de renouvellement encore relativement marginale

Le réseau 400 kV est relativement récent : schématiquement, les lignes simples (5 000 kilomètres) sont les plus anciennes avec un âge moyen de trente-neuf ans en 2001 ; les files de pylônes portant deux circuits ou plus (8 200 kilomètres) ont un âge moyen de dix-neuf ans en 2001.

Dans le cas des liaisons entre Lyon et Chambéry ou entre Amiens et Arras, les questions de vieillissement ont rejoint le problème de trop faible capacité (*voir chapitre 5.5.2*) pour proposer la dépose / reconstruction de ces ouvrages.

Le réseau d'évacuation de l'hydraulique du Massif central compte des lignes parmi les plus anciennes du réseau, en 400 kV et plus encore en 225 kV. À terme, se pose la problématique de leur renouvellement, et ensuite de l'évolution du réseau dans cette zone.

En outre, deux postes du réseau 400 kV de la région parisienne devront faire l'objet de réaménagements à moyen terme. Il s'agit des postes du Chesnoy (Montereau) et de Villevaudé (Marne-la-Vallée), dont la réhabilitation est proposée pour 2008 : au-delà des matériels, leur structure même ne répond plus aux normes actuelles d'exploitation, et s'avère aujourd'hui inadaptée au regard de leur fonction sur le réseau.





6

Conclusion

6.1 UN PREMIER EXERCICE

La réalisation du présent Schéma de développement est le premier exercice de ce type. Il s'insère dans la logique globale de prévisions à moyen / long terme de l'évolution du système électrique prévue par la loi du 10 février 2000.

Il constitue le volet réseau de transport de ces études prospectives. Il a pour but d'identifier les contraintes susceptibles d'apparaître sur le réseau à un horizon de dix à quinze ans, sur la base d'un corps d'hypothèses élaboré par RTE à partir du bilan prévisionnel, de la programmation pluriannuelle des investissements de production et de données recueillies à l'échelon régional.

Au plan de l'organisation, ce premier exercice a permis de mettre en place et de conforter l'articulation entre Bilan prévisionnel, PPI et Schéma de développement. Il met en évidence l'importance de l'actualisation périodique de ce Schéma, compte tenu des incertitudes et de l'évolutivité des hypothèses, notamment celles relatives à la production.

Il a également permis de mettre en place ou de relancer les instances de concertation régionales, selon des modalités adaptées au contexte. Il est en effet particulièrement important que la vision la plus probable des contraintes pressenties sur le réseau soit associée à des hypothèses relatives à l'évolution du contexte économique, industriel et énergétique, élaborées par les acteurs concernés au sein de ces instances régionales. Cette concertation permet ainsi de garantir que les contraintes identifiées, et par la suite les projets de développement de réseau qui seront envisagés pour les résoudre, correspondent aux besoins réels pour accompagner le développement de la région.

6.2 LES HYPOTHÈSES

Les besoins d'évolution du réseau sont étroitement liés à l'évolution de la consommation, des échanges entre pays, et de la consistance du parc de production.

Les hypothèses liées à l'évolution de la consommation s'appuient sur des chroniques passées et de nombreux travaux externes à RTE. Les écarts entre les différents scénarios sont relativement faibles et se traduiraient essentiellement par une anticipation ou un décalage dans le temps de la réalisation des ouvrages de renforcement de réseau.

Les hypothèses concernant les échanges en Europe sont liées à la volonté politique de développer les échanges internationaux pour, d'une part assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux, en favorisant les possibilités de secours mutuel au sein de l'Europe lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production ; d'autre part favoriser la constitution d'un marché européen de l'électricité. Elles traduisent l'évolution des différentiels de prix au sein du marché européen de l'électricité, et la compétitivité des groupes de production français au sein du parc européen.

Les hypothèses de production sont plus volatiles ou difficiles à prévoir que par le passé. Si les parcs de production nucléaire et hydraulique sont stables à l'horizon du Schéma de développement, il existe des incertitudes sur les déclassements éventuels de tranches thermiques et sur le raccordement de nouveaux cycles combinés. En matière d'énergies renouvelables, si les possibilités d'implantation de cogénération économiquement justifiées sont aujourd'hui quasiment saturées, le développement de la production d'origine éolienne, que ce soit en termes de volume global ou de localisation, est encore très difficile à appréhender.

6.3 LES CONTRAINTES ET LES PROJETS

De nombreuses contraintes mentionnées dans le Schéma de développement sont déjà présentes aujourd'hui. Une grande partie d'entre elles font l'objet de projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, dont il est nécessaire que la réalisation intervienne à court terme (au plus tard dans les cinq ans à venir) pour les lever.

Parmi les contraintes existantes les plus significatives avec projets engagés, les zones suivantes sont concernées :

- pour la sécurité d'alimentation, l'est de la région Paca, l'ouest de l'Île-de-France, le bassin annécien, le nord lyonnais, le département du Lot, le Soissonnais, la Vendée, Strasbourg et le Bas-Rhin, la zone de Saint-Nazaire – La Baule – Guérande, ainsi que les agglomérations de Caen, d'Amiens, de Montpellier et de Mulhouse ;
- pour la performance technique et économique du système, les régions Paca, Alsace et Lorraine vis-à-vis de l'évacuation de la production thermique et hydraulique, Rhône-Alpes vis-à-vis de l'évacuation de la production nucléaire et hydraulique, Nord-Pas-de-Calais vis-à-vis de l'évacuation de la production nucléaire et thermique. L'insuffisance des capacités d'interconnexion avec l'Espagne, la Belgique et l'Allemagne devrait également être levée par des projets engagés ;
- pour le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine, essentiellement une large moitié nord de la France, en particulier les régions de l'Est, du Nord et la région parisienne. En tout, ce sont plus de 500 kilomètres de liaisons et une douzaine de postes qui sont concernés

Toutefois, le Schéma de développement met également en évidence d'autres contraintes sans projet engagé à ce jour, soit parce que le niveau actuel de ces contraintes est trop faible pour justifier un renforcement du réseau, soit parce qu'elles n'apparaissent qu'à moyen terme. Ces contraintes font l'objet d'études au sein de RTE, et les exercices suivants du Schéma de développement permettront de suivre leurs évolutions, et éventuellement de présenter les projets destinés à les résorber.

Les principales zones concernées par ces contraintes sont :

- pour la sécurité d'alimentation, la Vendée, la région de Dax, Strasbourg et le nord de l'Alsace, l'est de la région parisienne, le nord des Ardennes, ainsi que les agglomérations de Grenoble, Perpignan, Montpellier, Dijon, Nancy, Nice – Cannes – Grasse – Antibes et d'Avignon ;
- pour la performance technique et économique du système, essentiellement vis-à-vis de l'évacuation de la production locale, les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Auvergne, Rhône-Alpes et Midi-Pyrénées ;
- à noter, au titre des interconnexions internationales, la volonté de la Commission européenne d'augmenter le taux d'interconnexion des pays membres de l'Union européenne, qui se traduit par l'identification de projets prioritaires au-delà de ceux déjà décidés, notamment avec la Belgique, l'Espagne et l'Italie ;



- pour le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine, il est nécessaire que RTE poursuive le diagnostic des besoins en menant des analyses approfondies pour préciser les ouvrages qui devront faire l'objet d'actions de renouvellement ou de réhabilitation.

Il convient également de mentionner les projets de raccordement des clients :

- pour l'alimentation du réseau ferré, notamment les sous-stations pour le TGV Est, ainsi que pour les projets de lignes à grande vitesse « Rhin-Rhône » et « Languedoc-Roussillon » ;
- les producteurs éoliens ;
- des raccordements de postes sources nécessaires pour satisfaire les besoins de développement des réseaux de distribution, et ponctuellement des raccordements de clients industriels ou autres producteurs.

Enfin, l'ensemble des régions est concerné par la mise en œuvre de la politique de sécurisation mécanique destinée à accroître la robustesse du réseau public de transport face aux événements climatiques extrêmes.

6.4 PERSPECTIVES POUR LES EXERCICES SUIVANTS

Outre l'actualisation des hypothèses de consommation qui sera faite à partir du prochain Bilan prévisionnel prévu en 2005, le prochain Schéma de développement devra s'attacher, pour accroître sa précision, à actualiser et fiabiliser les hypothèses concernant la production, notamment le thermique avec les perspectives de déclassement éventuelles, et la production éolienne pour laquelle les appels d'offres récemment lancés permettront d'avoir une meilleure visibilité sur le développement et la localisation de ce parc.

Le deuxième point pour lequel RTE disposera d'une meilleure vision des perspectives concerne le patrimoine réseau, avec d'une part la progression de la politique de sécurisation mécanique, et d'autre part une appréciation plus précise des besoins dans le domaine du maintien en conditions opérationnelles *via* les résultats des expertises sur l'état du patrimoine en cours.



Bibliographie

[1] Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative au développement et à la modernisation du service public de l'électricité.

[2] Schémas de services collectifs de l'énergie : décret n° 2002-560 du 18 avril 2002.

[3] Circulaire du 9 septembre 2002 : CAB n° 47498 MZ/PE.

[4] Accord Réseaux électriques et environnement 2001-2003, signé le 30 janvier 2002.

[5] Bilan prévisionnel 2006–2015.

[6] Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité NOR INDI03008871A.

[7] Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique NOR ECOI0100130A.

[8] Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996, et directive 2003/54/CE du Parlement et du Conseil européen du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

[9] Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

[10] Directive 2001/80/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion.

[11] Directive 2001/81/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques.

[12] Décision n° 1229/2003/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie.

[13] Énergie 2010–2020 : 3 scénarios énergétiques pour la France : rapport de l'atelier présidé par François Moisan. Commissariat général du plan (septembre 1998).



ANNEXE 1

Contexte réglementaire et administratif relatif aux projets de réseau

Les ouvrages de transport d'énergie électrique sont réalisés dans un but d'utilité publique. La reconnaissance de l'utilité publique du projet est nécessaire dès lors qu'il nécessite le recours à la mise en servitudes ou à l'expropriation.

L'appréciation de l'utilité publique résulte de la mise en présence de l'intérêt spécifique du projet avec les autres intérêts, publics ou privés (patrimoine culturel et naturel, agricole, industrie, urbanisme et aménagement du territoire...). Elle est reconnue au terme d'une procédure administrative, précédée d'une large concertation, et dont l'étude d'impact est la pièce maîtresse.

Dès 1992⁽³³⁾, EDF s'est engagée à mettre en œuvre, le plus en amont possible de chacun de ses projets de haute et très haute tension, une large concertation avec l'ensemble des partenaires concernés (élus, associations...). En particulier, des mesures de réduction d'impact des lignes aériennes et de compensation ont été prévues (recours à la technique souterraine, indemnisation du préjudice visuel...).

Les accords « Réseaux électriques et environnement », signés entre l'État et le groupe EDF, expriment les engagements environnementaux d'EDF — et désormais de RTE — relatifs au réseau de transport d'électricité auprès des pouvoirs publics. Le dernier accord, signé au début de l'année 2002, institue, pour chaque projet, la mise en place d'instances de concertation au niveau local, et décrit le dispositif d'accompagnement des projets de nouvelles lignes électriques. La circulaire (cf. [4] page 44) adressée le 9 septembre 2002 aux préfets de région et de département, précise la position de l'administration sur les modalités d'application de l'accord relatives à l'organisation, au niveau local, de la concertation préalable

aux procédures réglementaires des projets d'ouvrages électriques. On décrit dans les chapitres qui suivent les différentes phases de l'instruction administrative des projets de développement, et les livrables propres à chaque étape.

L'ÉTUDE PRÉALABLE DE L'OPPORTUNITÉ DES PROJETS

La circulaire du 9 septembre 2002 prévoit l'élaboration par le maître d'ouvrage de deux dossiers visant à apprécier l'opportunité du projet.

RTE élabore tout d'abord le dossier de justification technico-économique de l'ouvrage, qui précise les hypothèses et les besoins qui sont à l'origine du projet, les différentes solutions envisagées permettant de satisfaire les besoins identifiés, ainsi qu'une estimation des avantages et inconvénients au regard notamment du montant de l'investissement et de l'impact sur l'environnement.

Le dossier de justification technico-économique fait l'objet d'une présentation à l'autorité de tutelle, c'est-à-dire :

- pour les projets de lignes à 400 kV ou 225 kV, la Direction de la demande et des marchés énergétiques (Dideme) ;
- pour les projets de lignes à 90 kV et 63 kV et les postes, la Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (Drire) concernée.

Si le dossier est jugé recevable, le maître d'ouvrage est invité à élaborer un dossier de présentation⁽³⁴⁾ sur lequel s'appuiera la concertation préalable à l'instruction administrative du projet. Ce dossier reprend les éléments de justification technico-économique du projet en les rendant accessibles aux non-spécialistes,

33 Protocole du 25 août 1992.

34 Le dossier de présentation est rédigé à l'intention du préfet, ou du ministre chargé de l'Énergie si l'ouvrage est une ligne de tension supérieure ou égale à 225 kV.

fournit une proposition d'aire d'étude permettant de déterminer le périmètre géographique de la concertation, et présente les principes généraux de l'insertion environnementale de l'ouvrage et les mesures d'accompagnement. Il précise également dans quelle mesure le projet s'inscrit dans les orientations du Schéma de développement.

LA CONCERTATION

Étape indispensable du projet, la concertation doit permettre de définir les caractéristiques et les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement du projet, et d'apporter une information de qualité aux populations concernées par le projet. Elle est organisée, sous l'égide du préfet, en partenariat avec les services départementaux et régionaux, les maires, les associations, les acteurs socio-économiques.

Les résultats des consultations et des différentes études qui en découlent conduisent à l'élaboration de l'étude d'impact du projet. Cette étude comporte tout d'abord l'analyse de l'état initial de l'environnement dans un périmètre suffisamment vaste pour n'éliminer aucune solution techniquement envisageable. Puis, au vu des contraintes recensées, elle présente plusieurs cheminements ou fuseaux possibles, dont l'un, dénommé « fuseau de moindre impact », est finalement retenu à l'issue de la concertation préalable. L'étude d'impact détaille alors les mesures envisagées pour supprimer, réduire ou compenser les effets dommageables attendus de l'ouvrage.

À l'issue de la phase de concertation, le préfet détermine le fuseau de moindre impact (pour les lignes) ou l'emplacement (pour les postes) qui sera soumis à l'instruction réglementaire.

En complément de cette concertation, un débat public peut être organisé sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP). Ce débat ne revêt pas de caractère décisionnel.

Concernant les mesures d'accompagnement des projets, l'élaboration du Programme d'accompagnement de projet (PAP) prévu dans l'accord « Réseaux électriques et environnement », est menée parallèlement à la concertation. Par ailleurs, la circulaire du 9 septembre 2002 rappelle les cas où le recours à l'enfouissement doit être privilégié.

LA PROCÉDURE DE DUP

Elle comporte les phases suivantes :

- la consultation des maires concernés par le projet et les services civils et militaires, afin de leur permettre de faire valoir leurs éventuelles observations ;
- l'enquête publique, organisée dans toutes les communes concernées par le projet, d'une durée minimale d'un mois, qui permet de tenir le public informé du projet et de recueillir ses observations. Elle est diligente par un commissaire enquêteur ou une commission d'enquête qui, à l'issue de l'enquête, présente ses conclusions, lesquelles peuvent être favorables ou non au projet, et éventuellement assorties de réserves ou de recommandations.

Le dossier complet est adressé au préfet, lequel le transmet à RTE qui répond aux questions du public et du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête. La signature de la déclaration d'utilité publique incombe au ministre chargé de l'Énergie pour les lignes de tension supérieure ou égale à 225 kV et, le cas échéant, avec cosignature par le ministre chargé de l'Urbanisme en cas de mise en compatibilité de Plan d'occupation des sols ou de Plan local d'urbanisme, et au(x) préfet(s) dans les autres cas.

L'ÉLABORATION DU TRACÉ DE DÉTAIL

Les études de détail de l'ouvrage, élaborées par RTE en liaison notamment avec les services de l'administration, les communes concernées et les chambres d'agriculture, ont pour objectif de définir le tracé ou l'emplacement exact de l'ouvrage. En particulier, les autorisations de passage sont recherchées auprès des propriétaires et des exploitants, *via* des conventions amiables. En cas de désaccord, la procédure de mise en servitude est mise en œuvre.

Sous l'égide du préfet, un double contrôle sur la réalisation des ouvrages s'exerce :

- la Drire procède à l'instruction de l'autorisation d'exécution des travaux visant à assurer le respect de la réglementation technique, et notamment des règles de sécurité ;
- la Direction départementale de l'équipement procède à l'instruction de la demande de permis de construire visant à s'assurer de la conformité du projet (de ligne ou de poste) aux règles d'urbanisme.

Il s'agit de la dernière étape avant la réalisation des travaux. ■



ANNEXE 2

Description des contraintes par région administrative

■ Région

Alsace

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 13,6 milliards de kilowattheures en 2002. Le Bas-Rhin représente environ 58 % du total. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2 % de 1990 à 1999, contre 2,40 % pour la France. Le secteur industriel est prépondérant dans la consommation électrique du Haut-Rhin. Il est également à noter que l'agriculture représente une très faible part.

Les prévisions pour la décennie à venir sont à peu près conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,4 % jusqu'en 2013.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 18,8 milliards de kilowattheures, dont plus de 75 % d'origine thermique (centrale de Fessenheim). Le reste se répartit entre l'hydraulique (20 % centrales du Rhin) et la cogénération.

Les prévisions d'évolution en Alsace sont minimales.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En région Alsace, près de 280 kilomètres de réseau, essentiellement 63 kV, avaient plus de cinquante ans en 2003. Cependant, ces ouvrages anciens ne sont pas de facto obsolètes, mais ces chiffres montrent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau et de sa réhabilitation.

La sécurité d'alimentation

L'alimentation du Bas-Rhin et de l'agglomération strasbourgeoise repose principalement sur le poste 400 / 225 kV de Marlenheim et le réseau 225 kV servant à évacuer la production hydraulique implantée le long du Rhin. Les exigences en matière de sécurisation des grandes agglomérations font apparaître une contrainte sur l'alimentation de Strasbourg. Cette contrainte disparaîtra après la réalisation des projets THT majeurs des quatre prochaines années concernant le Bas-Rhin :

- établissement d'un lien 400 kV direct entre les postes de Vigy (Moselle) et de Marlenheim ;
- création d'une injection 400 / 225 kV au sud de Strasbourg (Scheer).

Des renforcements de transformation 225 / 63 kV dans les postes de l'agglomération strasbourgeoise devront être entrepris, et de nombreuses liaisons d'électricité de Strasbourg sur poteaux béton devront faire l'objet d'un maintien en conditions opérationnelles. Dans la zone nord-est du réseau qui subit des contraintes diverses, le poste 225 kV de Seltz sera créé ; il sera relié à Gamsheim dès 2004.

Le dynamisme du département du Haut-Rhin (reconversion réussie du bassin potassique, « explosion » en dix ans de la consommation du Sundgau) fait apparaître, à moyen terme, un déficit global de transformation 225 / 63 kV sur la région de Mulhouse, ainsi qu'une fragilisation de l'alimentation 63 kV du Sundgau (Altkirch). La création en première étape du nouveau poste de transformation 225 / 63 kV d'Hirsingue permet de répondre

efficacement à la majorité des problèmes. Dans une seconde étape, la transformation de Guebwiller devra être renforcée.

Les transformations de Logelbach se révèlent également insuffisantes à moyen terme. La réorganisation des transits sur le réseau de grand transport, consécutive à la création d'une liaison 400 kV entre Vigy (Lorraine) et Marlenheim (Bas-Rhin), conduit à décharger un peu ce poste, mais n'apporte pas, cependant, de solution pérenne à cette faiblesse.

Le raccordement des clients

Dans le Bas-Rhin, la création d'une sous-station LGV Est entre Dettwiller, Reichstett et Mommenheim permettra une éventuelle suppression du poste 63 kV de Mommenheim. Le raccordement d'un client industriel est également possible au poste de Sporeninsel.

Dans le Haut-Rhin, les nouveaux postes 63 kV de Marie-Louise (près de Mulhouse) et de Sainte-Croix-en-Plaine n'engendrent pas de contrainte supplémentaire. L'augmentation de la puissance de la sous-station de Rixheim est envisagée par la SNCF.

La problématique éolienne

Très peu de projets de production éolienne sont envisagés dans la région.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Les réhabilitations des liaisons 225 kV Étupes – Sierentz, Kembs – Sierentz et Logelbach – Vogelgrun sont prévues en début ou en milieu de période.

Les liaisons 63 kV Gerstheim – Rhinau, Marckolsheim – Vogelgrun ainsi que des ouvrages 63 kV de l'ÉS seront renouvelés.

■ Région

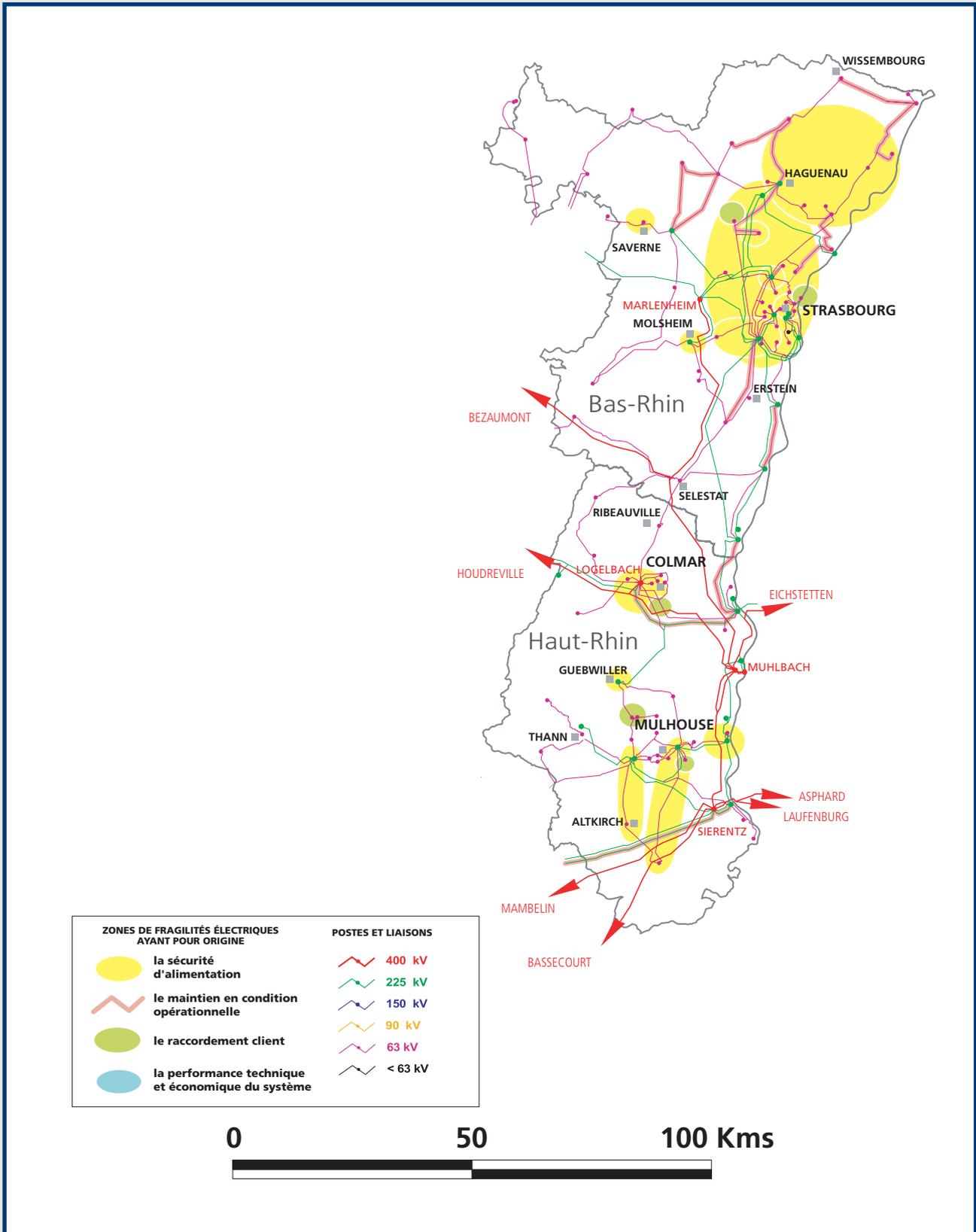
Alsace

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Haut-Rhin	Création du poste 225 kV d'Hirsingue
Sécurité alimentation	Bas-Rhin	Axe 400 kV Marlenheim – Vigy
Raccordement client	Haut-Rhin	Création du poste 63 kV de Marie-Louise
Raccordement client	Haut-Rhin	Création du poste 63 kV de Sainte-Croix-en-Plaine
MCO	Bas-Rhin	Reconstruction de la liaison 63 kV Marckolsheim – Vogelgrun
MCO	Bas-Rhin	Reconstruction de la liaison 63 kV Gerstheim – Rhinau



RÉGION ALSACE



■ Région

Aquitaine

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 19,5 milliards de kilowattheures en 2002. Le département de la Gironde représente environ 40 % de cette consommation, les Pyrénées-Atlantiques et les Landes environ 20 % chacun, le Lot-et-Garonne et la Dordogne autour de 10 % chacun. Corrigée des aléas climatiques, sur la période 1990–1999, la croissance moyenne annuelle de la consommation de la région Aquitaine s'est élevée à 2,4 %, niveau comparable à celui de la France sur la même période. Cette croissance régionale de la consommation d'électricité s'appuie sur un développement important des secteurs tertiaire et résidentiel au détriment de l'industrie. Concernant le secteur industriel, les principales branches consommatrices d'électricité sont la chimie, le papier-carton, l'énergie et la sidérurgie.

Pour la décennie à venir, le Bilan prévisionnel estime que la croissance de consommation annuelle d'énergie électrique française sera de 1,3 % en moyenne. Pour la région Aquitaine, les estimations issues du scénario médian prévoient une croissance de 1,4 % par an, donc légèrement supérieure à la moyenne nationale. Comme pour la décennie précédente, cette croissance régionale devrait être tirée par les secteurs tertiaire et résidentiel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 29,6 milliards de kilowattheures en 2002, la plus grande partie étant d'origine nucléaire. La production d'origine hydraulique issue des vallées pyrénéennes représente environ 3 % du total français. La production régionale est également en partie assurée à partir de sites thermiques classiques, dont certains cogénérateurs.

Les hypothèses de production retenues tiennent compte des hypothèses les plus probables de déclassements de groupes en fin de vie, fournies par les producteurs. Le gisement hydrologique régional est équipé, le potentiel résiduel reste limité en volume et est majoritairement raccordable sur le réseau HTA géré par les gestionnaires des réseaux de distribution (prise en compte dans les prévisions d'appel de puissance des postes sources HTB / HTA).

Concernant la production d'origine éolienne, l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003 envisage une hypothèse comprise entre 2 000 et 6 000 MW à l'horizon 2007 au niveau national. Compte tenu du potentiel régional et des demandes de raccordement aux réseaux de RTE ou des distributeurs, aucun projet n'a été pris en compte à l'horizon 2010 dans la région Aquitaine.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Les pôles d'activité de la côte atlantique connaissent un important développement industriel et tertiaire : agglomérations de Bordeaux, de Bayonne – Anglet – Biarritz, bassin d'Arcachon, Entre-deux-Mers – Sainte-Foy-La-Grande – Libournais, périphérie de Morcenx. Il en est de même pour l'agglomération de Pau, le nord-ouest de la Dordogne, la région de la vallée de la Garonne avec notamment l'agglomération agenaise, et la zone de Casteljaloux. Dans l'est et le sud-ouest du département des Landes, c'est l'activité agricole soutenue — en particulier l'arrosage en été — qui constitue un fort appel de puissance.

Dans toutes ces zones, le réseau de transport, parfois ancien, arrive en limite de capacité, notamment en été avec l'activité touristique.

Les autres contraintes sont dues à des réseaux souvent anciens, comportant des ouvrages de faible capacité et peu maillés. Cela se traduit par une baisse de la qualité de fourniture : risques de coupures et qualité de tension.

Mussidan et sa région ainsi que le Médoc ont déjà connu des coupures d'alimentation. Des risques de coupures existent aussi dans la zone de Langon – Bazas – La Réole, en périphérie de Mont-de-Marsan, ou dans le Fumélois au nord-est du Lot-et-Garonne. Le nord de la région villeneuvoise et la vallée du Lot en aval de Sarlat sont desservis par des ouvrages 63 kV isolés.

Le Sarladais est alimenté par une artère 63 kV saturée. La continuité d'alimentation ne peut donc pas être assurée en cas d'incident sur un ouvrage du réseau.

Le raccordement des clients

Parmi les dix contraintes de ce type recensées, sept concernent le distributeur et sont liées à des croisances de la consommation pour lesquelles pour-

rait être envisagée soit une garantie de l'alimentation actuelle, soit la création d'un nouveau poste. Au niveau industriel, les demandes concernent l'alimentation de la SNCF et l'augmentation de puissance du client CEA–Le Barp dans le cadre du projet Mégajoule.

La performance technique et économique

Les échanges en Europe

La Commission européenne souhaite que les congestions aux frontières soient résorbées et que les pays membres atteignent un objectif de 10 % du niveau d'interconnexion d'ici à 2005 (*cf. sommet européen de Barcelone de mars 2002*). Ce niveau d'interconnexion est le rapport entre la capacité totale d'interconnexion du pays et la capacité de production installée dans le pays ; pour l'Espagne, sa valeur en 2001 était de 4 %. L'objectif rappelé par les pouvoirs publics est d'amener à moyen terme le niveau d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 4 000 MW.

L'évacuation de la production

Les vallées d'Oloron, d'Aspe, du Gave d'Ossau et du Gave de Pau comportent de nombreuses usines hydrauliques. Le réseau, relativement ancien, s'avère de trop faible capacité pour permettre l'évacuation de la production dans certaines configurations d'hydraulicité.

Par ailleurs, la zone de Montignac et l'est de la Dordogne sont desservis mais fragilisés par des ouvrages dont les capacités de transit sont saturées par l'énergie produite localement.

■ Région

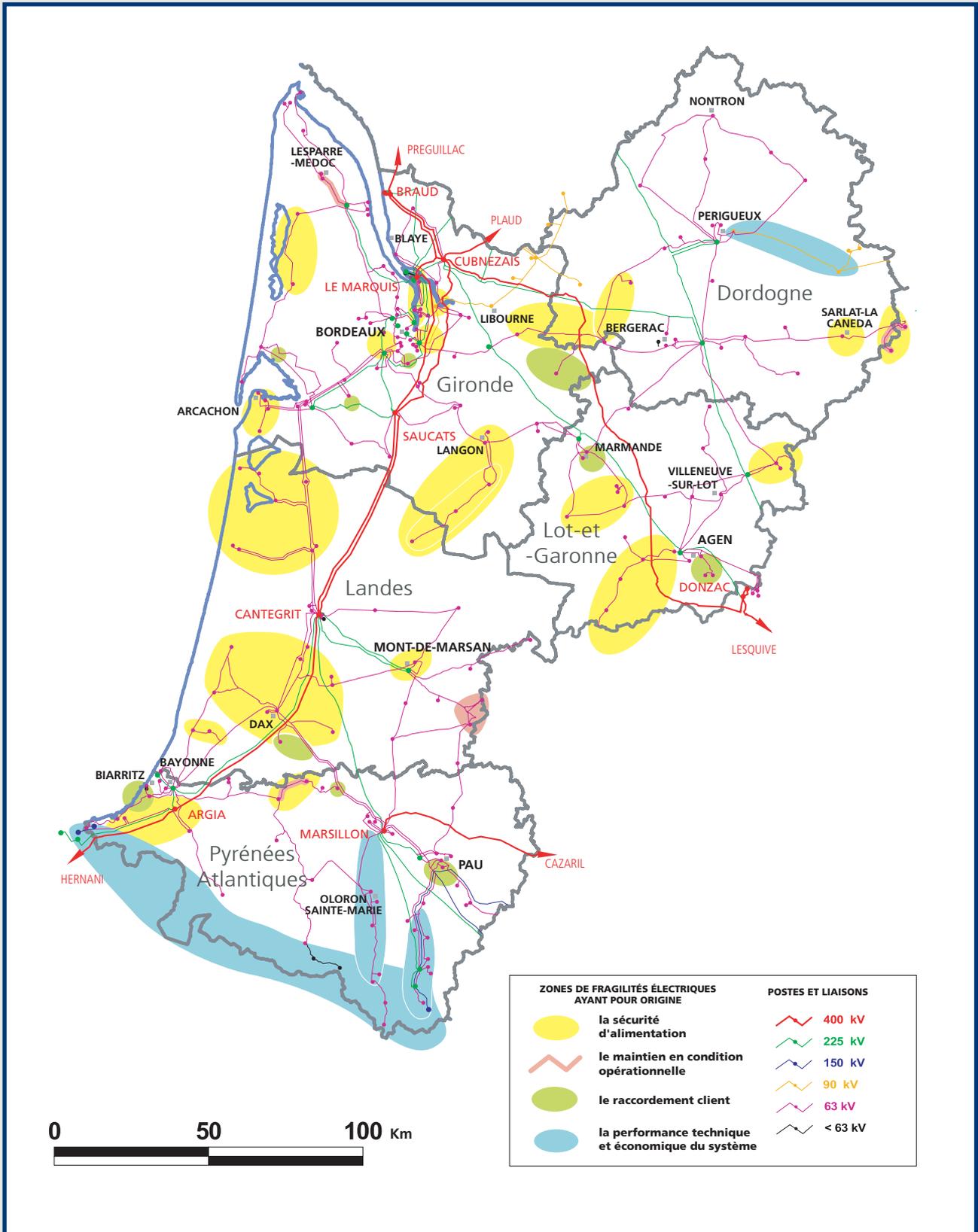
Aquitaine

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Dordogne	Sécurisation de l'alimentation ouest du Lot Reconstruction de la ligne 63 kV Souillac – La Mothe Fénelon
Sécurité alimentation	Gironde	Renforcement de l'alimentation de la zone de Langon – Bazas Création de la liaison 63 kV Langon – Saucats
Sécurité alimentation MCO	Pyrénées-Atlantiques	Reconstruction de la ligne 63 kV Auterrive – Puyoo
MCO	Dordogne	Reconstruction du poste distributeur de Fontpinquet (Périgueux)
Raccordement client	Lot-et-Garonne	Création du poste distributeur au sud-ouest de Marmande (Patras)
Raccordement client	Gironde	Raccordement du client CEA–Le Barp



RÉGION AQUITAINE



■ Région

Auvergne

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 8 milliards de kilowattheures en 2002. Le Puy-de-Dôme représente près de la moitié du total, l'Allier un peu plus de 25 %, tandis que la Haute-Loire et le Cantal se partagent les 25 % restants. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,57 % de 1990 à 1999, contre 2,40 % pour la France. La région se caractérise par une dynamique plus importante du secteur industriel que la moyenne nationale (augmentation de 2,61 % en moyenne annuelle de la consommation en énergie électrique du secteur de 1990 à 1999, contre 1,60 % pour la France).

Les prévisions pour la décennie à venir sont inférieures aux prévisions nationales (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 % contre 1,20 % France).

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1,8 milliard kilowattheures en 2002, dont 90 % d'origine hydraulique. Elle est donc fortement importatrice. La production hydraulique représente 2,7 % de la production hydraulique nationale, et provient principalement du Cantal.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle 200 MW sont considérés sur la région, en cohérence avec l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Dans l'ensemble, la région Auvergne est dotée d'un réseau de transport d'électricité adapté et pérenne. Cependant, certains points sont à surveiller, notamment concernant l'implantation des projets éoliens qui peuvent avoir un impact très important sur le réseau de transport.

La sécurité d'alimentation

Au nord de Thiers (Puy-de-Dôme), la qualité de fourniture du réseau de transport s'avère médiocre, notamment du point de vue des coupures longues. Le réseau est en cours de réadaptation, afin de résoudre ces problèmes.

En situation de défaillance (perte d'ouvrage de transport), les zones Ambert – Dore (Puy-de-Dôme) et Brioude – Langeac (Haute-Loire) peuvent d'ores et déjà connaître des difficultés d'alimentation, en raison des faibles capacités des lignes alimentant ces zones. Cependant, aucune évolution du réseau n'est justifiée dans les cinq années à venir pour lever ces contraintes.

À plus long terme, en cas d'incident, le réseau de transport atteint ses limites pour alimenter les agglomérations de Clermont-Ferrand et du Puy-en-Velay.

Le raccordement des clients

Montluçon (Allier), après une période économiquement délicate, doit connaître une redynamisation (extension de la ZI Pasquis, construction du Parc des sports...) d'ici à 2005.

De plus, le distributeur rencontre des difficultés pour secourir les clients industriels de cette zone. La création d'un poste source s'avère donc nécessaire afin d'accompagner au mieux cette dynamique de croissance.

La performance technique et économique

En période de forte hydraulité, les axes 225 kV situés pour partie en Ardèche et pour partie en Haute-Loire sont exploités dès aujourd'hui à la limite de leur capacité. Pour autant, à ce jour, les études menées n'ont pas justifié d'évolution de réseau d'un point de vue technico-économique.

La problématique éolienne

La moitié sud de la région Auvergne (sud du Puy-de-Dôme, Haute-Loire et est du Cantal essentiellement) est concernée par de nombreux projets éoliens. L'implantation de ces projets a un impact fort sur le réseau de transport en Haute-Loire et dans le Cantal notamment.

On retiendra qu'actuellement, environ 110 MW sont raccordables en Auvergne sans renforcement du réseau (70 MW en Haute-Loire et 40 MW dans le Puy-de-Dôme). Au-delà de ce seuil, le réseau de transport d'électricité ne peut assurer l'évacuation de ces productions en toutes circonstances.

Localement, l'implantation de fermes éoliennes peut aggraver des contraintes existantes (notamment dans les zones déjà excédentaires en production).

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Une partie du réseau 63 kV du nord-est de l'Allier sera réaménagée prochainement (entre les postes de Dompierre, Donjon, Séminaire et Varennes).

Dans le Puy-de-Dôme, deux liaisons 63 kV sont concernées par ce type de contrainte : d'une part, la liaison Enval – Saint-Sauves pour laquelle des études sont en cours ; d'autre part, la liaison Ancizes – Volvic qui va être reconstruite en technique 225 kV.

■ Région

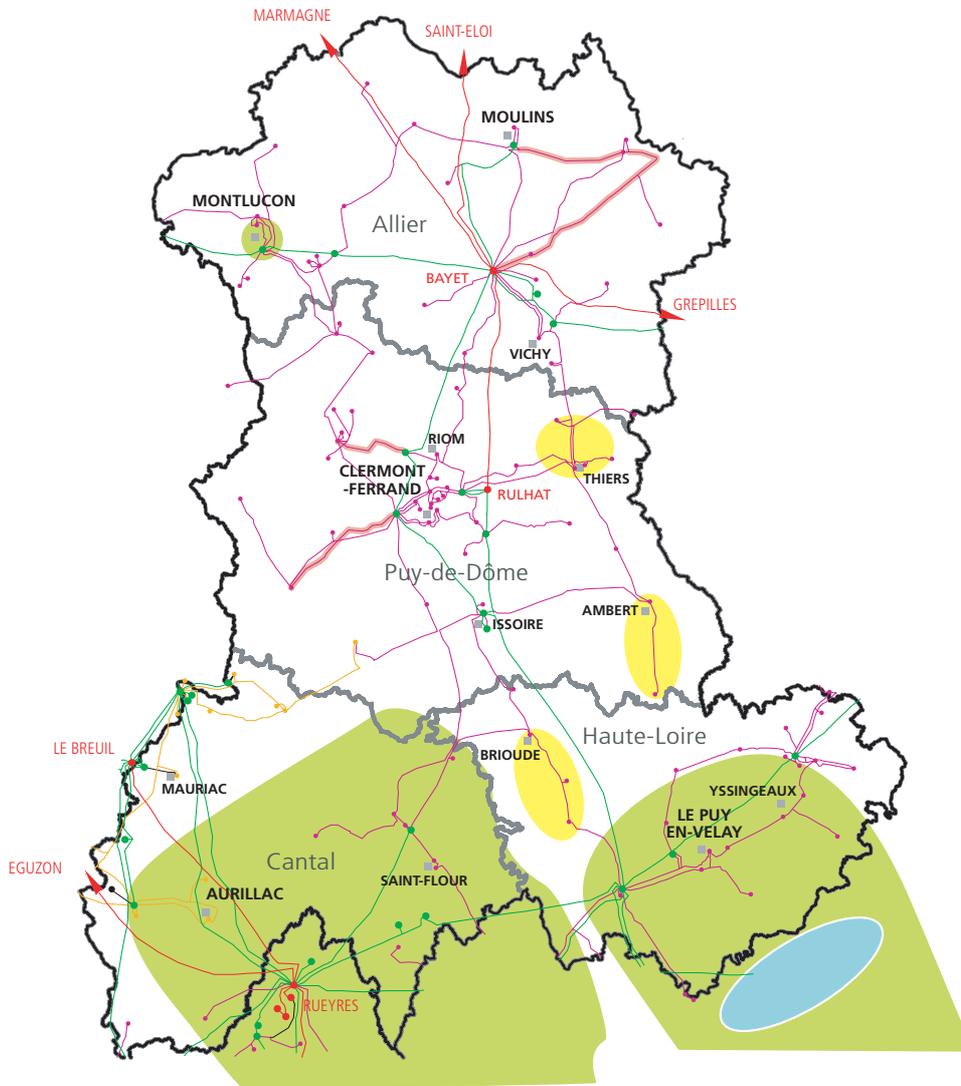
Auvergne

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Puy-de-Dôme	Suppression de points triples sur les liaisons 63 kV entre Saint-Yorre, Puy-Guillaume, Le Limouzat, Celles, Thiers et La Vernelle
Raccordement client	Allier	Création du poste source Saint-Jacques
MCO	Allier	Réaménagement du réseau 63 kV entre les postes de Dompierre, Donjon, Séminaire et Varennes
MCO	Puy-de-Dôme	Reconstruction en technique 225 kV de la ligne Ancizes – Volvic



RÉGION AUVERGNE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et Économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 8,6 milliards de kilowattheures en 2002. Le Calvados représente 44 % de cette consommation, la Manche 34 % et l'Orne 22 %.

La dernière décennie a été marquée par une forte croissance du secteur tertiaire, une assez forte croissance du secteur résidentiel, et une croissance modérée du secteur industriel par rapport à la moyenne nationale.

Les prévisions pour la décennie à venir voient un ralentissement de la croissance des secteurs tertiaire et résidentiel, et une croissance stable du secteur industriel. Globalement, le taux de croissance annuel de la région est estimé à 1,2 % (1,4 % pour le Calvados et 1,0 % pour la Manche et l'Orne), légèrement en retrait par rapport aux prévisions établies au niveau national dans le cadre du Bilan prévisionnel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 16,7 milliards de kilowattheures en 2002, essentiellement à partir de la centrale nucléaire de Flamanville.

Les prévisions d'évolution concernent uniquement la production d'origine éolienne, et ont été établies en cohérence avec l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des contraintes sur la transformation 225 / 90 kV de Coquainvilliers au nord de Lisieux seront résolues par le remplacement des trois transformateurs actuels par de plus puissants (projet en cours de construction).

La progression des consommations sur l'agglomération de Caen entraînera des risques de coupures à court terme. Un projet de développement de réseau sera prochainement soumis à concertation.

La croissance globale des consommations dans le secteur d'Isigny-sur-Mer entraînera à moyen terme une insuffisance des capacités de transit des lignes 90 kV situées entre Terrette (au nord-ouest de Saint-Lô), Isigny, Bayeux et Caen.

La croissance globale des consommations du nord du département de la Manche entraînera à moyen terme une insuffisance des capacités de transformation 400 / 90 kV d'une part, et des capacités de transit des lignes 90 kV d'autre part, de la zone comprise entre les postes 400 / 90 kV de Terrette (au nord-ouest de Saint-Lô) et de Tollevast (au sud de Cherbourg).

La progression des consommations dans le sud du département de la Manche entraînera des risques de coupures sur l'Avranchin à court terme.

L'augmentation des consommations dans le département de l'Orne fragilise à moyen terme la transformation 225 / 90 kV des postes d'Aube et de Flers.

La problématique éolienne

La capacité d'accueil dans la région est compatible avec les objectifs fixés par l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La réhabilitation, à l'été 2003, de la ligne 225 kV entre les postes d'Aube (au sud-ouest de l'Aigle) et de Commerveil (au sud de Mamers, dans la Sarthe) a permis de résoudre une contrainte de vétusté sur cette ligne.

■ Région

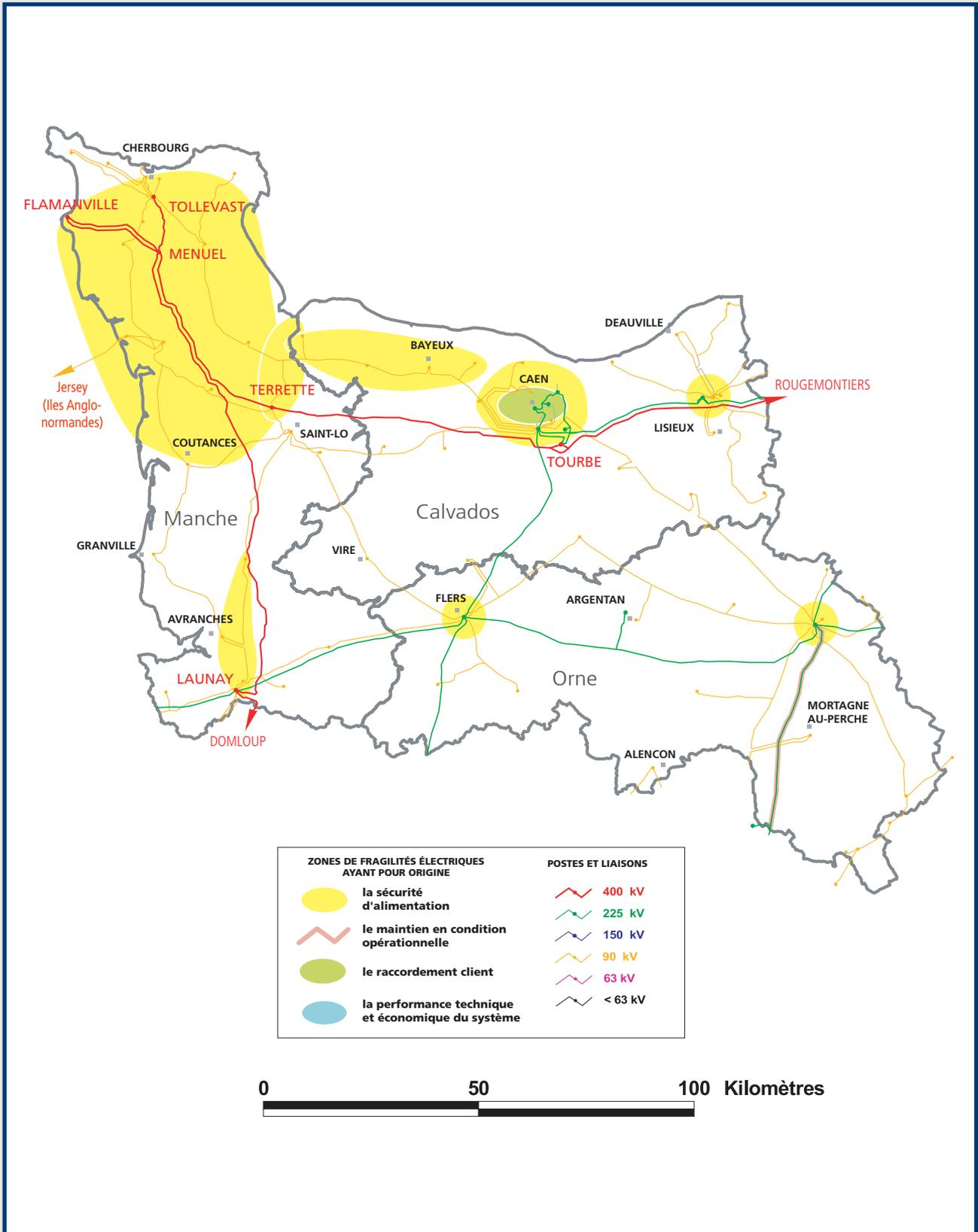
Basse-Normandie

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Calvados	Remplacement des trois transformateurs 225 / 90 kV existants de Coquainvilliers par des plus puissants
Sécurité alimentation	Calvados	Agglomération de Caen : ajout d'un transformateur au poste de Ranville + création de la ligne 90 kV Ranville – Saint-Contest
Sécurité alimentation	Manche	Création d'une nouvelle ligne à deux circuits 90 kV entre les postes d'Avranches et de Launay, et d'une ligne 90 kV entre les postes de Launay et de Villedieu à partir des deux lignes actuelles Avranches – Launay et Avranches – Villedieu (résolution des contraintes de transit et de tension)



RÉGION BASSE-NORMANDIE



■ Région

Bourgogne

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 10,6 milliards de kilowattheures en 2002. La Saône-et-Loire représente environ 40 % du total, la Côte-d'Or un peu moins de 30 %, tandis que la Nièvre et l'Yonne se partagent les 30 % restants. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,2 % de 1990 à 1999, contre 2,4 % pour la France. Le secteur industriel est prépondérant dans la consommation électrique de la Saône-et-Loire. Cela provient de la présence de nombreuses industries : Kodak, Alstom, Michelin... La part du secteur résidentiel de la Nièvre est plus importante que dans les autres départements.

Les prévisions pour la décennie à venir sont à peu près conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,3 % jusqu'en 2013.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1 milliard de kilowattheures, à plus de 95 % d'origine thermique (centrale de Belleville qui influence la Nièvre, bien que située dans le Cher, et Lucy 3). Le reste se répartit entre la cogénération (3 %) et l'hydraulique. Elle est fortement importatrice.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle près de 500 MW sont considérés sur la région.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En région Bourgogne, près de 1 600 kilomètres de réseau, essentiellement 63 kV, ont plus de cinquante ans en 2003. Cependant, ces ouvrages anciens ne sont pas de facto obsolètes, mais ces chiffres montrent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau et de sa réhabilitation.

La sécurité d'alimentation

Les contraintes identifiées concernent l'alimentation de l'agglomération de Dijon (Côte-d'Or).

L'évolution naturelle des charges sature à moyen terme la capacité de transformation 225 / 63 kV des postes de Champs – Régnaud et Couchey, ainsi que le réseau HT entre ces deux postes.

L'accroissement des consommations sur la zone de Nevers sature à moyen terme la capacité de transformation (poste de Saint-Éloi). L'axe Cosne – Fortaie – Neuvy, situé au nord de la Nièvre, constitue un goulet d'étranglement à moyen terme. Plusieurs solutions sont actuellement à l'étude.

En Saône-et-Loire, l'évolution des charges sur le poste du Creusot contribue à saturer le réseau qui dessert à la fois cette ville et Autun. Ces contraintes portent sur les transformations 225 / 63 kV d'Henri-Paul et de Gueugnon.

La transformation 225 / 63 kV de Mâcon ne permet plus, à moyen terme, de faire face à l'augmentation naturelle des charges, importantes au nord de Mâcon. Les lignes 63 kV Flacé – Mâcon arrivent également à saturation en fin de période.

Les augmentations des consommations dans l'Yonne ont saturé la transformation 225 / 63 kV du poste de Rousson. Le remplacement des transformateurs

existants (déjà engagé) permet de lever la contrainte. Les capacités de l'artère 63 kV issue du poste de Tonnerre doivent être augmentées pour lever la contrainte.

Le raccordement des clients

La création d'un nouveau poste 63 kV à Quatre-Croix (proche de Courtenay) et le transfert de charge d'EGS Seine-et-Marne vers EGS Yonne fragilisent de nouveau la transformation de Rousson. L'augmentation de la charge industrielle au poste 63 kV de Romelet aggrave légèrement les contraintes détectées sur la zone de Dijon.

La performance technique et économique

Aucune contrainte de ce type n'a été détectée dans la région Bourgogne.

La problématique éolienne

Des projets de production éolienne sont envisagés dans la région.

L'Yonne représente un volume de 320 MW situé notamment près d'Auxerre (250 MW).

En Côte-d'Or, un volume de 210 MW est en projet, réparti surtout entre Vielmoulin et Henri-Paul.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

À la sortie du poste de Venarey (Côte-d'Or), les conducteurs de la liaison 63 kV Venarey – Vielmoulin devront être changés.

La liaison électrique 150 kV Champvert – Henri Paul ainsi que trois ouvrages 63 kV entre Henri Paul et Gueugnon sont concernés par des opérations de maintien en conditions opérationnelles.

■ Région

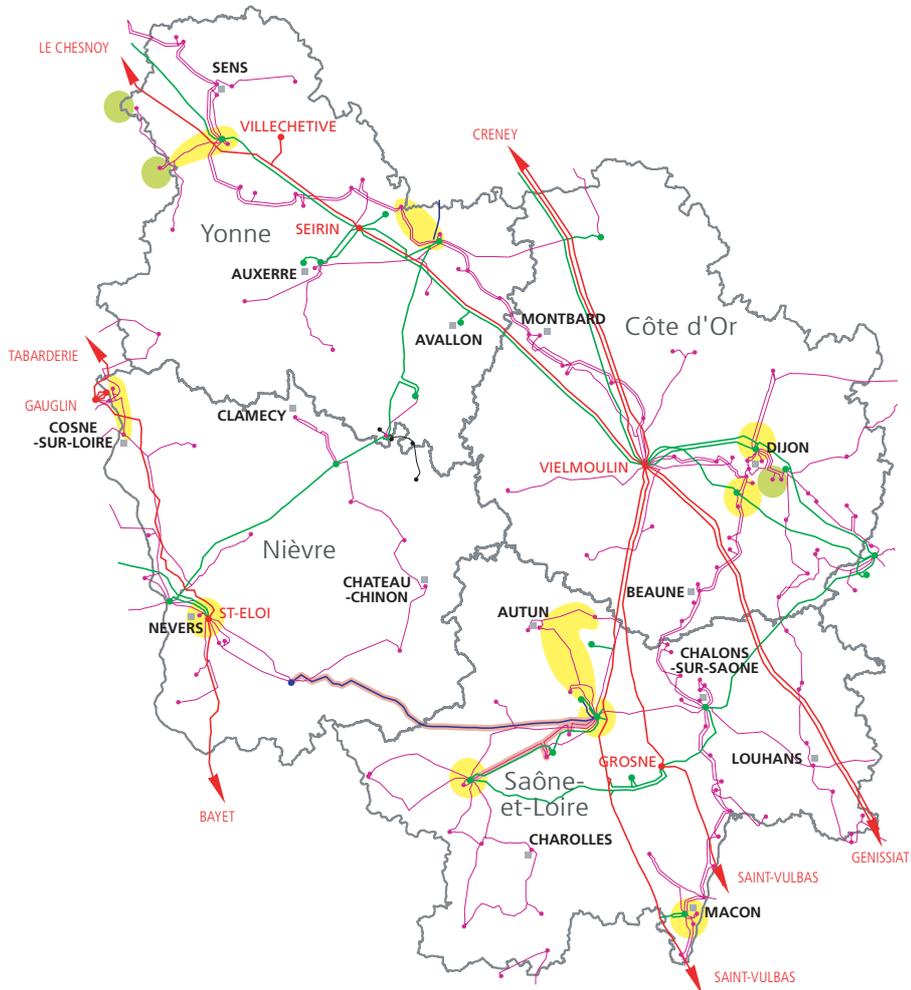
Bourgogne

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Côte-d'Or	Construction du câble 63 kV Petit Bernard – Romelet
Sécurité alimentation	Saône-et-Loire	Ajout d'un transformateur 225 / 63 kV de 100 MVA Gueugnon



RÉGION BOURGOGNE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV



Bretagne

Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 17,2 milliards de kilowattheures en 2002. Le Morbihan et l'Ille-et-Vilaine représentent un peu plus de 50 % de la consommation totale de la Région. Le taux de croissance moyen annuel en énergie, corrigé des variations saisonnières, a été de 2,5 % entre 1996 à 2002, contre 2,10 % pour la France. La région se caractérise par une dynamique plus importante dans le secteur résidentiel et industriel (qui représentent respectivement 42 % et 29 %) que dans le secteur industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir affichent une croissance annuelle moyenne de 2,1 %, avec une dominante pour l'Ille-et-Vilaine et le Morbihan. Ces valeurs sont supérieures au taux du niveau national fourni par le Bilan prévisionnel (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 %). Cela est dû en particulier aux secteurs industriel et résidentiel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1 milliard de kilowattheures en 2002, dont environ 90 % essentiellement par la centrale marémotrice de la Rance (puissance installée 240 MW) et, dans une moindre mesure, par les turbines à combustion de Brennilis et Dirinon (puissance installée totale de 490 MW). La Bretagne ne produit ainsi que 5 % de l'énergie qu'elle consomme. Avec une consommation en pointe de 3 500 MW en moyenne, la région est très fortement importatrice. Ces échanges se font principalement avec les réseaux 400 kV et 225 kV, par l'intermédiaire de deux plates-formes d'échanges ou postes d'interconnexion : Domloup, à l'est de Rennes, et Cordemais, à proximité de Nantes.

Les prévisions d'évolution concernent les demandes d'études de raccordement de production d'origine éolienne. La région Bretagne, dans sa contribution régionale au Schéma de services collectifs de l'énergie, estime entre 500 et 1 000 MW le potentiel éolien à l'horizon 2020, si l'acceptation locale est acquise, et si les perspectives *offshore* se développent.

Par ailleurs, des investissements importants sur la période 2004-2005 seront engagés pour atténuer les effets du déficit de production. Pour la suite, des évolutions de la structure du réseau et également du niveau de production installée sont à prévoir.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

De manière schématique, l'énergie électrique de la partie nord-est de la Bretagne, à savoir l'Ille-et-Vilaine et les Côtes-d'Armor, est essentiellement fournie à partir du poste d'interconnexion et de transformation de Domloup (est de Rennes) et, dans une moindre mesure, par le poste de Launay (près d'Avranches).

La partie sud-est, à savoir le Morbihan et le Finistère, est approvisionnée par le poste d'interconnexion et de transformation de Cordemais (poste sur lequel est également raccordée la centrale de production). L'énergie vient essentiellement de ces deux grosses « plates-formes » d'approvisionnement.

La sécurité d'alimentation

Pour alimenter la région, de grosses quantités d'énergie doivent être transportées sur des distances relativement importantes à partir des deux principales sources pour alimenter la Bretagne (Cordemais et Domloup). Ce qui induit des risques importants d'écroulement de tension en périodes de fortes charges.

Sur les réseaux 400 kV et 225 kV

La saturation des capacités de transport des réseaux à 225 kV, qu'ils soient issus de Domloup et Launay (pour le nord de la Bretagne), ou de Cordemais (pour le sud et l'ouest de la région) fait courir de gros risques à la qualité de la desserte électrique de la Bretagne.

Sur le réseau 90 kV et 63 kV

Les contraintes rencontrées sur ce genre de réseau sont essentiellement dues à deux types de difficultés : l'insuffisance de capacité de transit pour accompagner le développement de certaines zones ; et la nécessité, pour maintenir un service efficace, de se poser la question de travaux lourds de réhabilitation ou de renouvellement pour certains ouvrages.

Des augmentations de puissance de transformation seront à prévoir, notamment pour l'agglomération de Saint-Brieuc. L'augmentation de la consommation

fragilise des alimentations comme celle des agglomérations de Brest ou de Concarneau.

Le dispositif d'alimentation de l'agglomération rennaise nécessite d'être renforcé. Il en est de même pour les zones de Fougère et Vitré.

Les puissances de transformation pour alimenter les agglomérations de Vannes et de Lorient devront être renforcées.

Une solution devra être trouvée à la limite des capacités des réseaux alimentant la zone de Pontivy, et la zone située au nord de Lorient.

Le raccordement des clients

Le raccordement d'une sous-station SNCF sur le poste 63 kV de Saint-Malo est en cours d'instruction.

La performance technique et économique

Le caractère fortement importateur de la région Bretagne nécessite le renforcement du réseau THT actuel, conjugué à la mise en œuvre d'importants moyens de compensations.

À terme, le renforcement du niveau de la production régionale reste à étudier.

La problématique éolienne

En janvier 2003, les demandes de raccordement dans la région Bretagne représentaient cent quarante-cinq projets pour un peu plus de 955 MW, avec une forte concentration dans le Finistère et les Côtes-d'Armor. Début 2004, elles ne représentent plus que soixante-neuf projets pour une puissance d'environ 390 MW. Ces demandes ont fait l'objet d'études de raccordement, et ne mettent en évidence aucune contrainte de capacité d'accueil.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Il est nécessaire de maintenir en conditions opérationnelles un certain nombre d'ouvrages dans la baie de Saint-Brieuc ainsi qu'à l'est du département des Côtes-d'Armor et aux abords des agglomérations de Brest et de Concarneau.

■ Région

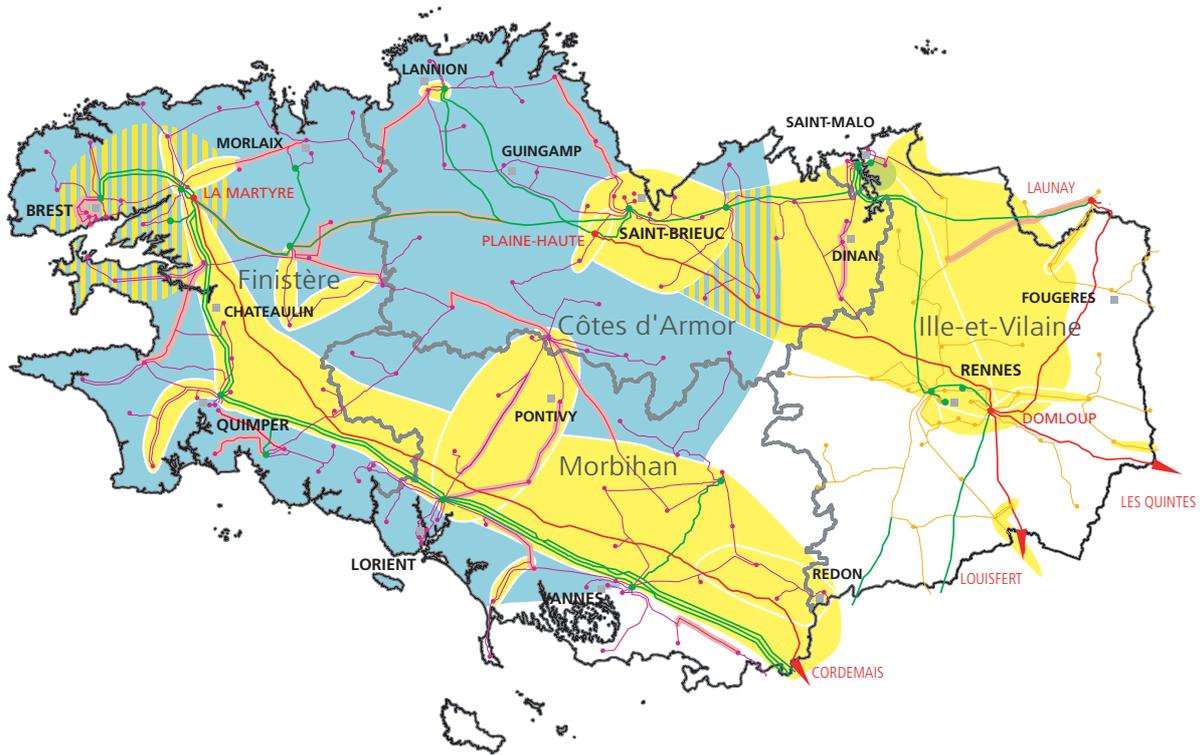
Bretagne

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Ille-et-Vilaine	Raccordement de la sous-station de Château-Malo en antenne sur le poste 63 kV de Saint-Malo
MCO	Côtes-d'Armor	Reconstruction de la ligne 63 kV Paimpol – Plourhan
MCO	Finistère	Reconstruction d'un tronçon de la liaison 63 kV Morlaix – Lanmeur
MCO	Finistère	Reconstruction de la ligne 63 kV Landerneau – Landivisiau
Sécurité alimentation	Côtes-d'Armor	Construction d'une liaison 63 kV entre Rostrenen et Saint-Nicolas avec dépose de la ligne Mur Rostrenen
Sécurité alimentation	Côtes-d'Armor	Zone de Saint-Brieuc : construction de 12 kilomètres de liaisons souterraines et dépose de 24 kilomètres de lignes
Sécurité alimentation	Morbihan	Construction d'une liaison 63 kV Locmalo – Plouay
Sécurité alimentation	Morbihan	Construction d'une liaison 63 kV Pontivy – Rabine



RÉGION BRETAGNE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et Économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV



■ Région

Centre

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 15 milliards de kilowattheure en 2002, le Loiret et l'Indre-et-Loire représentant la moitié de la consommation totale de la région.

La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 1,23 % de 1997 à 2002, contre 2,10 % pour la France. On distingue deux zones de consommations aux comportements différents, révélateurs des flux de population : le taux de croissance du nord de la région est deux fois plus élevé que celui du sud. La région se caractérise par une dynamique beaucoup plus importante dans les secteurs résidentiel et tertiaire que dans le secteur industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir affichent un taux de croissance moyen de 1,09 % par an jusqu'en 2010, et de 0,76 % par an dans la région au-delà de 2010, avec une dominante pour l'Indre-et-Loire et le Loiret. Ces valeurs sont inférieures aux taux du niveau national fournis par le Bilan prévisionnel (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 %).

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 80,3 milliards de kilowattheures en 2002. Quatre sites nucléaires en assurent presque l'intégralité (Saint-Laurent, Chinon, Dampierre et Belleville, soit 11 630 MW installés), la production hydraulique et les installations de cogénération restant marginales. Avec une consommation en pointe d'environ 3 700 MW en 2003, la région est fortement exportatrice, en particulier vers la région parisienne (zone de forte consommation), les Pays de la Loire et la Bretagne (faibles capacités de production).

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement les demandes d'études de raccordement de production d'origine éolienne.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des contraintes de transformation THT (400 / 225 kV) apparaissent à long terme sur les zones est (Bourges) et nord (Chartres) de la région.

Des contraintes sur la transformation et les ouvrages d'alimentation 90 kV apparaissent dans les zones de Dreux, de Pithiviers, d'Orléans, de Gien, de Châteauroux, de Vierzon, de Blois et de Tours.

Une restructuration des réseaux sera à envisager pour certaines d'entre elles.

Le raccordement des clients

Le raccordement de la ligne à grande vitesse Sud Europe Atlantique (LGVSEA) est en cours d'étude avec RFF. Des points de raccordements sur le réseau THT sont recherchés entre Tours, Châtelleraut et Poitiers. Côté EGS, hormis la création du poste source de Preuilly pour EGS Indre-et-Loire à partir du réseau Vienne, une alimentation du client Ibiden a été mise en service début 2004 depuis le poste 63 kV de Courtenay.

GDF a demandé le raccordement d'un nouveau poste en 90 kV à Cormelai.

La performance technique et économique

Les congestions liées à l'évacuation de la production de la centrale nucléaire de Civaux apparaissent sur le réseau 225 kV de la Vienne, donc au sud de la région Centre.

La problématique éolienne

En juin 2003, les demandes de raccordement dans la région Centre représentaient quatre-vingt-trois projets pour un peu plus de 650 MW. Ces demandes ont fait l'objet d'études de raccordement. Pour l'instant, il n'y a pas de contrainte d'accueil à ce niveau de production sur le réseau public de transport du Centre.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Les axes 225 kV Chaingy – Dambron et Mousseaux – Marmagne sont à renouveler partiellement (tronçons des années vingt et trente). Des postes 90 kV sont à réhabiliter dans les zones d'Orléans, de Chartres, de Tours et de Châteauroux. Le réseau 90 kV dans les départements de l'Indre (zone de Châteauroux et Varennes), du Cher (zone de Bourges) ainsi que les ouvrages alimentant une partie des agglomérations de Tours et d'Orléans sont anciens ; ce qui laisse présager un long travail de renouvellement pour leur remise à niveau, notamment en ce qui concerne les files SNCF Paris – Bordeaux et Paris – Limoges. Il sera à mener en priorité, car ces ouvrages sont également sollicités en termes de transits.

■ Région

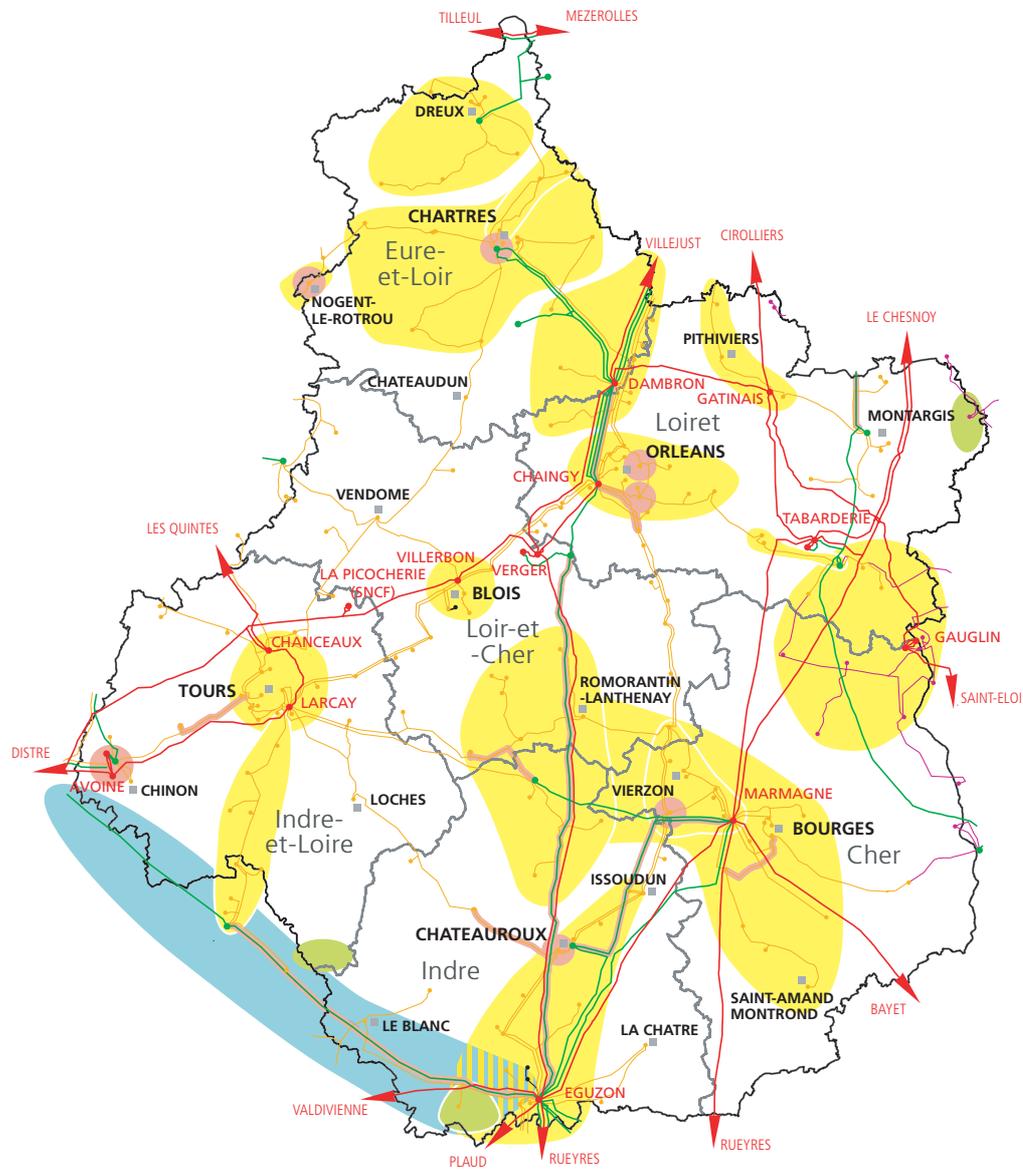
Centre

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Indre-et-Loire Vienne	Raccordement client EGS : Création d'un poste source 90 / 20 kV à Preuilly-Claise
Raccordement client	Indre	Raccordement client GDF : Création d'un poste 90kV à Cormelai
Raccordement client	Loiret	Raccordement client Ibidem : Création d'une alimentation 63 kV depuis le poste de Courtenay
MCO	Loiret	Enfouissement partiel de la liaison 63 kV Gien – Les Rublots
MCO	Indre-et-Loire	Reconstruction du poste 90 kV de La Commanderie
Sécurité alimentation	Indre-et-Loire	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV au poste d'Avoine
Sécurité alimentation	Indre-et-Loire	Déplacement et sécurisation des liaisons 400 kV Avoine – Larcaay 1 et 2
Sécurité alimentation	Loiret	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV au poste de Chaingy pour améliorer la sécurité d'alimentation d'Orléans
Sécurité alimentation	Loiret	Renforcement de transformation 225 / 90 kV au poste de Gien



RÉGION CENTRE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV

0 50 100 Kilomètres

■ Région

Champagne- Ardennes

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 9,4 milliards de kilowattheures en 2002. Le département de la Marne représente à lui seul plus de 40 % de la consommation, l'Aube et les Ardennes autour de 20 %, et la Haute-Marne 15 %. La croissance interannuelle en énergie est faible depuis 1998, et s'établit à 0,5 %.

Les prévisions pour la décennie à venir prolongent ce constat statistique et demeurent inférieures aux moyennes nationales établies par le Bilan prévisionnel, avec un taux de croissance de 0,4 % d'ici à 2005, qui se stabilise à 0,3 % ensuite.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 38,1 milliards de kilowattheures en 2002, dont la quasi-totalité d'origine nucléaire (centrales de Chooz et de Nogent-sur-Seine).

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle 290 MW sont considérés sur la région, en cohérence avec l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

L'évolution de la consommation autour de zones d'activités nécessite le renforcement d'ouvrages existants, et plus rarement la création de postes sources d'alimentation du réseau de distribution.

On pense notamment aux agglomérations de Châlons-en-Champagne, de Troyes, de Saint-Dizier, et, dans une moindre mesure, d'Épernay et de Chaumont.

Le raccordement des clients

Le raccordement de clients industriels sur des sites parfois distants du réseau électrique, nécessite d'importants ouvrages de raccordement, comme dans le cas du raccordement de la LGV Est Européenne, pour laquelle deux sous-stations seront implantées dans la région.

La performance technique et économique

Le réseau électrique de la région Champagne-

Ardenne est interconnecté avec la Belgique. Le développement des échanges internationaux sature certains ouvrages THT du réseau régional, comme la transformation de Mazures et la liaison franco-belge Chooz – Jamiolles 225 kV.

La problématique éolienne

Même si le volume retenu dans le présent exercice du Schéma de développement (40 % des projets présents dans la liste d'attente EGS–RTE, soit 290 MW pour la région) est compatible avec les capacités du réseau de transport, on se situe en limite de contrainte en certains endroits. L'arrivée ou le déplacement de certains projets pourrait provoquer l'apparition de contraintes, notamment à l'est de Châlons-en-Champagne.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Des travaux sont prévus sur les axes 225 kV Creney – Rolampont et Pusy – Rolampont.

■ Région

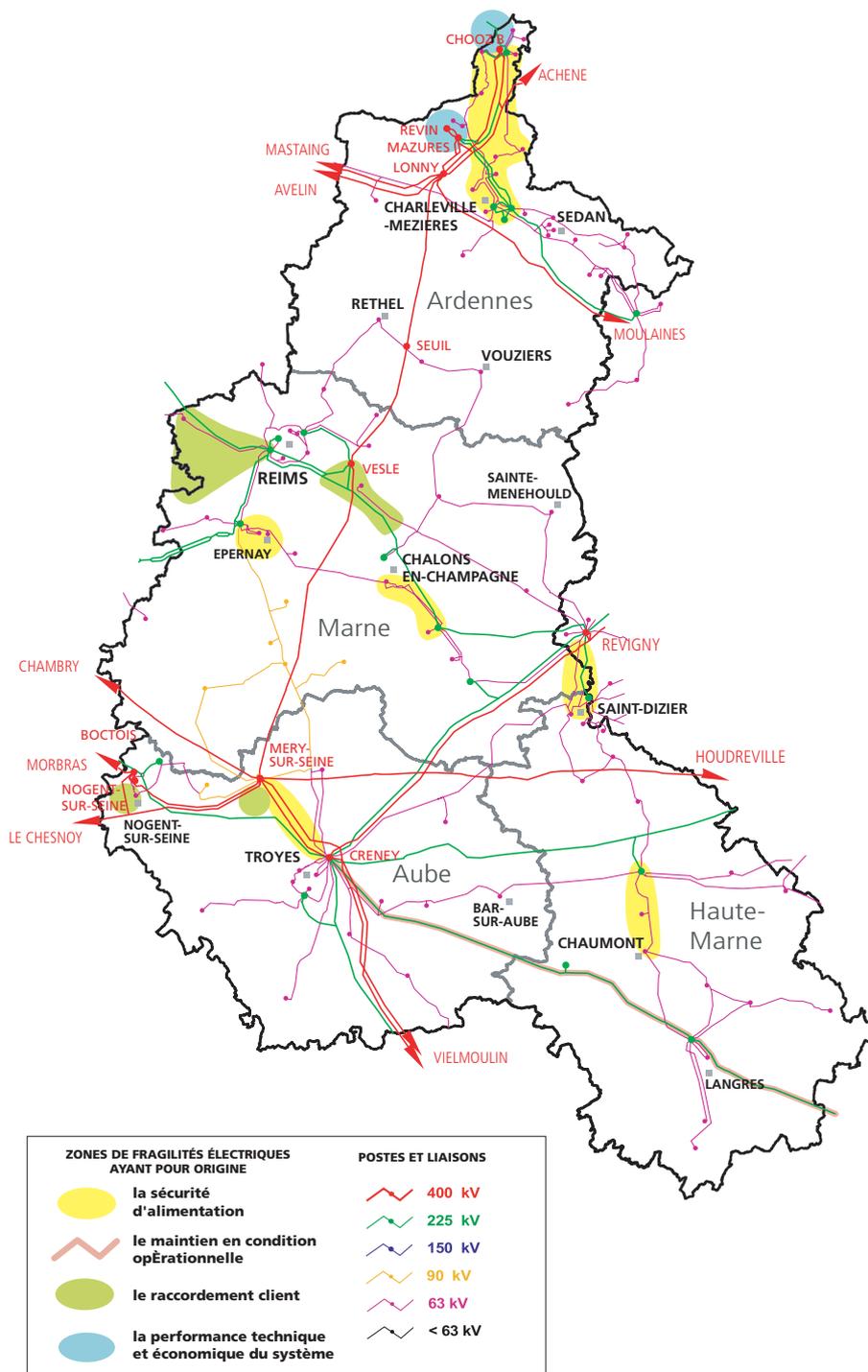
Champagne-Ardenne

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Marne	LGV Est / sous-station PK 88 : création du poste de Vézilly
Raccordement client	Marne	LGV Est / sous-station PK 151 : création du poste de Cuperly
MCO	Aube	Vétusté des conducteurs sur les liaisons 225 kV Crenoy – Rolampont et Pusy – Rolampont : changement des conducteurs sur les deux ouvrages



RÉGION CHAMPAGNE-ARDENNE



0 50 100 Kilomètres

■ Région

Franche-Comté

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 7,9 milliards de kilowattheures en 2002. Le Doubs et le Jura représentent les trois quarts du total, également répartis. La Haute-Saône représente 16 % et le Territoire de Belfort 9 %. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,4 % de 1990 à 1999, sensiblement identique à celle de la France. Du fait de la présence de Solvay, le secteur industriel est largement prépondérant dans la consommation électrique du Jura. Les répartitions sectorielles du Doubs et du Territoire de Belfort sont voisines de celle de la France.

Les prévisions pour la décennie à venir sont à peu près conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,2 % jusqu'en 2013.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1,6 milliard de kilowattheures, à 70 % d'origine hydraulique. Le reste se répartit entre la cogénération (23 %) et le thermique (7 %). Elle est fortement importatrice.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle près de 70 MW sont considérés sur la région.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En région Franche-Comté, 500 kilomètres de réseau 225 kV et 63 kV avaient plus de cinquante ans en 2003.

Cependant, ces ouvrages anciens ne sont pas *de facto* obsolètes, mais ces chiffres montrent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau.

La sécurité d'alimentation

L'évolution naturelle des charges de la zone de Besançon (Doubs), ainsi que les capacités réduites du réseau HT ne permettent plus une alimentation sécurisée. Le nouveau poste 63 kV de Montboucons ne résout que partiellement le problème.

Sur la zone de Liebvillers (Doubs), les faibles capacités du réseau ainsi que l'accroissement des charges entraînent des contraintes.

L'évolution des consommations des agglomérations fragilisent les transformations 225 / 63 kV de Pontarlier, Champagnole, Champvans, Vesoul et Argiésans qui arrivent à saturation.

Le raccordement des clients

Dans le cadre du projet LGV Rhin-Rhône, la SNCF envisage la création de deux sous-stations.

La première serait située à l'est de Belfort, et la

seconde au nord-ouest de Besançon.

Par ailleurs, la SNCF prévoit soit la création d'un poste 225 kV, soit une augmentation de puissance des postes de Mesnay et Mouremboz. Ce qui accroîtra les contraintes de transformation de la zone (Champagnole, Pontarlier, Champvans).

Au nord-est de Belfort, un aménageur prévoit la création d'une zone d'activité à Fontaine.

La problématique éolienne

Des projets de production éolienne sont envisagés dans la région.

Ce volume représenterait une puissance de 68 MW, dont 40 MW sur un même projet proche de Pontarlier.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La dégradation des conducteurs sur les liaisons 225 kV Mambelin – Pusy, Pusy – Rolampont et Étupes – Sierentz nécessite leur remplacement.

Le poste 63 kV de Palente (Besançon), qui est obsolète, va être reconstruit à partir de 2004.

La rénovation du matériel haute tension des postes de Pont-de-Roide et des Fins est prévue à partir de 2006.

■ Région

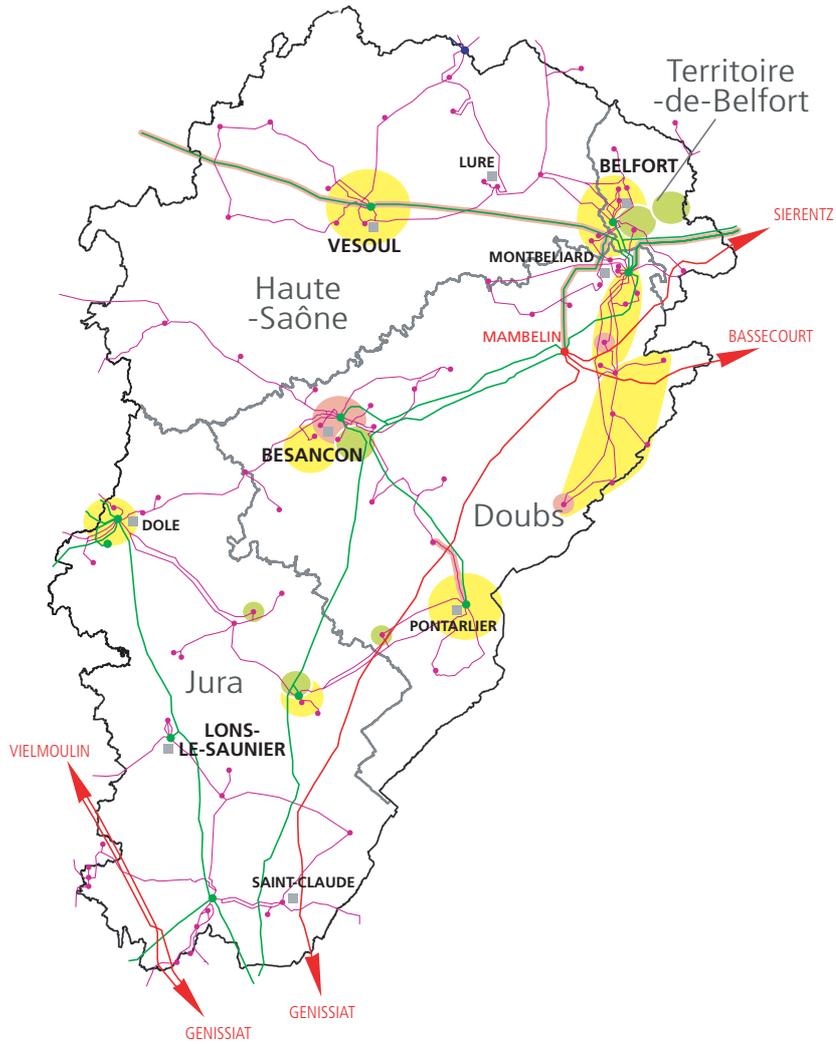
Franche-Comté

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
MCO	Haute-Saône	Reconstruction partielle de la liaison 63 kV Mouthier – Pontarlier
MCO	Haute-Saône	Reconstruction du poste 63 kV de Palente
MCO	Haute-Saône	Rénovation HT du poste 63 kV des Fins
MCO	Haute-Saône	Rénovation HT du poste 63 kV de Pont-de-Roide
MCO	Haute-Saône Doubs	Remplacement des conducteurs sur les liaisons Étupes – Sierentz, Mambelin – Pusy et Pusy - Rolampont



RÉGION FRANCHE-COMTÉ



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 15,5 milliards de kilowattheures en 2002. La Seine-Maritime représente 75 % de cette consommation et l'Eure 25 %. Les grandes évolutions de la consommation de 1990 à 1999 sont caractérisées par une forte croissance du secteur tertiaire, une assez forte croissance du secteur résidentiel, et une croissance modérée du secteur industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir sont à peu près conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,2 % pour la région (1,2 % pour la Seine-Maritime et 1,14 % pour l'Eure).

Le secteur industriel est prépondérant avec 57,9 % de la consommation en 2010, et marque une croissance en hausse, en particulier en Seine-Maritime où de nombreux projets sont attendus. En revanche, les secteurs résidentiel et tertiaire voient leur croissance ralentie.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 55,2 milliards de kilowattheures en 2002, fournis principalement par les centrales nucléaires de Penly et Paluel.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des contraintes de transit et de vétusté sur les deux liaisons alimentant le poste 90 kV de Rouen – Lessard devraient être résolues à court terme par le remplacement de la partie souterraine de ces liaisons (projet en cours d'instruction réglementaire). L'augmentation des consommations sur l'axe Paris – Rouen (autoroute A13) fragilise les réseaux 90 kV de la zone, et induit à long terme une contrainte sur la transformation 225 / 90 kV de Saint-Pierre-de-Bailleul.

Le raccordement des clients

La mise en service d'une unité de production électrique située dans l'agglomération du Havre nécessite une liaison d'évacuation double souterraine vers le poste 225 kV de Ratier (projet en cours de construction).

La mise en service d'une unité de production électrique située aux environs de Saint-Jean-de-Folleville nécessite la création d'un nouveau poste 90 kV (projet en cours de construction).

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

L'alimentation du nord de Rouen est fragilisée par le vieillissement des lignes 90 kV alimentant le triangle situé entre Vaupalière, Campeaux et Bourgay. Un projet de remise à niveau de ces ouvrages à court terme est en cours d'instruction réglementaire.

La vétusté du poste 90 kV de Pont-Audemer est résolue par sa reconstruction (projet en cours de concertation).

■ Région

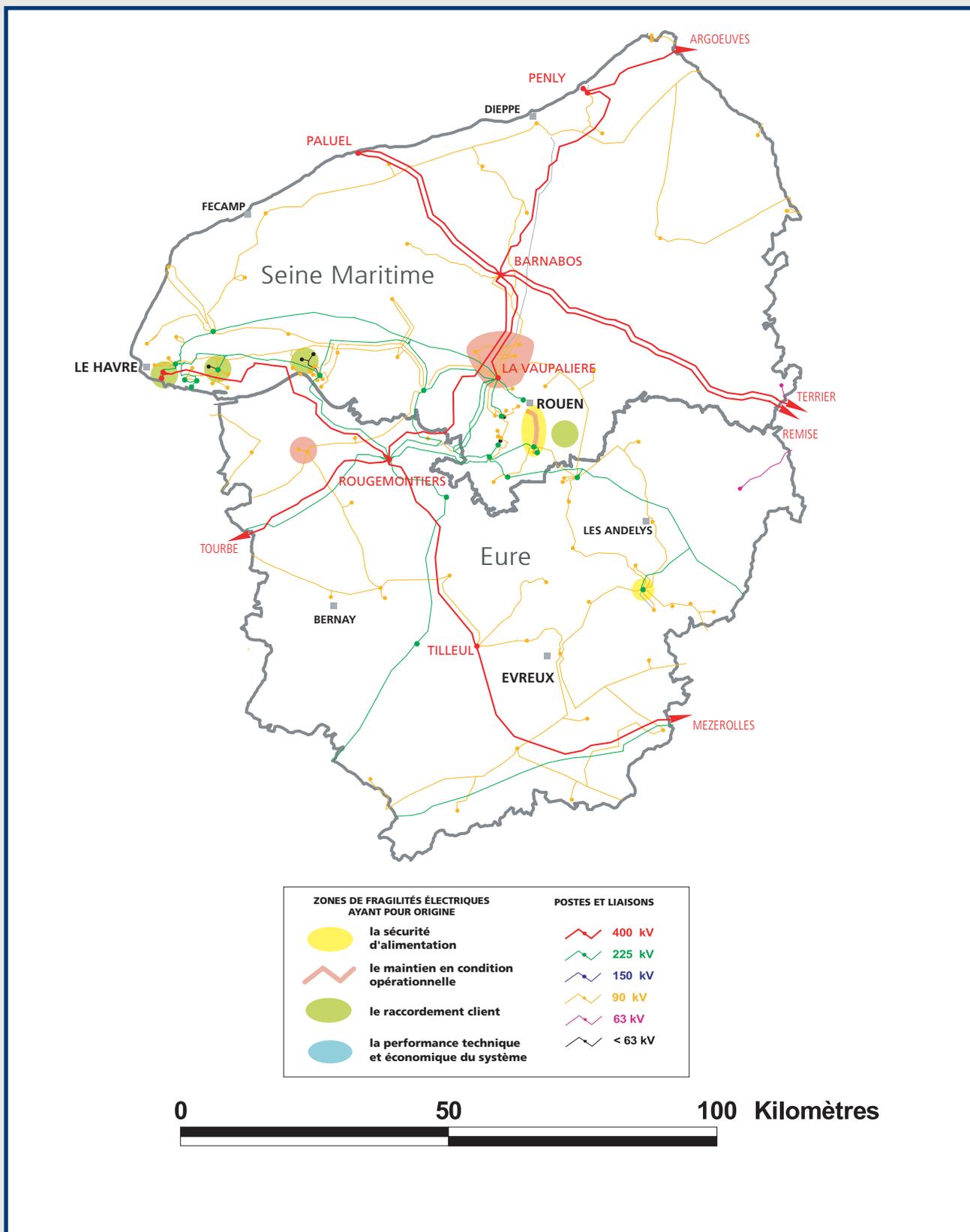
Haute-Normandie

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Seine-Maritime	Construction d'une liaison d'évacuation double souterraine vers le poste 225 kV de Ratier
Raccordement client	Seine-Maritime	Construction d'un nouveau poste 90 kV aux environs de Saint-Jean-de-Folleville
MCO Sécurité alimentation	Seine-Maritime	Remplacement de la partie souterraine des deux liaisons entre les postes 90 kV de Rouen-Lessard et Saint-Étienne-du-Rouvray
MCO	Eure	Reconstruction du poste 90 kV de Pont-Audemer
MCO	Seine-Maritime	Remise à niveau des lignes 90 kV alimentant le triangle entre les postes 90 kV de Vaupalière, Campeaux et Bourgay (agglomération de Rouen)



RÉGION HAUTE-NORMANDIE



■ Région

Île-de-France

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 61,5 milliards de kilowattheures en 2002. Paris a représenté 24 % de cette consommation, les Hauts-de-Seine et les Yvelines 13 % chacun, la Seine-et-Marne 12 %, l'Essonne 11 %, la Seine-Saint-Denis 10 %, le Val-de-Marne 9 % et le Val-d'Oise 8 %.

Les prévisions pour la décennie à venir sont conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,3 % pour la région (croissance due essentiellement au secteur tertiaire).

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 7,8 milliards de kilowattheures en 2002, provenant des centrales thermiques classiques de la région.

Les prévisions d'évolution sont marquées par l'arrêt définitif des groupes de production de Champagne-sur-Oise, Montereau, puis Vaires-sur-Marne, et la mise en service du nouveau groupe d'Issy-les-Moulineaux.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

La croissance des consommations du quart sud-ouest de l'Île-de-France conduit à une contrainte dans l'alimentation de toute la clientèle des Yvelines, du sud des Hauts-de-Seine et du quart sud-ouest de Paris. Le renforcement correspondant, en cours d'instruction réglementaire, consiste à créer le poste 400 / 225 kV à Méré, dans les Yvelines, et à le raccorder au poste d'Élancourt par une liaison 225 kV. Ces ouvrages ne devraient malheureusement pas être mis en service avant 2007, d'où une forte contrainte sur la zone entre 2003 et 2007.

La croissance des consommations sur le quart nord-ouest de la première couronne entraîne des contraintes sur la transformation 400 / 225 kV du poste de Cergy. Ce problème, déjà identifié et soumis à la concertation, est accentué par l'arrêt définitif des groupes de production de la centrale de Champagne-sur-Oise. La solution de renforcement, connue, consiste en la création d'une nouvelle liaison souterraine 225 kV entre Triel-sur-Seine (poste Nourottes) et Nanterre.

La progression des consommations sur le nord-est de la première couronne entraînera à court terme des contraintes sur la transformation 400 / 225 kV

de Villevaudé (Seine-et-Marne) et sur le couloir 225 kV Villevaudé – Romainville.

De la même manière, la progression des consommations dans le Val-de-Marne entraînera à court terme des risques de coupures, sur certaines périodes de l'année.

Le raccordement des clients

La création de la liaison TGV est nécessitera, pour son alimentation, la création d'un nouveau poste de transformation 400 kV sur la commune de Penchard, au nord-ouest de Meaux.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La vétusté de certains ouvrages alimentant la zone d'Épinay-sous-Sénart conduit à des menaces de coupures croissantes.

Le projet de reconstruction de lignes participant à cette alimentation est actuellement en cours de concertation.

En plus de la contrainte générale liée à la croissance de la consommation de cette zone, on constate que de nombreux ouvrages du nord-ouest de la première couronne — postes et liaisons souterraines — nécessiteront à court terme des travaux de réhabilitation.

■ Région

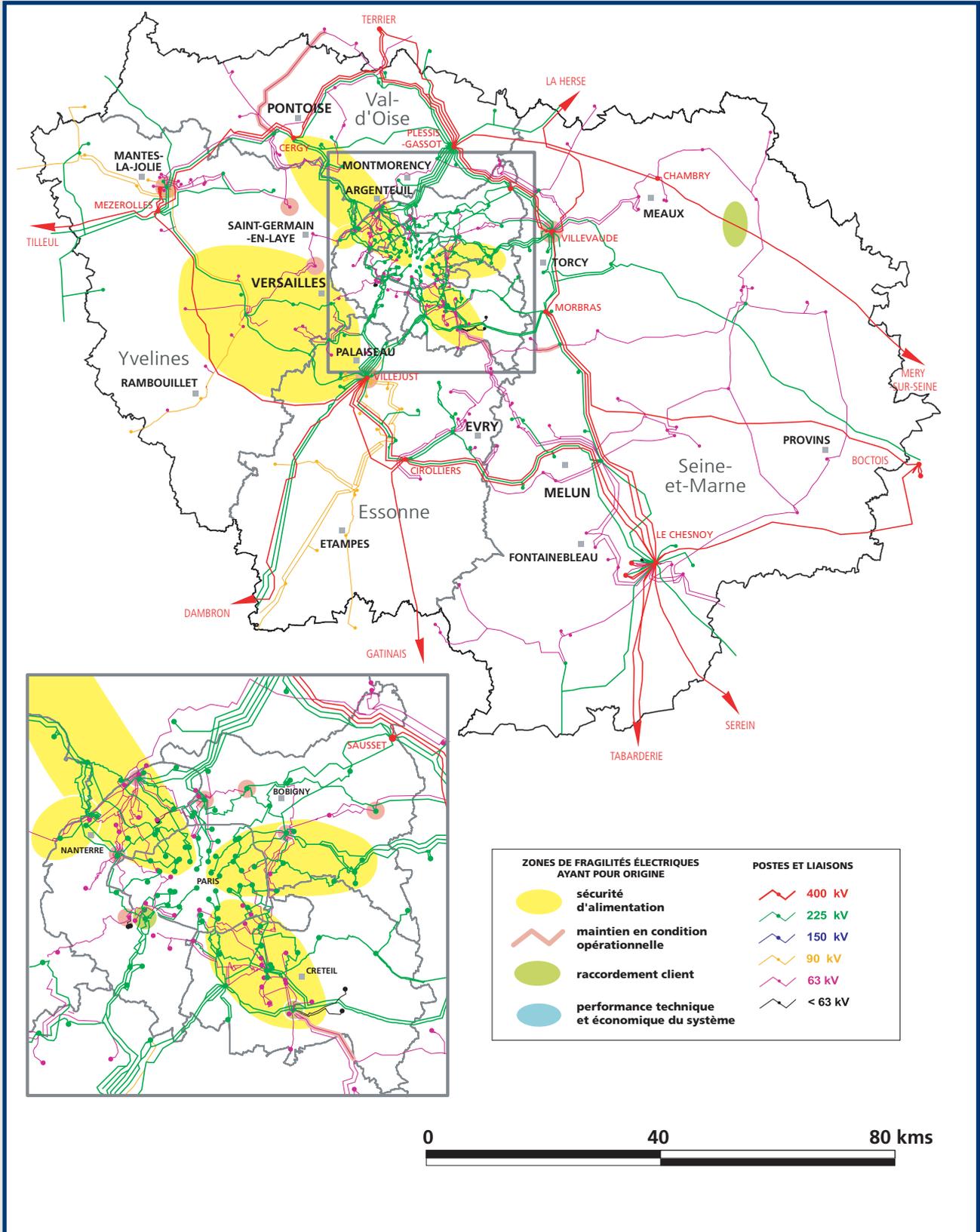
Île-de-France

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Yvelines	Construction du poste 400 / 225 kV Yvelines et de la liaison Élancourt – Yvelines 225 kV (contraintes sur les lignes 225 kV Élancourt – Villejust et Élancourt – Mézerolles)
Sécurité alimentation	Hauts-de-Seine	Création de la liaison souterraine 225 kV Nanterre – Nourottes (contraintes de transit)
Raccordement client	Seine-et-Marne	Création d'un poste 400 kV sur la commune de Penchard, au nord-est de Meaux (TGV Est)
Raccordement client	Hauts-de-Seine	Création d'une liaison souterraine 63 kV entre Harcourt et Issy-les-Moulineaux (raccordement du Syctom)
Raccordement client	Val-de-Marne	Création de deux liaisons souterraines 63 kV entre Villeneuve et Pasiphaé (raccordement du Siaap)
MCO	Seine-Saint-Denis	Renforcement du poste 225 kV et dépose du poste 63 kV de La Courneuve (vétusté du poste 63 kV de La Courneuve et des liaisons 63 kV l'alimentant)
MCO	Val-de-Marne	Reconstruction de la ligne 63 kV Cossigny – Jonchères, dépose des lignes Épinay – Villeneuve, et renforcement du poste de Cossigny 63 kV (vétusté des lignes d'alimentation d'Épinay-sous-Sénart)
MCO	Seine-et-Marne	Reconstruction / réhabilitation du poste 400 kV de Villevaudé
MCO	Seine-Saint-Denis	Reconstruction du poste 225 kV Ampère – Projet Seine
MCO	Hauts-de-Seine	Réhabilitation du poste 63 kV de Fallou
MCO	Hauts-de-Seine	Réhabilitation du poste de Puteaux 63 kV
MCO	Seine-et-Marne	Poste 63 kV de Pécy
MCO	Seine-et-Marne	Reconstruction de la partie HTB du poste 63 kV de Romainville
MCO	Yvelines	Réhabilitation du poste 63 kV de Porcheville



RÉGION ÎLE-DE-FRANCE



■ Région

Languedoc- Roussillon

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 13 milliards de kilowattheures en 2002, avec une pointe en puissance de 2 715 MW. L'Hérault et le Gard représentent chacun environ 30 % du total, l'Aude et les Pyrénées-Orientales 15 % et la Lozère 5 %. La croissance interannuelle, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,6 % pour la période 1990–2000. On note que les secteurs résidentiel et tertiaire prennent une part importante avec 74 %, à l'inverse de l'industrie (sauf pour le Gard) avec 25 %.

Les prévisions pour la décennie à venir intègrent une croissance démographique soutenue dans la région, et considèrent les grands projets connus de lignes à grande vitesse. Il en résulte une croissance régionale de 1,7 %, supérieure à la moyenne nationale (1,3 %).

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 2,7 milliards de kilowattheures en 2002, pour une puissance raccordée au réseau RTE de 2 300 MW.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle 1 000 MW sont considérés sur la région, en cohérence avec l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation et le raccordement des clients consommateurs

La région Languedoc-Roussillon se caractérise par une forte consommation sur la côte méditerranéenne, concentrée autour des villes de Nîmes, Montpellier, Béziers, Narbonne et Perpignan. Cette zone, qui attire beaucoup de nouveaux résidents, connaît également une forte augmentation démographique.

Par ailleurs, cette zone côtière est marquée par l'arrivée de nouvelles infrastructures routières (contournement autoroutier de l'agglomération de Montpellier) et ferroviaires (TGV Méditerranée et TGV Barcelone – Perpignan).

Dans toute cette zone, le réseau de transport arrive en limite de capacité, notamment l'été avec l'activité touristique.

La performance technique et économique

La région Languedoc-Roussillon est traversée par des axes de transport Nord-Sud et Est-Ouest visant à évacuer la production hydraulique du Massif central, des Cévennes et de la vallée du Rhône vers les régions de forte consommation.

Toutefois, le réseau, relativement ancien, s'avère parfois de trop faible capacité pour permettre l'évacuation de cette production.

Enfin les ouvrages de transport qui traversent l'Aude et la région perpignanaise limitent les possibilités d'échanges d'énergie entre les différents pays de l'Union européenne.

La problématique éolienne

La région est particulièrement propice à l'installation de production d'origine éolienne, alors que le réseau de transport, déjà fortement sollicité par l'évacuation de la production hydraulique de la région, n'est pas dimensionné pour accueillir cette production supplémentaire.

Un volume de l'ordre de 1 000 MW sur la région peut néanmoins être évacué, sous réserve qu'il soit implanté sur des sites « favorables » du point de vue du réseau de transport.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Les autres zones en contrainte sont dues à des réseaux souvent anciens, comportant des ouvrages de faible capacité ou trop peu denses. Ils ne pourront assurer la desserte de la consommation en toute sécurité. Cela se traduit par une baisse de la qualité de fourniture : risques de coupures et de mauvaise qualité de tension.

Ainsi, les régions de Lodève, de Mende ou d'Alès sont desservies par des ouvrages vieillissants et saturés.

■ Région

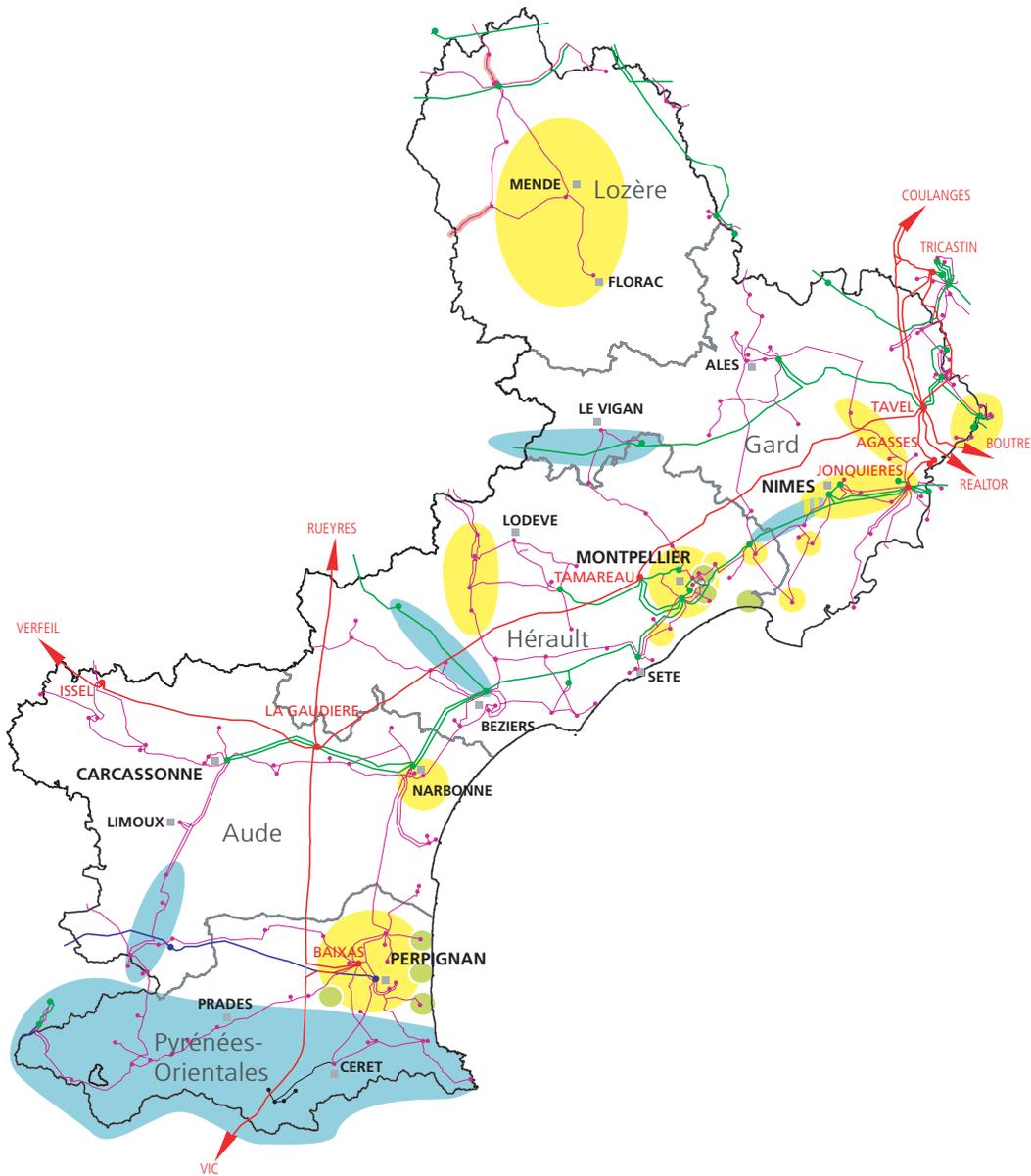
Languedoc-Roussillon

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Pyrénées-Orientales	Alimentation de la sous-station TGV « Sud Perpignan »
Raccordement client	Pyrénées-Orientales	Création du poste source Canet
Raccordement client	Hérault	Travaux au poste Saumade
Raccordement client	Hérault	Création du poste source Pont-Trinquat
Raccordement client	Hérault	Création du poste source Grande-Motte
Performance	Frontière franco-espagnole	Augmentation de la capacité d'échange entre la France et l'Espagne : création de la ligne Baixas – Bescano



RÉGION LANGUEDOC-ROUSSILLON



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV

0 50 100 Kilomètres

■ Région

Limousin

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 4,1 milliards de kilowattheures en 2002. Le département de la Haute-Vienne représente plus de la moitié de cette consommation, la Corrèze environ un tiers et la Creuse un peu moins de 15 %. Corrigée des aléas climatiques, la croissance moyenne annuelle de la consommation de la région Limousin s'est élevée à 1,8 % sur la période 1990–2000, soit un niveau légèrement inférieur à celui de la France sur la même période (2,4 %). Le secteur consommateur le plus important dans la région est la papeterie. Cette branche représente environ 35 % de la consommation d'électricité régionale, contre 8 % au niveau national.

Pour la décennie à venir, les estimations issues du scénario médian prévoient une croissance de 0,9 % par an. Parmi les trois départements de la région, seule la Haute-Vienne a vu sa population stabilisée sur la période 1990–1999, la Corrèze et la Creuse ayant pour leur part enregistré un léger recul de leur population. La projection de population prise en compte au niveau des hypothèses est comparable à ce constat, et conduit globalement à une légère baisse de la population régionale sur la période 2000–2015.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 2,1 milliards de kilowattheures en 2002, à 80 % d'origine hydraulique. Ce niveau de production est fonction des variations annuelles d'hydraulicité. La production régionale est également en partie assurée à partir de sites thermiques classiques dont certains cogénérateurs.

Les hypothèses de production au niveau régional se limitent à quelques demandes recensées dans la Creuse et en Corrèze.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Dans la zone comprise entre Limoges et l'ouest du département de la Haute-Vienne, ainsi que dans l'Aubussonnais, le réseau de transport est sujet à des contraintes de transit en cas de perte d'ouvrage.

L'est de l'agglomération limougeaude et le nord-ouest de la Corrèze présentent des contraintes dues à des réseaux souvent anciens et comportant des ouvrages aux capacités faibles. Le risque est la diminution de la qualité de fourniture liée aux risques de coupures. Le programme de sécurisation mécanique engagé doit progressivement limiter ce risque.

Le raccordement des clients

Les contraintes de ce type concernent les postes d'alimentation du distributeur, et sont liées à des besoins d'amélioration de la qualité de fourniture. Le nord et le sud de la Haute-Vienne ainsi que le nord de la Creuse sont desservis par des liaisons de

tension 90 kV isolées. La continuité d'alimentation, tributaire d'incidents sur un ouvrage du réseau, se dégradera.

La performance technique et économique

En période de forte production, le débouclage du réseau 90 kV génère la mise en précarité des postes d'alimentation de la zone nord-ouest de la Corrèze (Saillant, Lubersac, Saint-Yreix et Traverse).

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La région comporte des ouvrages anciens pour lesquels se pose la question de travaux lourds de réhabilitation, voire de renouvellement, en particulier les lignes d'évacuation de la production hydraulique du Massif central. Des expertises techniques de détail doivent être menées pour définir le niveau des actions à engager sur ces ouvrages. Leur mise en œuvre sera coordonnée avec la politique de sécurisation mécanique.

■ Région

Limousin

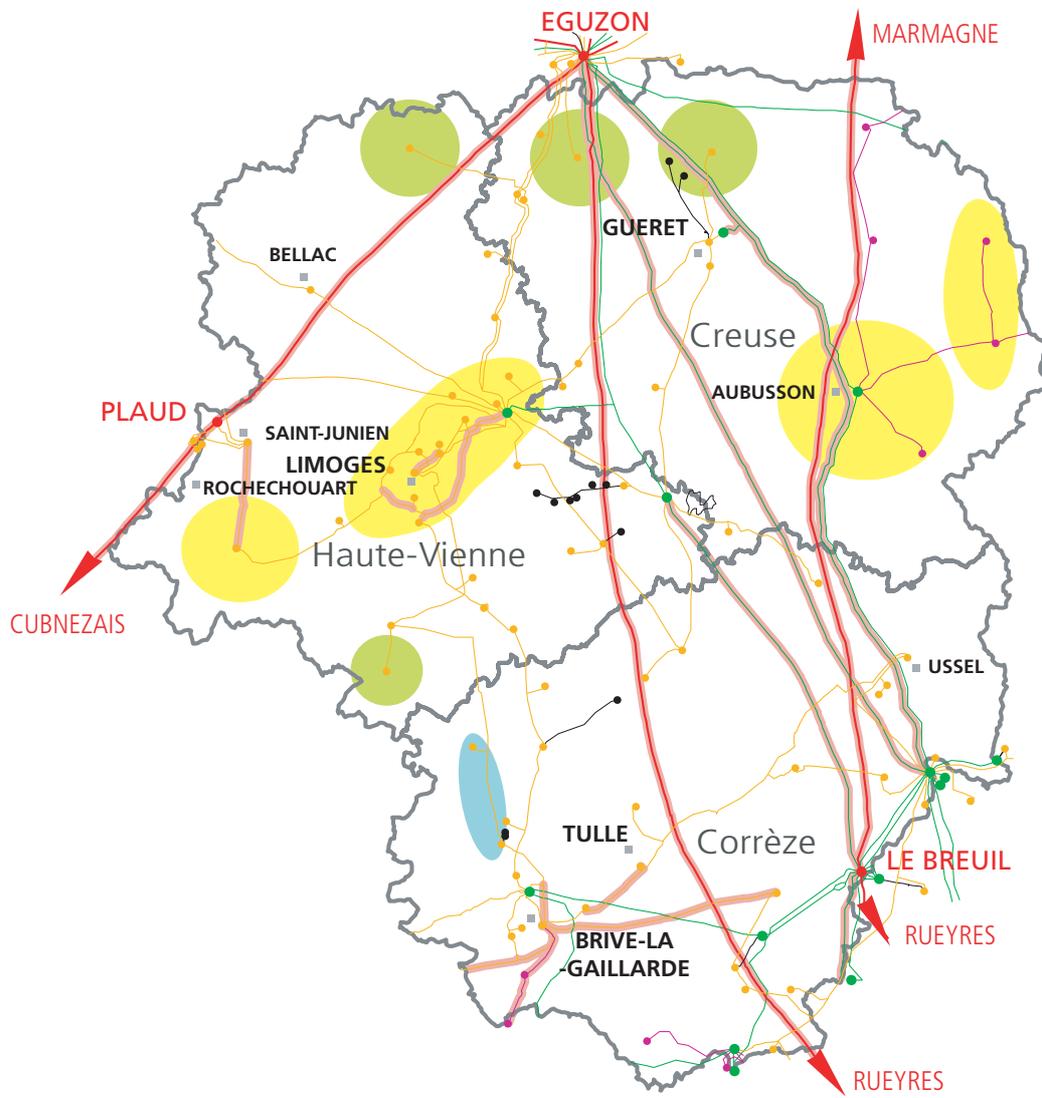
PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

Dans le cadre du projet de Zénith, la Communauté d'agglomération Limoges-Métropole a demandé l'enfouissement des lignes 90 kV Beaubreuil – Aurence et Beaubreuil – Maureix.

Cette mise en souterrain sur une longueur d'environ 500 mètres est en cours d'instruction administrative.



RÉGION LIMOUSIN



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV



■ Région

Lorraine

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 18,8 milliards de kilowattheures en 2002. La Moselle représente à elle seule près de 50 %, la Meurthe-et-Moselle et les Vosges 44 % répartis de façon égale. Quant à la Meuse, sa consommation est faible (7 %). La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,2 % de 1990 à 1999, contre 2,4 % pour la France. Le secteur industriel est prépondérant dans la consommation électrique de la Moselle et des Vosges (plus de 65 %). Cela provient de la présence de nombreuses industries comme la sidérurgie, la chimie ou le papier.

Les prévisions pour la décennie à venir sont un peu inférieures aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1 % jusqu'en 2013.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 45,5 milliards de kilowattheures en 2002, en quasi-totalité d'origine thermique. Elle provient essentiellement de Cattenom (nucléaire) et Émile Huchet. Des groupes de cogénération complètent cette production. La région est fortement exportatrice, notamment vers l'étranger.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle près de 200 MW sont considérés sur la région.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En région Lorraine, 600 kilomètres de réseau 225, 150 et 63 kV avaient plus de cinquante ans en 2003.

Cependant, ces ouvrages anciens ne sont pas de facto obsolètes, mais ces chiffres montrent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau.

La sécurité d'alimentation

Dans l'agglomération nancéienne, malgré la mise en service du poste de Custines, une insuffisance de transformation apparaîtra à moyen terme sur le poste de Laneuveville. De même, des contraintes apparaîtront sur la boucle 63 kV *intra-muros* de Nancy.

La mise en service de la sous-station LGV Est de Rele (ex-Moulon – Pont-à-Mousson) fragilise le réseau 225 kV et le réseau 63 kV de la zone.

La liaison 63 kV entre Cirey et Réchicourt (Moselle) ne permet pas de faire transiter suffisamment d'énergie pour assurer un secours entre les zones de Lunéville et de Sarrebourg.

Des contraintes ont aussi été détectées sur les lignes 63 kV Hériménil – Varangéville et Dogneville – Voncey.

La sous-station LGV Est de Trois Domaines (Beauzée) nécessitera le renforcement de la transformation de Revigny. Par ailleurs, l'évolution des charges sur Saint-Dizier nécessitera de renforcer le réseau au sud de Revigny. La transformation 225 / 63 kV de Stenay arrivera à saturation d'ici à 2013.

Les développements récents et potentiels annoncés par EGS Lorraine Trois Frontières satureront la capacité de transformation de Saint-Hubert, et nécessiteront à moyen terme un renforcement du réseau 63 kV entre Saint-Hubert et Basse-Ham.

De même, le développement en cours de zones d'aménagement entre Saint-Avold et Petite Rosselle (Farébersviller, Forbach) rend précaire l'alimentation

de ce territoire ; et cela, malgré les travaux de réhabilitation qui ont accompagné la création récente du poste de Kerbach

L'autotransformation 400 / 225 kV du poste de Vigy, alimentant principalement le sillon mosellan, est saturée. Un rééquilibrage des apports 225 kV est prévu dans cette zone.

Dans les Vosges, des contraintes apparaîtront à long terme sur des pertes d'ouvrages 225 kV entre Jeuxy et Vincey, liées au report sur le réseau 63 kV.

Le raccordement des clients

Le raccordement de nouveaux clients industriels est prévu à Laneuvelotte et Stenay.

Les créations du poste 63 kV de Biberkirch à Sarrebourg et du poste de La Foret près de Gironcourt sont également prévues.

La SNCF prévoit différents raccordements : électrification des lignes vosgiennes avec les postes de Langley à Vincey et Moyemoutier à Étival ; création de deux sous-stations pour la future LGV : une à Rele (ex-Moulon – Pont-à-Mousson), et l'autre à Trois Domaines (Beauzée).

Le poste de Peltre 225 kV (alimentation de l'UEM) sera doté d'une nouvelle alimentation.

La performance technique et économique

Le réseau 225 kV au nord de la Moselle, interconnecté avec la Belgique, est l'objet de congestions.

En effet, la plaque France – Belgique – Allemagne – Pays-Bas se caractérise par la présence d'un pays largement importateur (Pays-Bas) et d'un pays largement exportateur (France).

De plus, l'évacuation de la production mosellane entraîne des congestions sur le réseau 225 kV entre les postes de Vigy et Saint-Avold dans certaines situations d'exploitation. La construction de la liaison Marlenheim – Vigy 400 kV résoudra ces contraintes.

Par ailleurs, le poste de Sarrebourg 225 kV n'est

■ Région

Lorraine

pas dimensionné pour permettre d'assurer un lien entre l'Alsace et la Lorraine.

La construction du poste de Sarrebourg Nord 225 kV, dans le cadre du projet Marlenheim – Vigy 400 kV, résoudra cette contrainte et permettra d'améliorer la qualité de fourniture dans la région de Sarrebourg.

La problématique éolienne

Des projets de production éolienne sont envisagés dans la région.

Ce volume représenterait une puissance de 200 MW, dont 120 MW en Moselle.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La réhabilitation de la liaison 225 kV Revigny – Vandières est programmée.

La liaison 150 kV Void – Vincey sera déposée à la suite de la mise en service de la liaison 225 kV Croix-de-Metz – Void.

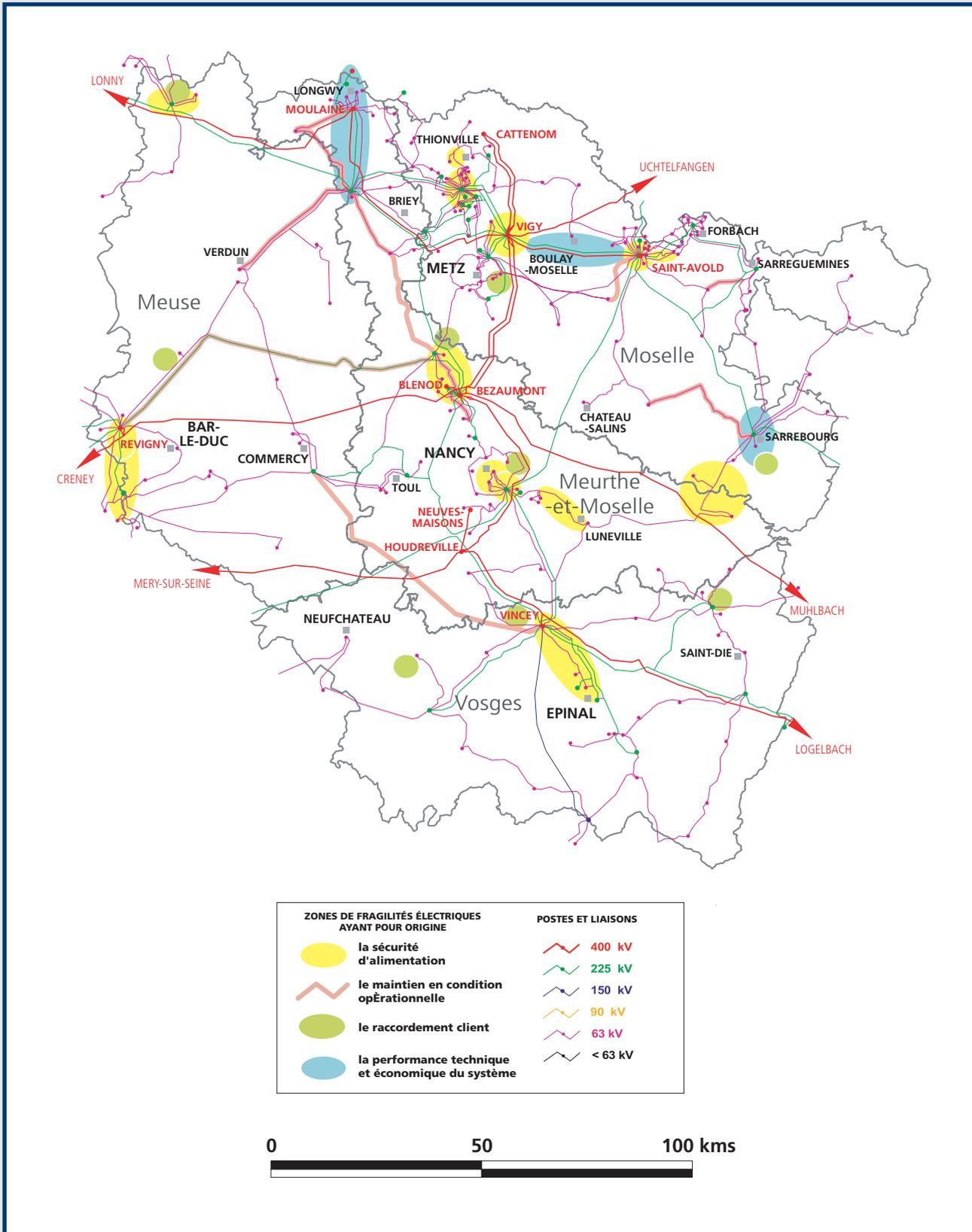
Les liaisons Longuyon – Moulaine, Landres – Longuyon, Landres – Verdun, Landres – La Moulinelle, La Moulinelle – Vandières, Millery – Vandières, De Vernejoul – Viaud, Puttelage – Sarreguemines et Dieuze – Sarrebourg feront l'objet d'opérations de maintien en conditions opérationnelles.

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Meurthe-et-Moselle	Réorganisation du réseau 225 kV aux alentours de Vandières
Sécurité alimentation	Meurthe-et-Moselle	Liaison 63 kV Cirey – Réchicourt
Sécurité alimentation	Meuse	Ajout d'un autotransformateur de 600 MVA à Revigny
Raccordement client	Meurthe-et-Moselle	Nouveau poste 225 kV LGV Est à Rele (ex-Moulon)
Raccordement client	Meurthe-et-Moselle	Client industriel à Laneuvelotte sur Custines
Raccordement client	Meuse	Nouveau poste 225 kV LGV Est à Trois Domaines
Raccordement client	Moselle	Nouveau poste 63 kV de Biberkirch
MCO	Meurthe-et-Moselle	Liaison Millery – Vandières (réorganisation)
MCO	Meuse	Dépose de la liaison 150 kV Vinvey – Void
MCO	Meurthe-et-Moselle	Dépose de la liaison 150 kV Ancerville – Vandières
MCO	Moselle	Reconstruction partielle de la liaison 63 kV Puttelage – Sarreguemines
Performance	Moselle	Liaison 400 kV Marlenheim – Vigy
Performance	Moselle	Construction du poste 225 kV de Sarrebourg Nord



RÉGION LORRAINE



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 15,7 milliards de kilowattheures en 2002. Le département de la Haute-Garonne représente environ 40 % de cette consommation, les Hautes-Pyrénées et le Tarn un peu plus de 10 %, et chacun des cinq autres (Ariège, Aveyron, Gers, Lot et Tarn-et-Garonne) moins de 10 %. Corrigée des aléas climatiques, la croissance moyenne annuelle de la consommation de la région Midi-Pyrénées s'est élevée à 2,2 % entre 1990 et 2000, soit un niveau légèrement inférieur à celui de la France sur la même période. Cette croissance régionale de la consommation d'électricité s'appuie sur un développement important des secteurs tertiaire et résidentiel, au détriment de l'industrie. La répartition sectorielle régionale est comparable à la répartition française, avec cependant des disparités départementales importantes.

Pour la décennie à venir, le Bilan prévisionnel estime que la croissance de consommation annuelle d'énergie électrique française sera de 1,3 % en moyenne. Pour la région Midi-Pyrénées, les estimations issues du scénario médian prévoient une croissance de 0,8 % par an. Ce niveau intègre l'impact d'actions de maîtrise de la demande d'électricité, notamment dans le département du Lot, ainsi que la baisse de consommation de sites industriels qui consomment beaucoup d'électricité.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 29 milliards de kilowattheures en 2002, la plus grande partie étant d'origine nucléaire. La production d'origine hydraulique, issue principalement des vallées pyrénéennes et de l'Aveyron, représente environ 13 % du total français. La production régionale est également en partie assurée à partir de thermique classique.

Les hypothèses de production concernent essentiellement le raccordement de production éolienne. En effet, le gisement hydrologique régional est équipé, et le potentiel résiduel reste limité en volume. Compte tenu du potentiel régional et des demandes de raccordement au réseau de RTE ou des distributeurs, un volume de l'ordre de 280 MW a été pris en compte à l'horizon 2010, correspondant à la part « évacuable » (sans renforcement du réseau existant).



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Les centres d'activités, notamment aéronautiques, connaissent un taux de croissance soutenu dans l'agglomération de Toulouse et sa grande périphérie. Cela se traduit par des hausses de consommation d'énergie, dues aux développements économiques ou démographiques. Dans le Gers, l'agriculture — en particulier l'arrosage en été — constitue un fort appel de puissance.

La zone de l'agglomération toulousaine et de sa grande périphérie, mais aussi les agglomérations de Montauban, de Tarbes et de Lannemezan, présentent des contraintes d'alimentation dues à des réseaux souvent anciens, comportant des ouvrages de faible capacité et peu maillés. Le risque de coupure n'est plus négligeable, et cela se traduit par une baisse de la qualité de fourniture.

De même, dans le Gers, le Tarn et l'Aveyron, le réseau, peu dense, devra être conforté dans le futur. Sinon, les activités agricoles seront confrontées à une mauvaise qualité de fourniture.

Le raccordement des clients

Parmi les onze contraintes de ce type recensées, neuf concernent le distributeur et sont liées à des croissances de la consommation pour lesquelles pourrait être envisagée soit une garantie de l'alimentation actuelle, soit la création de nouveau poste. Au niveau industriel, les demandes concernent l'alimentation de la SNCF et le raccordement du client EADS, dans le cadre du projet A380.

La performance technique et économique

Les échanges en Europe

La Commission européenne souhaite que les congestions aux frontières soient résorbées, et que

les pays membres atteignent un objectif de 10 % du niveau d'interconnexion d'ici à 2005.

Ce niveau d'interconnexion correspond au rapport entre la capacité totale d'interconnexion du pays et la capacité de production installée dans le pays ; pour l'Espagne, sa valeur était de 4 % en 2001. L'objectif rappelé par les pouvoirs publics est d'amener à moyen terme le niveau d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 4 000 MW.

L'évacuation de la production

Les réseaux des vallées d'Aure et du Louron, du Gave de Pau, de La Pique, de l'Adour ainsi que de l'Ariège sont constitués par des ouvrages souvent saturés et relativement anciens. Ces réseaux s'avèrent de trop faible capacité pour permettre l'évacuation de la production dans certaines configurations d'hydraulicité.

La problématique éolienne

On observe un potentiel élevé dans l'Aveyron et le Tarn, auquel correspond une capacité d'évacuation très limitée, nécessitant — pour aller au-delà de la puissance « raccordable » sans renforcement — une coordination avec la région Languedoc-Roussillon dont les réseaux sont influencés.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La région comporte des ouvrages anciens pour lesquels se pose la question de travaux lourds de réhabilitation, voire de renouvellement, en particulier les lignes d'évacuation de la production hydraulique des vallées pyrénéennes et du Massif central. Des expertises techniques de détail doivent être menées pour définir le niveau des actions à engager sur ces ouvrages. Leur mise en œuvre sera coordonnée avec la politique de sécurisation mécanique.

■ Région

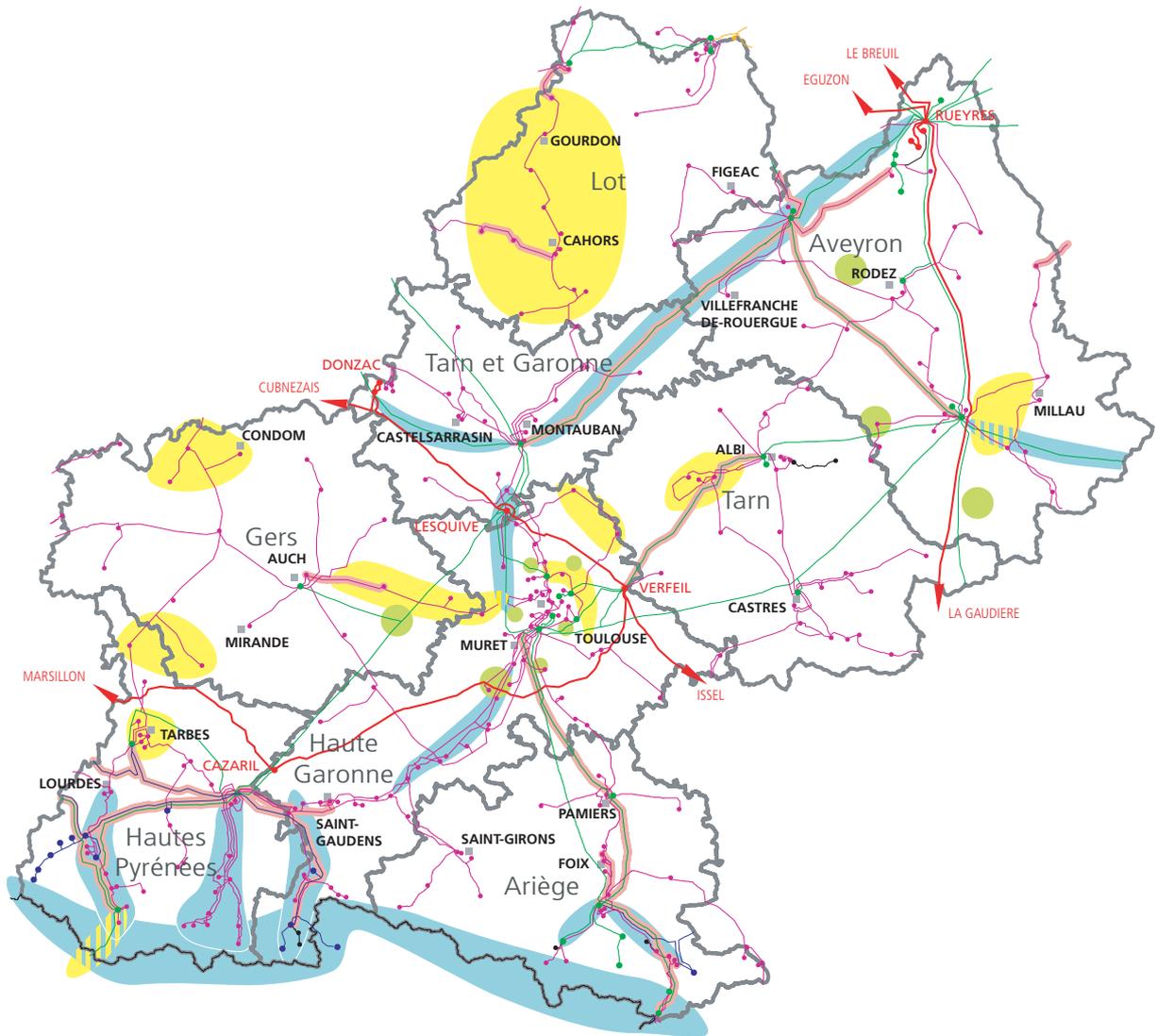
Midi-Pyrénées

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation MCO	Haute-Garonne	Reconstruction de la ligne 63 kV Colomiers – Léguevin
Sécurité alimentation	Lot	Sécurisation de l'alimentation de la zone de Cahors
Sécurité alimentation	Haute-Garonne et Tarn	Construction de la liaison 63 kV Verfeil Saint-Sulpice et dépose de la ligne 63 kV Balma – Saint-Sulpice
Sécurité alimentation	Gers	Création du poste de Noilhan
Sécurité alimentation	Gers	Sécurisation de l'alimentation des zones de Bérat et Seysses
Sécurité alimentation	Aveyron	Création du poste de Marcillac-Vallon
Raccordement client	Haute-Garonne	Raccordement du client EADS (Grand Noble)
MCO	Haute-Garonne	Reconstruction du poste de Revel
MCO	Ariège	Restructuration des réseaux de la zone de Foix
MCO	Aveyron	Reconstruction du poste de Godin et de la ligne 63 kV Cajarc – Godin



RÉGION MIDI-PYRÉNÉES



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV

■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 34,8 milliards de kilowattheures en 2002.

Les prévisions pour la décennie à venir sont inférieures au niveau national, et s'élèvent à environ 0,8 % d'ici à 2005, pour décroître jusqu'à 0,5 % d'ici à une dizaine d'années, malgré l'installation de zones d'activités qui induisent des taux d'évolution importants (jusqu'à + 3 %) dans certains arrondissements.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 41 milliards de kilowattheures en 2002, provenant essentiellement de la centrale nucléaire de Gravelines.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement l'installation, d'ici à 2005, d'une centrale de production fonctionnant à partir des gaz sidérurgiques de Sollac Dunkerque et de gaz naturel. Un volume de production éolienne de 340 MW, cohérent avec la cible fixée par la Programmation pluriannuelle des investissements de production, a été réparti sur la région en fonction des demandes de raccordement de producteurs éoliens connues au premier trimestre 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation et le raccordement des postes sources

L'évolution de la consommation autour de zones d'activités nécessite la création de postes sources d'alimentation du réseau de distribution (Noord Gracht, Auchel, Actiparc, Premy) ou, dans une moindre mesure, le renforcement d'ouvrages existants (boucle 90 kV de Béthune, par exemple).

La performance technique et économique

Le réseau de la région Nord-Pas-de-Calais est interconnecté avec l'Angleterre d'une part, et avec la Belgique d'autre part. Le développement des échanges internationaux a une incidence sur certaines

contraintes observées sur le réseau régional (sur l'ouvrage 225 kV Holque – Guarbecque – Zwoestyne ou sur la boucle 225 kV de Lille, par exemple).

La problématique éolienne

En plus des 340 MW de production éolienne pris en compte pour la région, un projet de grande importance (environ 240 MW) est prévu à Fruges. Cela se traduit par des contraintes sur certains ouvrages qui ne permettent pas d'évacuer la puissance produite (c'est le cas de la file 90 kV Frévent – Hesdin Saint-Pol – Pernes), ou par la création de nouveaux postes d'évacuation (type Fruges).

■ Région

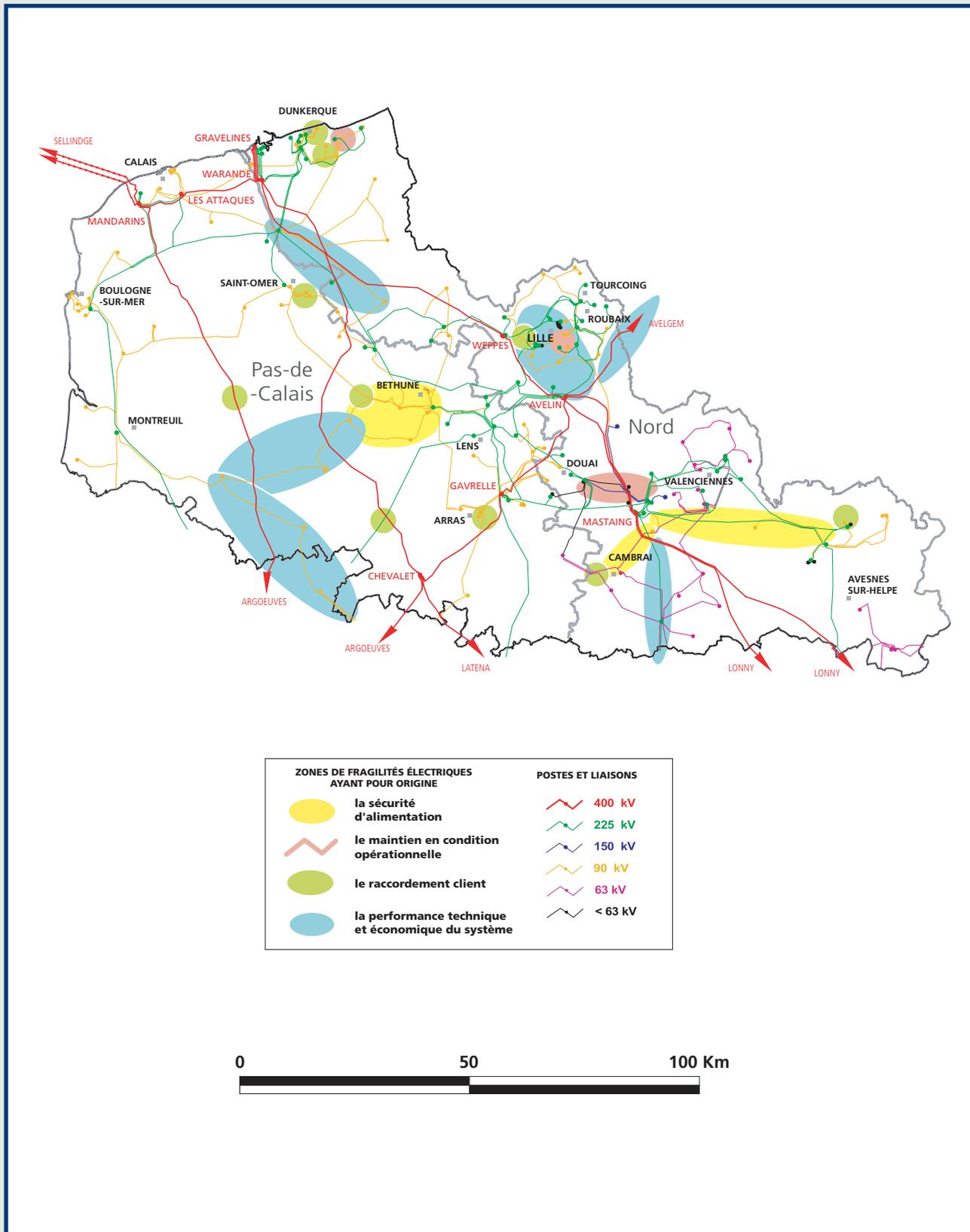
Nord-Pas-de-Calais

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Nord	Renforcement de l'alimentation du poste de Prémy par la création d'une ligne issue de Hordain
Raccordement client	Nord	Création du poste source de Prémy (développement de la zone d'activité Actipôle)
MCO	Nord	Réorganisation des réseaux aux abords de Coudekerque Branche
MCO	Nord	Renouvellement du poste de Grande Synthe 90 kV
Performance	Nord	Renforcement de la ligne 400 kV Avelin – Avelgem (interconnexion France – Belgique)



RÉGION NORD-PAS-DE-CALAIS



■ Région

Provence-Alpes- Côte d'Azur

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé 32,4 milliards de kilowattheures en 2002, soit près de 8 % de la consommation nationale. Le département des Bouches-du-Rhône représente à lui seul près de la moitié de cette consommation. Viennent ensuite les Alpes-Maritimes et le Var, représentant respectivement 20 % et 15 %. Corrigée des aléas climatiques, la croissance moyenne annuelle de la consommation de la région Paca s'est élevée à 2,2 % sur la période 1990–2000, soit un niveau légèrement inférieur à celui de la France sur la même période, principalement à cause du ralentissement de la consommation industrielle qui couvre 38 % de la consommation régionale. À l'inverse, les consommations liées aux secteurs résidentiel et tertiaire, prépondérants dans le Var et les Alpes-Maritimes, où l'évolution démographique est supérieure à la moyenne, ont connu des croissances très élevées (plus de 3 %).

Pour la décennie à venir, le Bilan prévisionnel estime que la croissance de consommation annuelle d'énergie électrique française sera de 1,3 % en moyenne. Pour la région Paca, les estimations issues du scénario médian prévoient une croissance de 1,6 % par an, qui s'explique par la croissance démographique soutenue prévue par l'Insee à la suite du recensement de 1999. Un autre scénario, qui repose sur une politique beaucoup plus volontariste en matière d'environnement, a été étudié. Il conduit à une extension du Plan Éco Énergie à l'ensemble de la région, et prévoit une croissance de 1,4 %.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit près de 14 milliards de kilowattheures en 2002, provenant aux deux tiers de la production hydraulique, et à un tiers du thermique classique : la région est donc fortement importatrice.

Les hypothèses de production concernent uniquement l'éolien, pour lequel un volume de 200 à 400 MW a été pris en compte en fonction des demandes en instruction sur la région (ce volume s'inscrit dans la fourchette fixée pour l'éolien par l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle de investissements de production).



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des contraintes sont d'ores et déjà constatées sur le réseau de la région :

- une grande partie du littoral à l'est de la région (Var et Alpes-Maritimes), qui constitue un bassin de consommation très important, se trouve déjà en situation difficile, le réseau à très haute tension ayant atteint ses capacités maximales. La création de la ligne 400 kV Boutre – Broc-Carros associée au renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon réalisé à la fin de 2003, devrait permettre d'améliorer considérablement la situation ;
- l'alimentation de l'agglomération de Toulon connaît des insuffisances, les transformations installées dans les deux postes 225 kV et le réseau connexe ayant atteint leurs limites ;
- l'alimentation de la zone côtière à l'est de Toulon (Hyères, Carqueiranne) ne peut être totalement assurée en cas de perte de certains ouvrages, tout comme l'enclave des papes (agglomération de Valréas) et le bassin d'Arles, en particulier en été ;
- le sud du Vaucluse et la ville d'Avignon risquent également un délestage en cas de perte de l'un des deux ouvrages d'alimentation à 225 kV.

D'autres contraintes vont s'ajouter dans les années à venir concernant les agglomérations de Nice – Cannes – Grasse – Antibes, de Saint-Tropez, d'Aix-en-Provence, et l'est de Marseille, dont l'alimentation ne pourra plus être assurée en cas de perte de certains ouvrages.

Le raccordement des clients

Les principaux développements engendrés par des raccordements concernent le renforcement des capacités de livraison aux distributeurs (renforcement de transformations existantes ou création de postes sources) à Nice, La Ciotat, Marseille et Rousset.

Un projet concerne l'implantation d'une production éolienne à Port-Saint-Louis-du-Rhône.

La performance technique et économique

On distingue deux contraintes principales qui engendrent des coûts de congestion sur le réseau :

- la première est liée à l'insuffisance du réseau 400 kV alimentant les Bouches-du-Rhône, le Var et les Alpes-Maritimes depuis le sud du Vaucluse. Le projet de création de la ligne 400 kV Boutre – Broc-Carros et le renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon feront disparaître cette contrainte, l'action de maîtrise de la demande d'électricité mise en œuvre à l'est de la région devant contribuer à repousser sa réapparition à long terme et à en diminuer l'ampleur ;
- la seconde est liée à l'insuffisance de capacité des lignes 225 kV devant écouler l'énergie hydraulique produite dans la vallée de la Durance.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Certains ouvrages, notamment dans la vallée de la Durance, devront faire l'objet d'expertises approfondies, afin d'identifier les travaux à réaliser. Le remplacement du poste de La Ciotat par un nouveau poste situé dans la zone d'activité d'Athélia est également prévu.

Un certain nombre de grands projets sont aussi susceptibles d'influer de manière importante sur les besoins en développement de réseau (projet Iter, développement des transports ferroviaires, projet Euroméditerranée ou projets dans la zone de Fos-sur-Mer).

■ Région

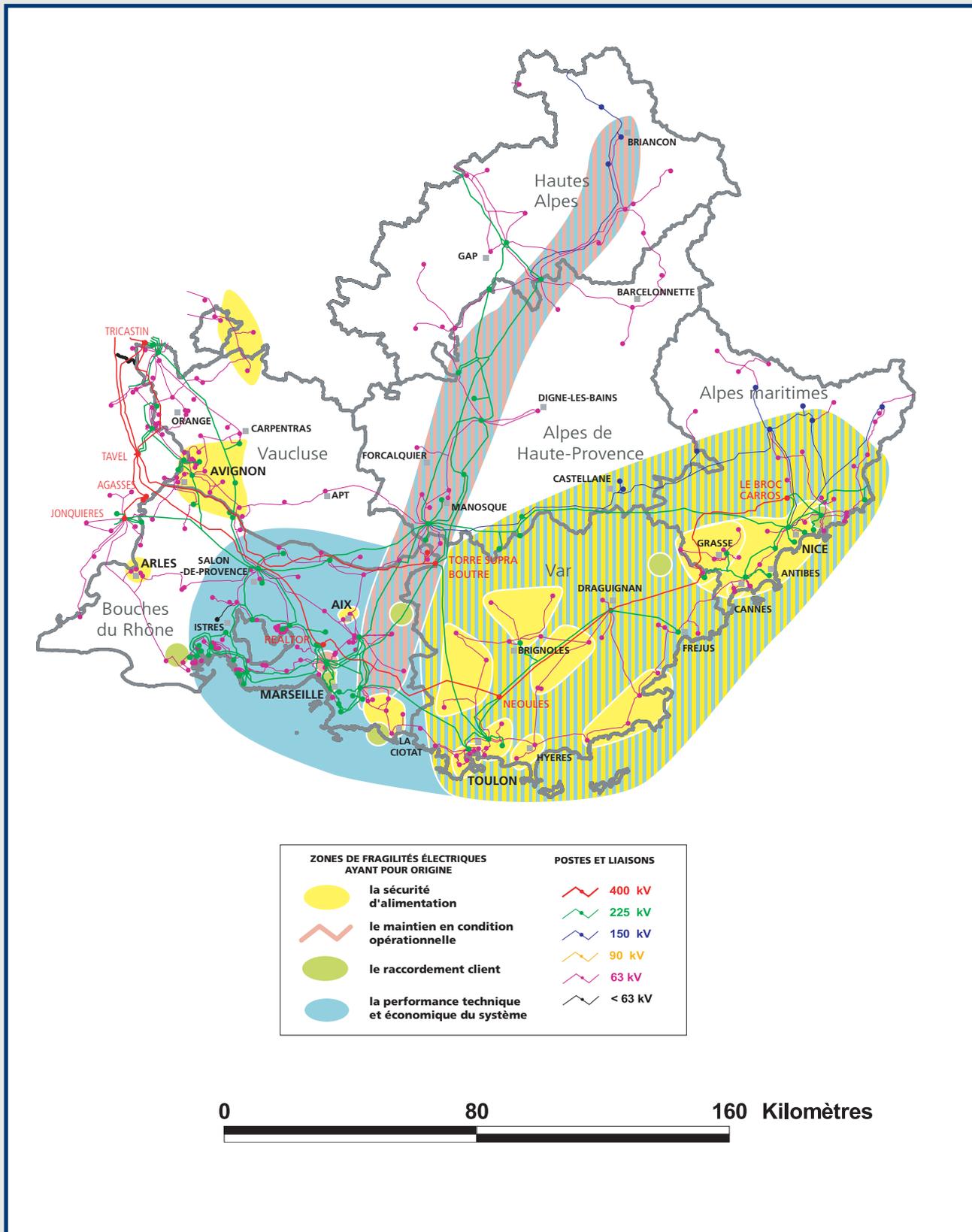
Provence-Alpes-Côte d'Azur

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation Performance	Var et Alpes-Maritimes	Construction de l'axe 400 kV Boutre – Broc-Carros
Sécurité alimentation	Drôme	Renforcement de la ligne Montmartel – Valaurie et installation d'un transformateur-déphaseur à Sainte-Cécile (risques de coupures de la zone de Valréas)
Raccordement client	Bouches-du-Rhône	Raccordement de la ferme éolienne de Port-Saint-Louis-du-Rhône
MCO	Bouches-du-Rhône	Création du poste d'Athélia (vétusté du poste de La Ciotat)



RÉGION PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 20,1 milliards de kilowattheures en 2002. Les départements de la Loire-Atlantique et du Maine-et-Loire représentent environ 52 % de la consommation totale de la région, tandis que la Vendée, la Mayenne et la Sarthe se partagent les 48 % restants. Le taux de croissance moyen annuel en énergie, corrigé des aléas climatiques, est élevé sur la période 1996 à 2001, avec 3,3 % (4,4 % pour la Vendée), contre 2,10 % pour la France. La région se caractérise par une dynamique plus importante dans les secteurs résidentiel et industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir affichent un taux de croissance moyen annuel de 2,6 %, avec une dominante pour la Vendée (3,8 %). Ces valeurs sont supérieures au taux du niveau national fourni par le Bilan prévisionnel (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 %). Cela est dû en particulier aux secteurs tertiaire et résidentiel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 6,9 milliards de kilowattheures en 2002, essentiellement par la centrale thermique (classique) de Cordemais (puissance installée en service de 1 900 MW). Avec une consommation en pointe de l'ordre de 4 300 MW en moyenne, la région est importatrice. Le niveau de production hydraulique n'est pas significatif (de l'ordre de 0,3 % de la production totale).

Les prévisions d'évolution s'appuient essentiellement sur les études de raccordement de production d'origine éolienne. À ce jour, les projets sont concentrés sur l'appel d'offres lancé par le gouvernement (*offshore* et terrestre). De nombreux projets terrestres sont à l'étude ainsi que des études *offshore* au large de la Vendée et au sud du Morbihan.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La région Pays de la Loire est importatrice ; les échanges avec les autres régions (Bretagne, Centre, Poitou-Charentes) se font principalement par les postes d'interconnexion 400 kV situés une boucle Nantes – Saumur – Le Mans – Rennes – Nantes. Un autre poste 400 / 225 kV situé au sud de Niort, Granzay, contribue aussi fortement à l'alimentation de la région.

Dans ces postes, est raccordé le réseau 225 kV dont la mission est d'alimenter les zones fortement consommatrices, et d'irriguer de manière plus fine le territoire grâce aux réseaux 90 kV et 63 kV (haute tension).

La sécurité d'alimentation

Elle concerne les différentes agglomérations de la région (Nantes, Saint-Nazaire – La Baule – Guérande, Angers, Cholet, Le Mans, La Roche-sur-Yon, Laval, Saumur) où, en fonction des dynamiques locales, des renforcements de lignes 90 kV ou de transformation (225 / 90 kV) seront à étudier.

D'autres zones plus larges (Vendée, Pays de Retz) sont également concernées.

Le raccordement des clients

Les raccordements des clients en Pays de la Loire sont divers :

- raccordement SNCF (sous-station à l'étude à proximité de La Roche-sur-Yon pour l'électrification de la ligne TGV Nantes – Les Sables-d'Olonne) ;
- raccordement client GDF (en cours d'instruction dans le département de la Sarthe) ;
- raccordement du poste source EGS (sud et nord-ouest de Nantes, ouest d'Angers).

La performance technique et économique

Le réseau de transport 225 kV situé entre Nantes et Niort devient insuffisant pour bien alimenter la Vendée. Cette situation est aggravée par les forts transits interrégionaux, orientés du Poitou-Charentes vers la Bretagne.

Cela est principalement dû au fort potentiel d'énergie électrique arrivant au sud de Niort (Granzay), combiné au fort appel de la Loire-Atlantique et de la Bretagne sur le poste d'interconnexion et de transformation de Cordemais (la centrale thermique de Cordemais est également raccordée à ce poste).

La problématique éolienne

En janvier 2003, les demandes de raccordement sur la région Poitou-Charentes représentaient soixante-trois projets pour un peu plus de 700 MW, avec une forte concentration en Vendée (*offshore*). Ces demandes ont fait l'objet d'études de raccordement. Il n'y a pas de contrainte d'accueil à ce niveau de production sur le réseau public de transport de la région Pays de la Loire.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Des expertises sont en cours sur certains ouvrages aux abords des zones suivantes : Saumur, Luçon, Pontchâteau, Alençon, Laval.

■ Région

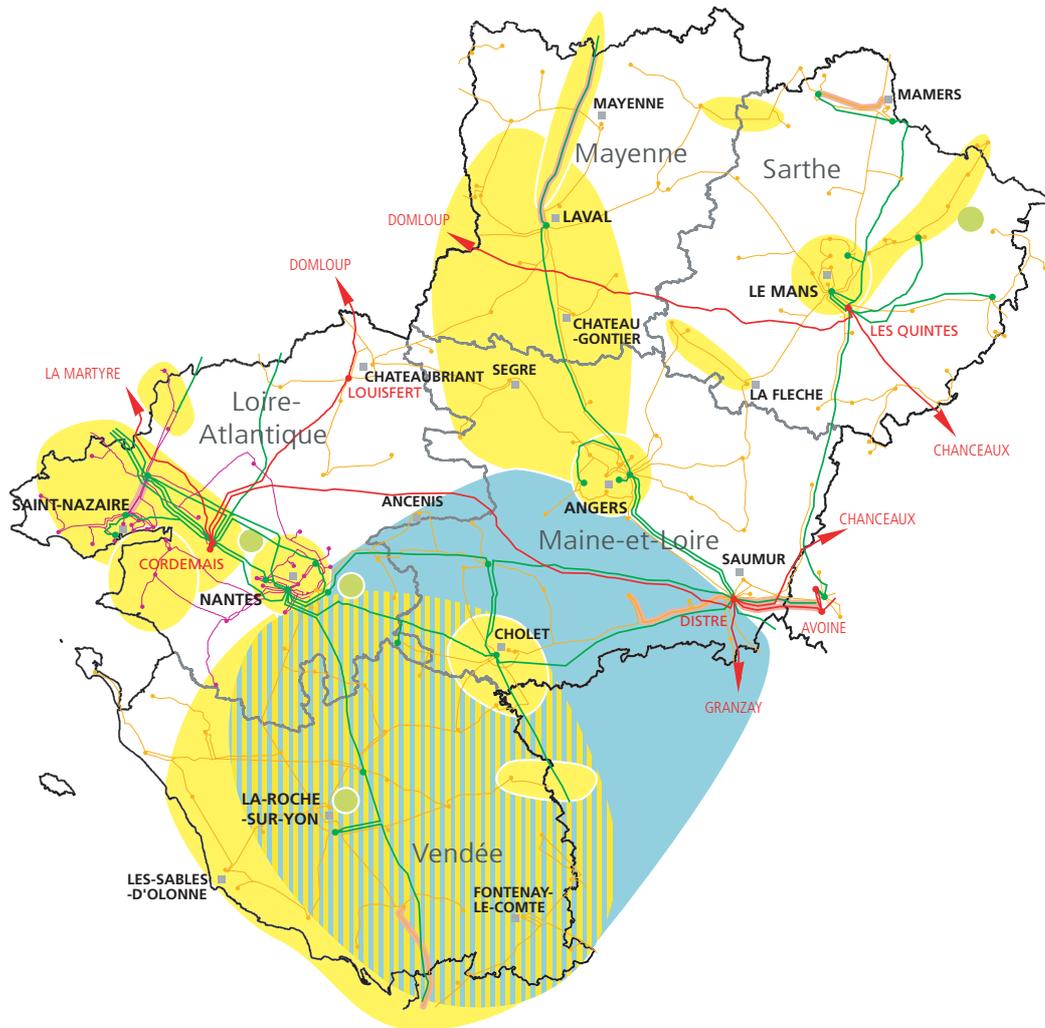
Pays de la Loire

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Loire-Atlantique	Raccordement client EGS : Création du poste source de Saint-Étienne-de-Montluc
Raccordement client	Loire-Atlantique	Raccordement client EGS : Création du poste source de Goulaine
Raccordement client	Maine-et-Loire	Raccordement client EGS : Création du poste source de Saint-Sylvain-d'Anjou
Raccordement client	Vendée	Électrification Nantes – Les Sables (une sous-station SNCF près de La Roche-sur-Yon).
Sécurité alimentation	Loire-Atlantique	Construction d'un poste 225 / 90 kV à Vertou et raccordement de celui-ci au réseau 90 kV (sud de l'agglomération Nantaise)
Sécurité alimentation	Loire-Atlantique	Construction d'une ligne 225 kV Guersac – Pontchâteau (Saint-Nazaire – La Baule – Guérande)
Sécurité alimentation	Vendée, Deux-Sèvres	Création d'un poste 225 / 90 kV à Pouzauges (Val-de-Sèvre) et d'une liaison double 90 kV aérosouterraine Pouzauges – Val-de-Sèvre
Sécurité alimentation	Maine-et-Loire	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV de Corbière (Angers)
Sécurité alimentation	Maine-et-Loire	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV de Clairefontaine (Le Mans)
MCO	Maine-et-Loire	Rénovation de la ligne 90 kV Aubigné – Doué-Distré (à l'est de Saumur)



RÉGION PAYS DE LA LOIRE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV



■ Région

Picardie

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 12,2 milliards de kilowattheures en 2002, ce qui représente, en valeurs corrigées, une relative stabilisation de la demande d'électricité depuis 1998.

Les prévisions pour la décennie à venir sont inférieures aux prévisions nationales, de l'ordre de 0,2 % à 0,3 % à l'horizon d'une dizaine d'années, malgré l'installation de zones d'activités qui induisent des taux d'évolution plus importants (jusqu'à + 1,7 %) dans certaines zones d'emploi.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1,2 milliard de kilowattheures en 2002, provenant de centrales de cogénération situées à Amiens et Pont-Sainte-Maxence : elle importe donc largement son électricité, essentiellement depuis les centrales nucléaires de Penly, Paluel et Gravelines.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle 700 MW sont considérés sur la région, en cohérence avec la Programmation pluriannuelle des investissements de production, et avec la liste des demandes de raccordement arrêtée au premier trimestre 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des difficultés d'alimentation en régimes d'incidents, parfois couplées à des problèmes de qualité de fourniture, sont d'ores et déjà constatées ou sont prévisibles à moyen terme sur les zones d'Amiens, Montdidier, Saint-Quentin (une croissance très élevée, de l'ordre de 3,5 % est à prévoir à l'avenir dans cette zone) et dans la partie sud de l'Aisne.

Quelques projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire permettront de lever une partie de ces contraintes.

Le raccordement de postes sources

L'évolution de la consommation autour de zones d'activités nécessite la création de postes sources pour alimenter le réseau de distribution (Saint-Quentin Ouest).

La problématique éolienne

Avec les hypothèses retenues (700 MW répartis sur la zone en fonction des demandes de raccordement), des contraintes d'évacuation de la production risquent d'apparaître autour de cinq axes, localisés principalement dans le nord des départements de la Somme et de l'Oise. Si ces demandes sont confirmées, RTE engagera des études approfondies afin de déterminer de façon précise la capacité d'accueil de cette production, et les contraintes engendrées par l'implantation de ces unités sur le réseau amont.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Un certain nombre d'ouvrages 63 kV, 90 kV et 225 kV sont d'ores et déjà identifiés comme devant faire l'objet, à moyen ou long terme, d'actions de renouvellement ou de réhabilitation lourde. Le département de l'Oise est particulièrement concerné (lignes 63 kV Puiseux – Sandricourt, ouvrages 63 kV et 225 kV de la zone de Compiègne, Creil, Clermont et Beauvais), ainsi que l'axe Amiens – Abbeville.

■ Région

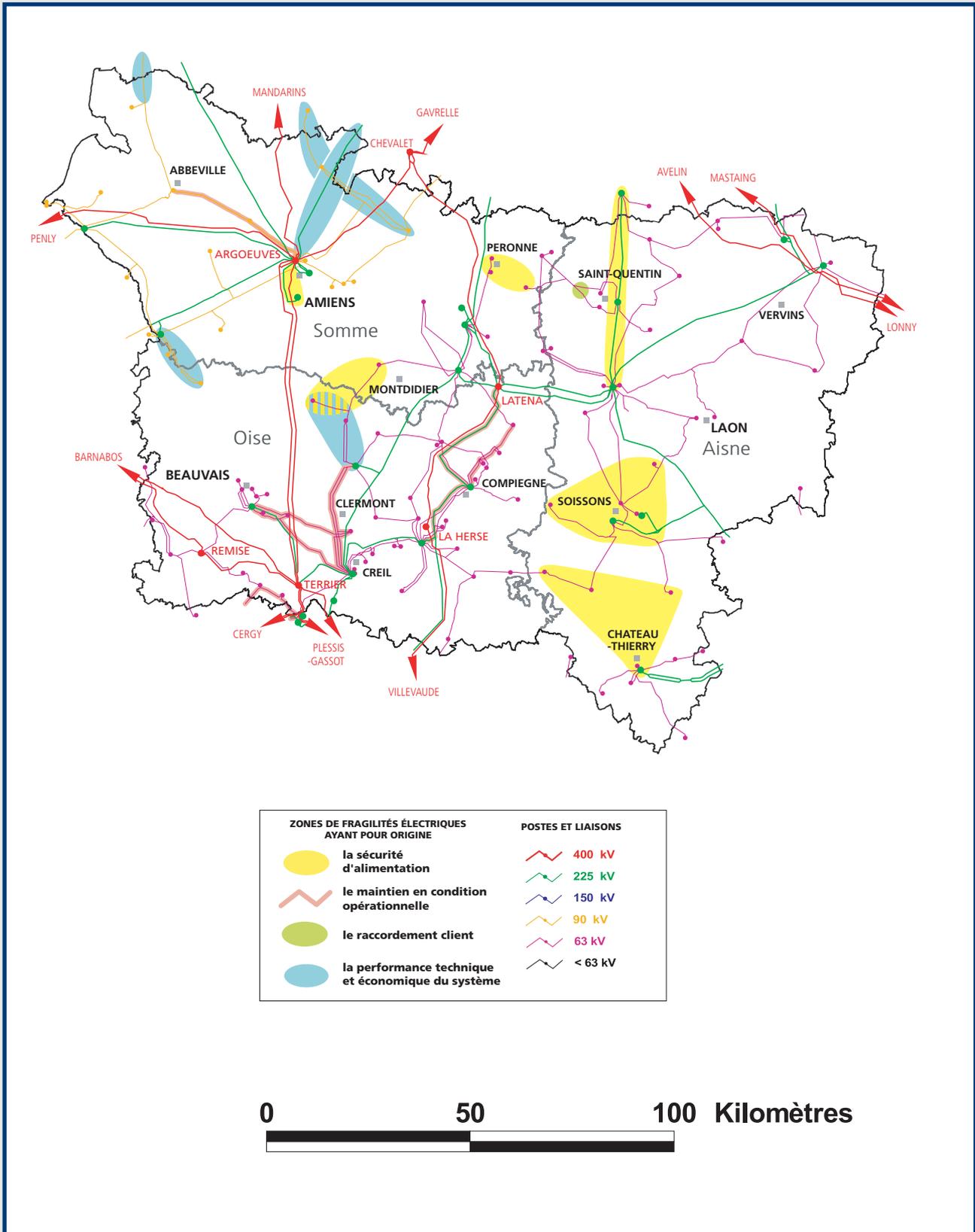
Picardie

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Somme et Oise	Projet de ligne 63 kV Pertain – Hargicourt (sécurisation de l'alimentation d'Hargicourt)
Sécurité alimentation	Aisne	Projet de renforcement du Soissonnais (sécurisation de l'alimentation du Soissonnais et problèmes de qualité de fourniture)
MCO	Somme	Reconstruction de l'axe 90 kV Argoeuve – Ville-le-Marlet – Abbeville
MCO	Oise	Reconstruction des lignes 63 kV d'alimentation des postes de Rantigny et Saint-Sépulcre



RÉGION PICARDIE



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 8,2 milliards de kilowattheures en 2002. La Charente-Maritime et la Vienne représentent environ 60 % de la consommation totale de la région, tandis que la Charente et les Deux-Sèvres se partagent les 40 % restants. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 1,9 % de 1996 à 2002, contre 2,10 % pour la France. La région se caractérise par une dynamique plus importante dans les secteurs résidentiel et tertiaire que dans le secteur industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir affichent un taux de croissance annuel moyen de 1,9 %, avec une dominante pour la Charente-Maritime (+ 2,5 %) et la Vienne (+ 2,3 %). Ces valeurs sont supérieures au taux du niveau national fourni par le Bilan prévisionnel (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 %). Ce phénomène est dû en particulier aux secteurs tertiaire et résidentiel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 19,4 milliards de kilowattheures en 2002, dont la quasi-totalité par la centrale nucléaire de Civaux. Avec une consommation en pointe de 2 200 MW environ, la région est exportatrice. La production hydraulique est faible (de l'ordre de 15 MW).

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement les demandes d'études de raccordement de production d'origine éolienne.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En Poitou-Charentes, le réseau 400 kV est caractérisé par un axe nord-sud (Chinon – Blayais) et un axe est-ouest (Éguzon – Niort) qui permettent d'évacuer la production des centrales de Civaux, Blayais et Chinon, et d'alimenter globalement la région. Ce réseau, d'une longueur totale estimée à 500 kilomètres (file de pylônes), est relativement jeune, à l'exception de l'axe Cubnezais – Plaud – Éguzon.

Le réseau 225 kV alimente les grands points de consommation tels que Poitiers, Châtellerauld, Niort, Angoulême et La Rochelle.

La sécurité d'alimentation

Les contraintes de transformations THT (400 / 225 kV) de l'ouest de la région Poitou-Charentes génèrent des risques pour l'alimentation des Deux-Sèvres et de la Charente-Maritime (et de la Vendée). La zone de La Rochelle est impactée non seulement par ce problème, mais aussi par la robustesse de son alimentation par la transformation 225 / 90 kV. Les grandes agglomérations de Poitiers et d'Angoulême connaissent le même type de contraintes.

La capacité des ouvrages d'alimentation des zones de Melle, Montguyon, Orangerie, Airvault et de la file 90 kV au nord d'Orangerie ne permet plus de garantir leur sécurité d'alimentation. Il en est de même dans le secteur de Cognac, où les renforcements en cours d'instruction résoudront ces difficultés.

Le raccordement des clients

Le raccordement de la ligne à grande vitesse Sud Europe Atlantique (LGVSEA) est en cours d'étude avec RFF. Des points de raccordement sur le réseau THT sont recherchés entre Tours, Châtellerauld, Poitiers, Angoulême et Bordeaux.

Côté EGS, hormis la création d'un poste source pour EGS Indre-et-Loire à partir du réseau de la Vienne, et la garantie ligne d'un poste source en

Charente-Maritime (Les Minimes), il n'y a pas de programme particulier affiché.

Un poste source, propriété de la Régie des Deux-Sèvres, a été raccordé à l'est de Niort en 2002. Aucune autre demande n'a été formulée depuis.

La performance technique et économique

Les congestions liées à l'évacuation de la production de la centrale nucléaire de Civaux apparaissent sur le réseau 225 kV de la Vienne et des Deux-Sèvres.

La problématique éolienne

En janvier 2003, les demandes de raccordement sur la région Poitou-Charentes représentaient cinquante-huit projets pour un peu plus de 500 MW, avec une forte concentration en Charente-Maritime et dans les Deux-Sèvres. Ces demandes ont fait l'objet d'études de raccordement. Il n'y a pas de contrainte d'accueil à ce niveau de production sur le réseau public de transport de Poitou-Charentes.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Deux lignes 225 kV fragilisent le réseau par leur vétusté : la première au Nord de la Vienne, et la seconde au sud d'Angoulême. De plus, plusieurs ouvrages 63 kV vétustes sur cette agglomération contribuent aux contraintes de la zone.

Des ouvrages 90 kV de l'ouest de la Charente-Maritime fragilisent également les zones de La Rochelle et de Rochefort

Un nombre important de kilomètres de lignes 90 kV sont vétustes dans la région, ce qui laisse présager un long travail de renouvellement pour la remise à niveau du réseau.

■ Région

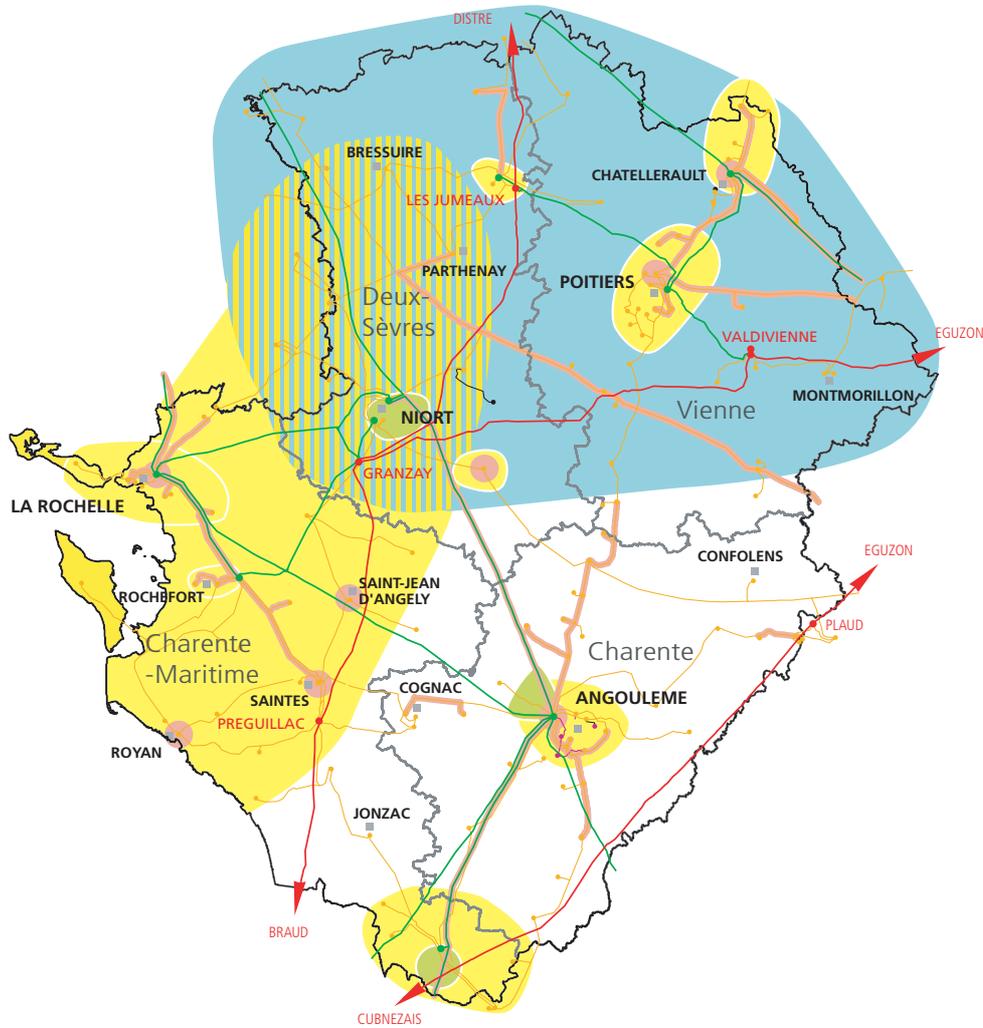
Poitou-Charentes

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Indre-et-Loire, Vienne (en partie)	Raccordement client EGS : Création d'un poste source 90 / 20 kV à Preuilley-Claise
Raccordement client	Deux-Sèvres	Raccordement client Régie des Deux-Sèvres : Création d'un poste source 90 / 20 kV à Trévins
Raccordement client	Charente-Maritime	Raccordement client EGS : Création d'une deuxième alimentation 90 kV pour le poste source des Minimes
MCO	Charente-Maritime	Reconstruction de la ligne 90 kV Beaulieu – Marans
MCO	Charente	Reconstruction de la ligne 90 kV Chabanais – Loubert
MCO	Charente	Reconstruction du poste de Rabion
Sécurité alimentation	Charente	Construction d'une liaison souterraine 90 kV entre Cognac et Nicerie, avec démontage des deux lignes aériennes Cognac – Nicerie existantes
Sécurité alimentation	Deux-Sèvres	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV à Airvault
Sécurité alimentation	Vendée et Deux-Sèvres	Création d'un poste 225 / 90 kV à Pouzauges (Val-de-Sèvre)



■ RÉGION POITOU-CHARENTES



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV



■ Région

Rhône-Alpes

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 62,4 milliards de kilowattheures en 2002, hors correction des aléas climatiques, soit 15 % de la consommation française. La Drôme, le Rhône et l'Isère représentent 60 % de cette consommation. La croissance annuelle, corrigée des variations saisonnières, a été de 1,8 % de 1990 à 1999, contre 2,4 % pour la France, essentiellement à cause de l'essoufflement du secteur industriel qui couvre plus de la moitié de la consommation d'électricité régionale. Sur cette période, l'augmentation de la population est assez forte : 5,5 % pour une moyenne nationale de 3 %.

Les prévisions pour la décennie à venir sont inférieures aux prévisions nationales (de 2000 à 2005 : 1,10 % pour Rhône-Alpes contre 1,5 % pour la France ; de 2005 à 2010 : 0,90 % pour Rhône-Alpes contre 1,2 % pour la France). Cela s'explique par un taux de croissance faible du secteur industriel, les autres domaines étant conformes aux moyennes nationales.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 119 milliards de kilowattheures en 2002. Elle réalise un quart de la production d'électricité nationale, et 40 % de la production hydraulique française.

Les prévisions d'évolution se font sur une extrapolation des historiques, avec l'ajout de productions d'origine éolienne. 290 MW de production éolienne ont été placés sur la région (ce qui correspond à une hypothèse de 7 000 MW France en 2010), en cohérence avec les implantations recensées dans les demandes de raccordement de fermes éoliennes faites par les producteurs.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Du fait de sa situation centrale en France comme en Europe, de son tissu industriel très développé et des nombreux sites de production (hydraulique notamment), la région Rhône-Alpes possède un réseau de transport très sollicité, de manières très diverses.

La sécurité d'alimentation et le raccordement des clients consommateurs

Si les évolutions de consommation entraînent des contraintes à des échéances plus ou moins lointaines,

un certain nombre de problèmes d'alimentation existent déjà :

- le bassin annécien (Haute-Savoie) possède une alimentation électrique non sécurisée actuellement. De plus, du fait de la croissance continue des consommations de cette zone, elle atteint progressivement les limites de sa capacité, même à réseau complet. Un projet en cours d'instruction lèvera cette contrainte ;
- la plaine du Forez (Loire) connaît déjà des insuffisances d'alimentation. Le projet Volvon améliorera très notablement la desserte de la zone, mais des difficultés pourraient apparaître à long terme plus au nord en fonction de la dynamique de croissance locale ;
- au nord de Lyon, le réseau est d'ores et déjà exploité à ses limites, et la zone n'est pas sécurisée. Le projet Cailloux-sur-Fontaine permettra de lever cette contrainte d'alimentation ;
- la zone de La Verpillère – Jallieu – La Tour du Pin (Isère) connaît des difficultés d'alimentation dues aux capacités insuffisantes des liaisons 63 kV la desservant. Cette contrainte sera levée par le projet de nouvelle ligne 63 kV Chaffard – Jallieu ;
- l'augmentation continue des besoins en électricité sur la Tarentaise aggrave la contrainte de sécurité d'alimentation existante à Moûtiers (Savoie). Le projet Grand Cœur (passage de 150 à 225 kV) lèvera cette contrainte ;
- au nord-ouest de Vienne (Isère), le projet Estressin lèvera les problèmes de qualité de fourniture de la zone ;
- les environs de Valréas (Drôme) sont exposés, depuis quelques années, à un risque de coupure en cas de

perte d'ouvrage, et les lignes approchent de leur capacité limite à réseau complet. Une étude est en cours afin de statuer sur la solution à apporter ;

- d'autres contraintes d'alimentation moins critiques existent, pour lesquelles les études n'ont, jusqu'à maintenant, pas démontré l'opportunité de réaliser des évolutions de réseau : stations de Morzine et d'Avoriaz (Haute-Savoie), zone de Thonon-les-Bains – Évian (Haute-Savoie), Rumilly (Haute-Savoie) et Beaujolais (Rhône).

D'autres contraintes d'alimentation apparaissent à des échéances moins proches :

- c'est le cas de la région grenobloise (agglomération de Grenoble et vallée du Grésivaudan) : le réseau de cette zone doit permettre à la fois l'alimentation locale mais aussi l'évacuation de la production hydraulique du sud de l'Isère. De ce fait, le réseau 225 kV est fortement sollicité. À court terme (cinq à dix ans) les perspectives de développement industriel au nord-ouest (Minatoc) et au nord-est de Grenoble (microélectronique du Grésivaudan) nécessiteront que RTE procède à des évolutions de réseau, de façon à accompagner le développement économique de la zone ;
- à un horizon de dix à quinze ans, d'autres zones connaîtront des difficultés d'alimentation : zone de Vonnas – Montrevel – Treffort (Ain), zone d'Oyonnax (Ain), vallée de la chimie au sud de Lyon (Rhône) ;
- enfin, au-delà de quinze ans, l'ouest lyonnais (Craponne – Rhône) et la zone Rives – Voiron – Saint-Laurent-du-Pont (Isère) pourront subir quelques difficultés d'alimentation.

La performance technique et économique

Ce type de contrainte se traduit de plusieurs façons en Rhône-Alpes :

- l'actuelle capacité des liaisons franco-italiennes limite les possibilités d'échanges transfrontaliers ;
- en Savoie, une partie du réseau 400 kV existant (axe Chaffard – Grande-Île) est inadaptée, entraînant des congestions de réseau lors des périodes de très forte consommation (stations de pompage, gros clients

■ Région

Rhône-Alpes

Nota : compte tenu des incertitudes sur les puissances et les localisations de certains grands projets ferroviaires de RFF (Lyon – Turin notamment), elles n'ont pas été prises en compte dans ce premier Schéma de développement.

industriels...). Elles occasionnent pour RTE des coûts d'imposition de groupes très élevés (de l'ordre de 10 millions d'euros par an) et lui imposent une exploitation fragilisée du réseau qui peut, dans le pire des cas, aller jusqu'à provoquer une rupture d'alimentation des clients de Rhône-Alpes. Le projet Lyon – Chambéry (remplacement de la ligne 400 kV à un circuit Chaffard – Grande-Île par une liaison 400 kV à deux circuits) permettra de résorber ces difficultés ;

- en été, lors des périodes de forte production hydraulique, les axes d'évacuation de cette production sont exploités à la limite de leur capacité. C'est le cas avec les productions hydrauliques en Ardèche (Ardèche, Chassezac), en Haute-Savoie (vallée de l'Arve, Haute-Tarentaise), dans la Basse-Isère (Isère) et dans le sud de l'Isère (Drac, Romanche). La situation est d'autant plus délicate lorsqu'en plus d'évacuer la production, le réseau doit également permettre les transits d'énergie interrégionaux, les lignes n'étant pas dimensionnées pour ce double usage (axes 225 kV de l'Ardèche et axes 225 kV de l'agglomération grenobloise).

La problématique éolienne

Avec les hypothèses de développement éolien consi-

dérées pour l'exercice du Schéma de développement, le réseau de transport peut accepter sans renforcement le volume éolien (290 MW).

Localement, la création de nouveaux postes pourra être demandée par les producteurs ou par le gestionnaire du réseau de distribution. C'est le cas dans le sud de la Drôme, où des projets éoliens (respectivement 9,75 MW et 10,5 MW) sur les communes de Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine nécessitent la création d'un nouveau poste 63 kV, en coupure de la ligne 63 kV Châteauneuf – Salles – Montmartel.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Certaines liaisons nécessitent des travaux afin d'être maintenues en conditions opérationnelles. C'est le cas pour :

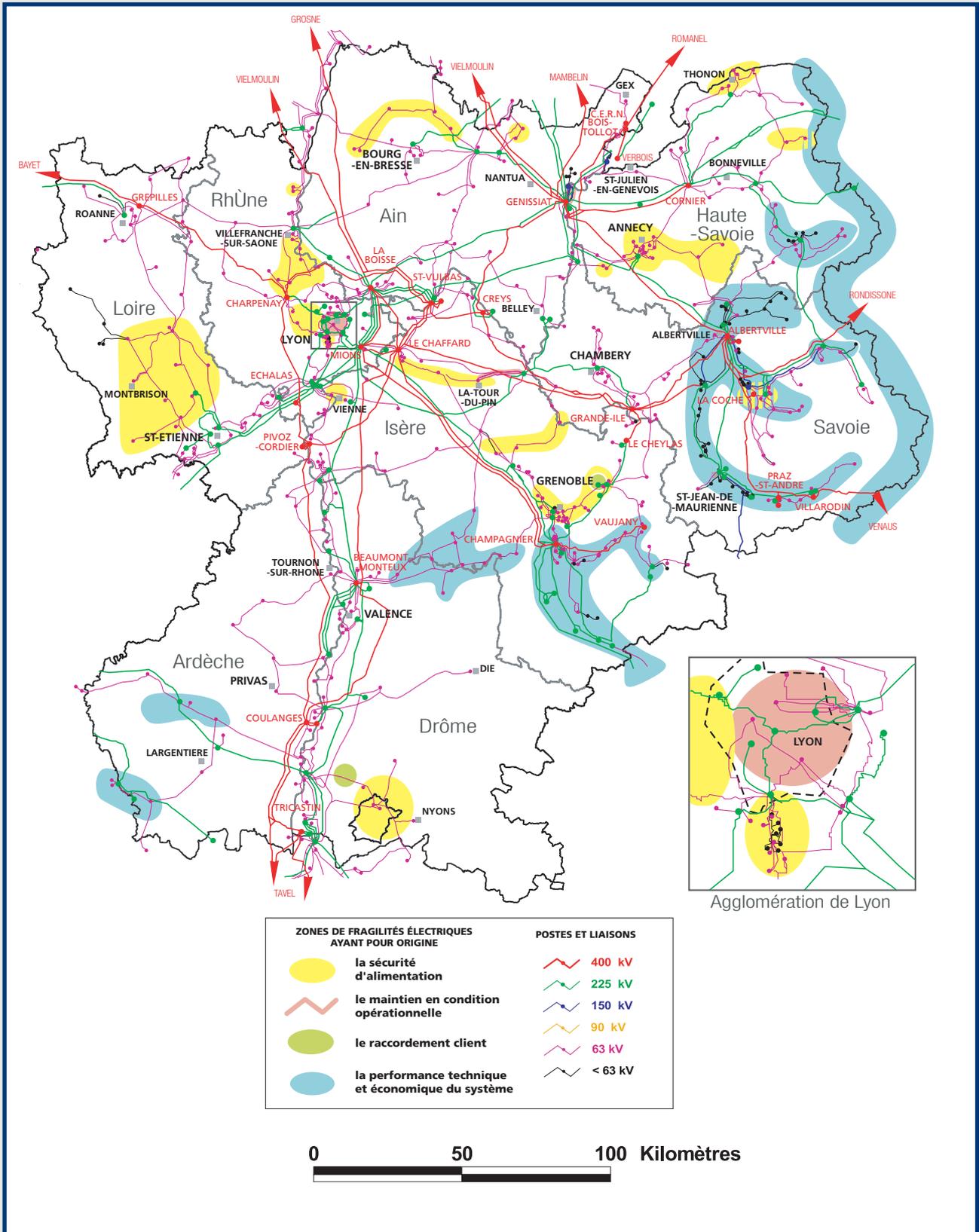
- une grande partie du réseau souterrain 63 kV de Lyon, dont le renouvellement se fera en lien avec les politiques d'aménagement du Grand Lyon ;
- la liaison à deux circuits 150 kV Arlod – Génissiat qui s'avère obsolète, et dont le renouvellement est prévu en 225 kV (projet Arlod) ;
- la liaison 63 kV Aoste – Tour du Pin qui est vétuste.

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Isère	Projet Estressin
Sécurité alimentation	Loire	Création du poste 225 / 63 kV Volvon alimenté par ligne 2 x 225 kV Soleil – Volvon (desserte de la plaine du Forez)
Sécurité alimentation	Haute-Savoie	Sécurisation du bassin annécien
Sécurité alimentation	Isère	Projet de ligne 63 kV Chaffard – Jallieu
Sécurité alimentation	Savoie	Passage de 150 à 225 kV de la liaison Albertville – Grand Cœur (alimentation de Moûtiers).
Raccordement client	Rhône	Création d'une injection 225 / 63 kV à Cailloux-sur-Fontaine (sécurisation du nord de Lyon)
Performance	Isère et Savoie	Remplacement de la ligne à un circuit 400 kV Chaffard – Grande-île par une ligne à deux circuits 400 kV
MCO	Rhône	Renouvellement d'une grande partie du réseau souterrain 63 kV de Lyon
MCO	Isère	Ligne 63 kV Aoste – La Tour du Pin
MCO	Haute-Savoie	Reconstruction en technique 225 kV de la ligne 150 kV Arlod – Génissiat



RÉGION RHÔNE-ALPES





Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité



SCHÉMA DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

> 2003 - 2013

AVERTISSEMENT

Le présent document a été établi à partir des volets régionaux élaborés au sein d'instances de concertation régionales entre fin 2002 et mi 2004. A cette époque, aucune décision n'ayant été prise quant à l'emplacement du futur réacteur nucléaire EPR, dont l'implantation est aujourd'hui envisagée sur le site de Flamanville (Basse Normandie), la capacité de production correspondante n'a pas été prise en compte dans les hypothèses concernant la production.

La prochaine mise à jour du Schéma de développement du réseau public de transport prendra en compte le projet de réacteur EPR, son insertion dans le système électrique, ainsi que les conclusions et enseignements des débats publics qui auront été menés sur ces projets.



Sommaire

1	QU'EST-CE QUE LE SCHÉMA DE DÉVELOPPEMENT ?	4
1.1	Une triple exigence	4
1.2	Insertion dans le processus prévisionnel	5
1.2.1	Les besoins énergétiques	5
1.2.2	Les besoins en infrastructures de transport	5
1.2.3	Du schéma de développement aux projets d'évolution du réseau	5
1.3	Modalités d'élaboration	6
1.4	Composition du document	6
2	LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ AUJOURD'HUI	7
2.1	Fonctions du réseau de transport dans le système électrique	7
2.1.1	Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 000 volts	7
2.1.2	Les réseaux de répartition 225 000 volts et haute tension	7
2.2	Les enjeux du développement du réseau	7
2.2.1	Les objectifs du développement	7
2.2.2	Le contexte du développement du réseau	9
2.3	Caractéristiques du réseau en 2002	10
2.3.1	Encombrement du territoire	10
2.3.2	Dynamique de développement et croissance de la consommation	10
2.3.3	La pyramide des âges	11
3	CORPS D'HYPOTHÈSES	12
3.1	Hypothèses concernant la consommation	12
3.1.1	Une vision nationale basée sur une approche sectorielle...	12
3.1.2	... déclinée régionalement et complétée par une approche locale	14
3.2	Hypothèses concernant la production	15
3.2.1	Le parc de production aujourd'hui	15
3.2.2	Évolution du parc de production	15

3.3	Hypothèses concernant les échanges en Europe	19
3.4	Concertation sur les hypothèses	20
4	LES DIFFÉRENTS TYPES DE CONTRAINTES	21
4.1	Typologie	21
4.1.1	La sécurité d'alimentation	21
4.1.2	Le raccordement des clients	21
4.1.3	La performance technique et économique du système	21
4.1.4	Le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine	21
4.1.5	Robustesse face aux phénomènes climatiques extrêmes	22
4.2	Détection des contraintes : méthode	23
4.2.1	Simulation des situations à risque	23
4.2.2	Analyse de la qualité de fourniture	25
4.2.3	Expertise des ouvrages	25
4.2.4	De la détection à la résolution des contraintes	26
5	EXPOSÉ DES CONTRAINTES DU RÉSEAU À MOYEN / LONG TERME	27
5.1	Sécurité d'alimentation électrique	27
5.1.1	Des contraintes avérées levées par des projets à court terme	27
5.1.2	Des contraintes qui appelleront des réaménagements du réseau à moyen terme	29
5.2	Raccordement des clients	30
5.2.1	Raccordements de postes sources	30
5.2.2	Raccordements de clients identifiés	32
5.2.3	Raccordements de producteurs éoliens	33
5.3	Performance technique et économique du système	34
5.3.1	Difficultés d'évacuation de la production	34
5.3.2	Pénalisation des échanges transfrontaliers	35
5.4	Maintien en conditions opérationnelles du patrimoine	36
5.4.1	Des projets en cours d'instruction	36
5.4.2	Un diagnostic des besoins à poursuivre	38
5.5	Les contraintes sur le réseau de grand transport à 400 000 volts	38
5.5.1	Quelques contraintes relatives à la sécurité d'alimentation	38
5.5.2	Des goulets d'étranglement sur le réseau coûteux pour la collectivité	38
5.5.3	Une problématique de renouvellement encore relativement marginale	39



6	CONCLUSION	41
6.1	Un premier exercice	41
6.2	Les hypothèses	41
6.3	Les contraintes et les projets	42
6.4	Perspectives pour les exercices suivants	43
	BIBLIOGRAPHIE	44
	ANNEXE 1	45
	CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE ET ADMINISTRATIF RELATIF AUX PROJETS DE RÉSEAU	
	ANNEXE 2	47
	DESCRIPTION DES CONTRAINTES PAR RÉGION ADMINISTRATIVE	
	Région Alsace	48
	Région Aquitaine	52
	Région Auvergne	56
	Région Basse-Normandie	60
	Région Bourgogne	64
	Région Bretagne	68
	Région Centre	72
	Région Champagne-Ardenne	76
	Région Franche-Comté	80
	Région Haute-Normandie	84
	Région Île-de-France	88
	Région Languedoc-Roussillon	92
	Région Limousin	96
	Région Lorraine	100
	Région Midi-Pyrénées	104
	Région Nord-Pas-de-Calais	108
	Région Provence-Alpes-Côte d'Azur	112
	Région Pays de la Loire	116
	Région Picardie	120
	Région Poitou-Charentes	124
	Région Rhône-Alpes	128



Qu'est-ce que le Schéma de développement ?

1 Les Schémas de services collectifs ont été adoptés par décret du 18 avril 2002. Ils traduisent la volonté de planification à long terme de neuf politiques publiques structurantes pour l'aménagement du territoire, en intégrant les impératifs du développement durable. Le Schéma de l'énergie a pour objectifs une meilleure exploitation des ressources locales d'énergie et la relance des efforts d'utilisation rationnelle de l'énergie dans les transports, l'industrie et les activités résidentielles et tertiaires. Il procède d'un diagnostic des perspectives d'évolution de la demande, de la situation des différentes régions au regard des enjeux de production et de consommation d'énergie, des potentiels d'économie d'énergie et de valorisation des énergies décentralisées susceptibles d'être développés, et des conséquences attendues des accords de Kyoto sur cette politique.

Assurer le développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité constitue l'une des missions fondamentales du service public de l'électricité, pour garantir un approvisionnement électrique de qualité sur l'ensemble du territoire.

Les décisions en matière de développement du réseau sont complexes, dans la mesure où elles font intervenir certains paramètres dont RTE, gestionnaire du réseau public de transport, n'a pas la maîtrise. Il s'agit, pour l'essentiel, de la croissance de la demande d'électricité d'une part, et des décisions concernant les moyens de production (création de nouveaux moyens de production, modalités d'utilisation des centrales) d'autre part. Par ailleurs, la création de nouvelles lignes électriques soulève le plus souvent des questions difficiles en matière d'insertion environnementale.

Le développement du réseau public de transport doit donc s'inscrire dans une démarche de planification, de manière à anticiper l'apparition de ces difficultés, voire à les retarder. Cette démarche doit ensuite permettre de mieux justifier les projets de développement du réseau public de transport. Dans cette optique, la loi du 10 février 2000 (cf. [1] page 44) de modernisation du service public de l'électricité, qui fixe les conditions de la mise en place du marché de l'électricité, a prévu l'élaboration par RTE d'un Schéma de développement du réseau public de transport de l'électricité, présentant une vision globale des contraintes du réseau de transport à un horizon de moyen / long terme. Conformément à la loi, ce schéma est établi tous les deux ans, et est approuvé par le ministre chargé de l'Énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

1.1 UNE TRIPLE EXIGENCE

Le schéma de développement du réseau public de transport d'électricité répond à trois exigences principales :

- **une exigence réglementaire** : la loi du 10 février 2000 (cf. [1] page 44) prévoit l'élaboration d'un Schéma de développement du réseau public de transport qui tienne compte des Schémas de services collectifs de l'énergie⁽¹⁾ (cf. [2] page 44).

La circulaire du 9 septembre 2002 (cf. [3] page 44) précise les grandes lignes de son contenu : le Schéma de développement doit faire apparaître les zones du territoire national dites « zones de fragilité électrique », pour lesquelles le renforcement ou le développement du réseau public de transport d'électricité sera vraisemblablement nécessaire à un horizon de dix à quinze ans, en vue de satisfaire les besoins des consommateurs ou des producteurs ;

- **une exigence de concertation** : l'accord « Réseaux électriques et environnement » signé début 2002 (cf. [4] page 44) insiste sur la nécessaire concertation conduite en amont des projets de développement des réseaux. Le Schéma de développement constitue l'outil indispensable de dialogue et de réflexion pour permettre, en concertation, d'aboutir à une vision partagée des « zones de fragilité électrique ». Pour cela, un lieu unique de concertation, dont le fonctionnement est articulé avec celui des Conférences régionales d'aménagement et de développement du territoire (CRADT), est défini localement. La circulaire du 9 septembre 2002 précise les modalités d'organisation des instances de concertation, et indique, en outre, dans quelles conditions cette concertation se poursuit de façon approfondie, autour de chacun des projets destinés à résoudre les contraintes d'alimentation (voir annexe 1) ;

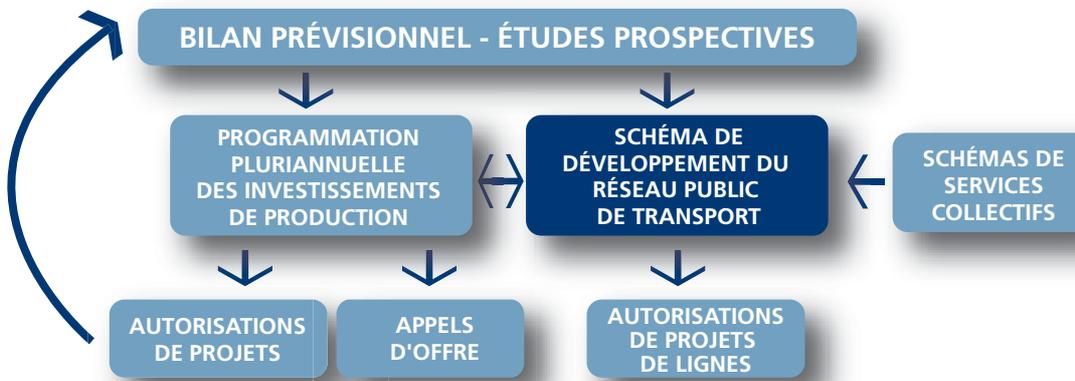
- **une exigence de vision à long terme de l'évolution des réseaux** : la durée de vie des ouvrages de réseau (de l'ordre d'une cinquantaine d'années), l'importance des coûts d'investissements associés et leurs délais de réalisation (de l'ordre de six à sept ans pour les lignes aériennes, voire une dizaine d'années dans certains cas) conduisent, en dépit d'un futur incertain, à inscrire les décisions dans un cadre de cohérence à long terme partagé par tous les acteurs impliqués dans cette problématique.



1.2 INSERTION DANS LE PROCESSUS PRÉVISIONNEL

Le Schéma de développement s'insère dans une logique globale de prévisions à moyen / long terme

de l'évolution du système électrique, que l'on peut résumer par le schéma suivant :



1.2.1 Les besoins énergétiques

En premier lieu, l'article 6 de la loi du 10 février 2000 prévoit la réalisation d'un « Bilan prévisionnel » (cf. [5] page 44). À travers l'examen de scénarios contrastés des perspectives de croissance de la demande et d'évolution des moyens de production à long terme, le Bilan prévisionnel établit un diagnostic prospectif de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, évalue les besoins en nouvelles capacités de production pour assurer dans la durée la sécurité d'approvisionnement au niveau national.

Le ministre chargé de l'Énergie s'appuie notamment sur le Bilan prévisionnel et les Schémas de services collectifs de l'énergie pour élaborer la Programmation pluriannuelle des investissements de production (cf. [6] page 44), qui fixe les objectifs en matière de développement de moyens de production par filière, c'est-à-dire par énergie primaire et technique de production. L'atteinte de ces objectifs s'appuie sur un système d'autorisation de projets et, le cas échéant, sur des appels d'offres portant sur les filières ou techniques dont le développement par les opérateurs serait inférieur aux objectifs de puissance minimale requise.

1.2.2 Les besoins en infrastructures de transport

Les études de développement du réseau de transport s'appuient sur un corps d'hypothèses élaboré par RTE à partir du Bilan prévisionnel, de la Programmation pluriannuelle des investissements de production, et de données recueillies localement. Ces études permettent d'identifier les contraintes susceptibles d'apparaître sur

le réseau à un horizon de dix à quinze ans, et recensées dans le Schéma de développement du réseau de transport d'électricité.

Inversement, l'identification de ces contraintes dans le Schéma de développement peut orienter le choix de la localisation des futurs moyens de production qui figurent dans la Programmation pluriannuelle des investissements de production. En effet, l'installation d'une production sur un site adéquat peut être de nature à limiter les contraintes sur les ouvrages du réseau, en rééquilibrant la circulation des flux d'électricité dans une zone donnée. Par ailleurs, les éléments apportés par le Schéma de développement permettent d'explicitier les besoins éventuels en moyens de production induits par les faiblesses locales des réseaux.

1.2.3 Du Schéma de développement aux projets d'évolution du réseau

Si le Schéma de développement n'a pas pour vocation de proposer les solutions possibles à tous les problèmes identifiés, il présente néanmoins les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, destinés à résorber des contraintes avérées ou susceptibles d'apparaître à court terme.

En complément, des études approfondies sont entreprises par RTE, afin d'étudier toutes les solutions permettant de résoudre les autres contraintes pour lesquelles un projet n'a pas encore été identifié. Ces études permettent de faire émerger le projet qui réalise le meilleur compromis entre coût, efficacité et insertion environnementale.

Après vérification de l'opportunité du projet par les services de l'État, une concertation préalable spécifique est organisée afin de définir, avec les élus et les associations représentatifs des populations concernées, les caractéristiques du projet ainsi que les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement. Le dossier résultant de cette concertation précise dans quelle mesure le projet s'inscrit dans les orientations du Schéma de développement préalablement établi, ou, le cas échéant, expose les besoins nouveaux à satisfaire qui n'avaient pas pu être pris en compte dans le Schéma. Ce n'est qu'à l'issue de ce processus que l'État délivre les autorisations nécessaires à la réalisation du projet (voir annexe 1).

1.3 MODALITÉS D'ÉLABORATION

La circulaire du 9 septembre 2002 (cf. [3] page 44) précise les modalités d'élaboration du Schéma de développement. En premier lieu, celui-ci est conçu à l'échelon régional. Dans cet objectif, une instance régionale de concertation est mise en place, soit à travers une commission dépendant de la Conférence régionale d'aménagement du territoire (CRADT), soit — en articulation avec la CRADT — par le Comité régional de concertation, dans le cas où une telle instance fonctionne déjà. Dans tous les cas, la CRADT est consultée et prononce un avis sur le volet régional du Schéma de développement.

L'instance chargée de l'élaboration du Schéma, pilotée par le préfet de région, est organisée autour de l'ensemble des acteurs susceptibles d'être concernés par le développement du réseau : représentants de l'État, des élus, des responsables socioprofessionnels, représentants de RTE, des distributeurs, des producteurs régionaux, des associations agréées de protection de l'environnement.

Les volets régionaux du Schéma de développement issus de la concertation sont bâtis autour des principes suivants :

- à partir de l'état des lieux du réseau électrique régional existant et des objectifs en matière de développement du réseau, le schéma se projette à un horizon de dix à quinze ans. Les évolutions de ce réseau dépendent évidemment de certains paramètres sur lesquels un consensus doit être établi dans le cadre des instances de concertation. Il s'agit, en particulier, du corps d'hypothèses permettant d'estimer les perspectives d'évolu-

tion de la consommation d'électricité et de la production de la région, qui tient compte des Schémas de services collectifs de l'énergie et de la Programmation pluriannuelle des investissements de production ;

- l'ensemble de ces données permet de constituer une carte des « zones de fragilité électrique », existantes ou à venir, mettant en évidence toutes les zones de la région pour lesquelles le renforcement ou le développement du réseau de transport sera vraisemblablement nécessaire, pour la bonne desserte de l'ensemble des clients ;
- enfin, la liste des projets de développement du réseau déjà en cours de concertation ou d'instruction réglementaire est proposée, en regard des contraintes électriques identifiées.

L'élaboration des volets régionaux du Schéma de développement, pour ce premier exercice, s'est déroulée sur une période d'une année, comprenant la mise en place ou, selon le cas, la réactivation des instances de concertation, puis la tenue des réunions techniques proprement dites.

Le présent document a été réalisé à partir des volets régionaux. Après avoir recueilli l'avis de la Commission de régulation de l'énergie le 9 décembre 2004, il a été approuvé par le ministre en charge de l'Énergie le 4 avril 2005.

1.4 COMPOSITION DU DOCUMENT

Le présent document s'appuie sur l'ensemble des volets régionaux élaborés au sein des instances régionales de concertation. Après un tour d'horizon des principaux enjeux liés au réseau de transport et à son développement, et une présentation du réseau de transport existant (chapitre 2), les principales hypothèses concernant l'évolution de la consommation et de la production d'électricité, ainsi que les principes méthodologiques utilisés pour les élaborer sont exposés au chapitre 3.

Le chapitre 4 propose une classification des contraintes à résoudre, et décrit la façon dont elles sont détectées dans les études prospectives menées par RTE. Les principales contraintes, identifiées aujourd'hui à moyen / long terme, et les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire permettant d'en résoudre une partie, sont ensuite décrits au chapitre 5. En annexe 2, figure une synthèse région par région des volets régionaux. ■



2

Le réseau de transport d'électricité aujourd'hui

À la sortie des principales centrales de production, l'électricité est portée à très haute tension (400 000 et / ou 225 000 volts), afin de pouvoir être transportée sur de longues distances. Jusqu'au consommateur final, l'énergie électrique circule en empruntant différents réseaux de lignes aériennes et souterraines de niveaux de tension décroissants : le réseau de transport d'électricité au niveau national et régional, exploité par RTE, puis les réseaux de distribution des collectivités locales exploités par les distributeurs d'électricité.

2.1 FONCTIONS DU RÉSEAU DE TRANSPORT DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Avec ses 100 000 kilomètres de lignes aériennes et souterraines, le réseau de transport d'électricité⁽²⁾ est au cœur du système électrique, et assure une double fonction d'interconnexion :

- au niveau national, l'interconnexion des réseaux publics de distribution et des installations de production ;
- au niveau international, l'interconnexion avec les réseaux de transport des pays voisins, ainsi que le raccordement des consommateurs finals qui ne peuvent être raccordés à un réseau public de distribution.

2.1.1 Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 000 volts

Le réseau 400 000 volts assure le transport de l'énergie à travers tout le territoire français. Il alimente les grandes zones de consommation et assure également l'interconnexion avec les pays limitrophes ; les groupes de production les plus puissants y sont raccordés directement.

Ses principales fonctions sont :

- d'assurer l'équilibre entre production et consommation d'électricité à l'échelle du territoire national, et de compenser les déséquilibres intra et interrégionaux et internationaux ;

- d'assurer un secours mutuel entre pays interconnectés dès que l'un d'eux enregistre un déficit de production ou une surconsommation imprévue, afin de limiter les risques d'incidents généralisés ;
- de permettre des échanges d'énergie sur l'ensemble du territoire français et avec les pays voisins, dans le cadre du marché européen de l'électricité.

2.1.2 Les réseaux de répartition 225 000 volts et haute tension

Les ouvrages de tension à 63 000, 90 000 et 225 000 volts constituent les réseaux de répartition qui jouent un rôle d'irrigation régionale : ils acheminent l'énergie électrique depuis les postes de transformation 400 000 volts et les groupes de production qui leur sont directement raccordés, vers les postes sources des distributeurs. Les grands clients industriels sont également raccordés directement aux réseaux de répartition.

2.2 LES ENJEUX DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

2.2.1 Les objectifs du développement

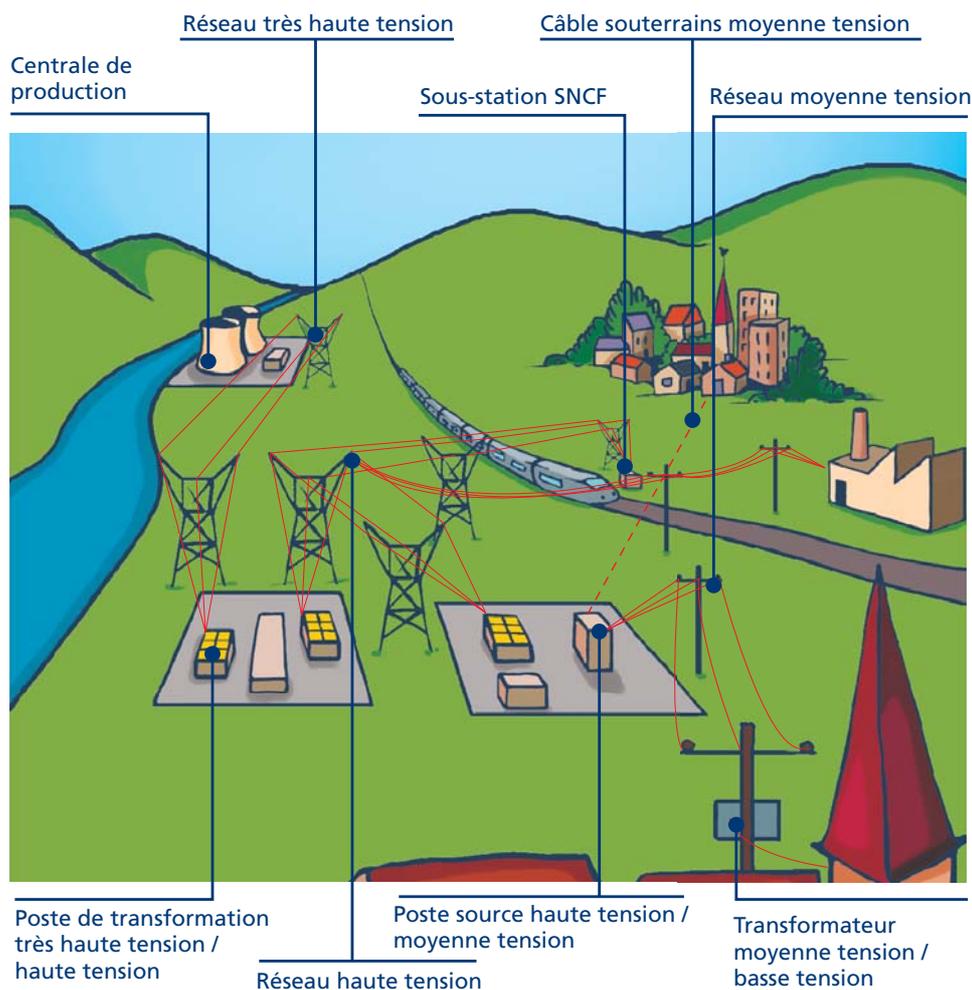
La mission de développement du réseau de transport, telle que définie par la loi du 10 février 2000 modifiée (article 2) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès à ce réseau dans des conditions non discriminatoires.

L'article 15 de la loi précise notamment que « *le gestionnaire du réseau de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité⁽³⁾, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, tout en tenant compte des contraintes techniques qui pèsent sur celui-ci* ».

2 Plusieurs niveaux de tension composent ce réseau : 63 000, 90 000, 225 000 et 400 000 volts, et, de façon plus marginale, les ouvrages à 150 000 volts.

3 Sécurité au sens des personnes et des biens



La sûreté et la sécurité

Garantir la sûreté et la sécurité du système électrique consiste à en maîtriser l'évolution et les réactions face aux différents aléas dont il est l'objet : courts-circuits, évolution imprévue de la consommation, indisponibilité d'ouvrages de transport ou de production, agressions extérieures.

On distingue :

- la sécurité d'alimentation, c'est-à-dire la faculté d'alimenter les consommations raccordées au réseau à partir des centrales de production en respectant les engagements de qualité de fourniture de RTE vis-à-vis de sa clientèle, y compris en cas de perte d'un ouvrage. La perte d'un ouvrage peut être consécutive à un aléa d'origine externe (agression extérieure d'origine humaine ou climatique) ou à une panne (défaillance imprévisible d'équipements). Plus particulièrement, RTE veille à un bon niveau de fiabilité de ses ouvrages par des actions de maintenance courante, et surveille étroitement les ouvrages

nécessitant des travaux de maintien en condition opérationnelle, pour lesquels peut se poser la question du renouvellement, ou de travaux lourds de réhabilitation. RTE s'assure enfin du dimensionnement adéquat des ouvrages ;

- la sûreté de fonctionnement qui consiste à réduire le risque d'incidents de grande ampleur, pouvant conduire, dans des cas extrêmes, à une coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à une vaste zone. Dans cet objectif, la prise en compte des événements climatiques de ces dix dernières années, et le retour d'expérience des tempêtes de l'hiver 1999 ont conduit RTE à engager une politique nationale de sécurisation des ouvrages du réseau de transport d'électricité. D'autres types d'incidents de grande ampleur peuvent conduire à un effacement généralisé du réseau, et sont liés à des phénomènes (surcharges en cascade, effacement de la tension ou de la fréquence, rupture de synchronisme) qui peuvent se succéder ou se superposer. Pour s'en prémunir, RTE met en



œuvre des dispositions notamment au niveau de l'exploitation, qui ne relèvent pas d'actions de développement du réseau, et ne sont donc pas exposées dans le Schéma de développement.

L'efficacité du réseau

Dans le cadre de la mise en place d'un marché concurrentiel européen, RTE doit assurer, au moindre coût pour la collectivité, le raccordement et l'accès des utilisateurs au réseau, qu'ils soient directement connectés au réseau du territoire national métropolitain, ou qu'ils y accèdent *via* l'utilisation des interconnexions. Pour cela, il doit s'efforcer de limiter les pertes⁽⁴⁾ sur le réseau et les congestions. Les phénomènes de congestions sont liés à des insuffisances de capacité des ouvrages qui peuvent amener le gestionnaire du réseau à modifier les programmes d'appel déclarés préalablement par les producteurs, ou à limiter des échanges sur les interconnexions internationales dans certaines directions géographiques ; ce qui pénalise la fluidité du marché.

RTE veille à tout moment, en exploitation comme au stade des études de développement du réseau, au respect des objectifs exposés ci-dessus. Les études de développement consistent à développer une ou plusieurs visions prospectives de l'évolution du système électrique, à identifier les zones où la sécurité, la sûreté ou l'efficacité du réseau risquent de se dégrader, et à en déduire les actions les plus efficaces à mettre en œuvre sur le réseau (renforcement d'ouvrages, remplacements d'équipements, insertion de nouveaux dispositifs).

2.2.2 Le contexte du développement du réseau

Un avenir incertain

Concevoir une vision du développement du système électrique suppose de disposer d'une méthodologie de prévision des grandeurs caractéristiques du système électrique. Or l'évolution de ces grandeurs est entachée par un faisceau d'incertitudes qui rendent l'exercice de prévision délicat.

En premier lieu, il n'est pas envisageable de prévoir avec exactitude l'évolution des niveaux de consommation des différents clients, *a fortiori* à un horizon d'une dizaine d'années. Si l'on peut considérer, de

manière générale, que la consommation électrique du pays est liée au contexte économique (croissance), et au comportement individuel des consommateurs, le rythme de développement des usages émergents de l'électricité (informatique, hi-fi...), tout comme l'impact des politiques de maîtrise de la demande est extrêmement difficile à anticiper. Toutefois, des analyses sont conduites régulièrement par RTE, s'appuyant sur des projections concernant l'évolution des différents secteurs de l'économie, menées au niveau national et enrichies par la connaissance détaillée du tissu économique local (*voir chapitre 3.1*).

L'instauration de la concurrence dans le domaine de la production d'électricité, initiée par la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité (*cf. [8] page 44*), puis instituée par la loi du 10 février 2000, engendre de nouvelles incertitudes, tout particulièrement dans les domaines de l'évolution du parc de production et des échanges transfrontaliers (*voir chapitres 3.2 et 3.3*).

Il est donc particulièrement important d'intégrer au mieux les informations émanant des producteurs quant à la stratégie d'évolution de leur parc, en sachant qu'elles revêtent non seulement un caractère confidentiel, mais subissent de plus un manque de visibilité dans un contexte de recomposition du marché et d'apparition de nouvelles normes environnementales, susceptibles de peser sur le choix des technologies de production. Une autre incertitude tient au caractère européen du marché, qui rend la vision nationale très dépendante du développement des échanges d'électricité intracommunautaires, et s'accompagne d'une multiplication des acteurs qui rend plus difficile la constitution d'une vision globale.

Dans le souci de la préservation de l'environnement

Le dernier accord « Réseaux électriques et environnement », signé début 2002, met l'accent sur l'insertion du réseau dans l'environnement, tout en veillant à en maîtriser le coût pour la collectivité.

Il contient un ensemble d'engagements et de recommandations qui portent sur les points suivants :

- une adaptation du réseau aux besoins, en optimisant d'abord les infrastructures existantes, et en

4 Les pertes sur les ouvrages sont liées à l'échauffement des conducteurs lors du passage des flux d'énergie (effet Joule).

- prolongeant la durée de vie des ouvrages existants pour éviter d'en créer de nouveaux ;
- une réduction de la part des réseaux aériens dans la longueur totale du réseau public de transport d'électricité ;
 - une meilleure insertion des ouvrages dans le paysage ;
 - une maîtrise des impacts des travaux ;
 - une indemnisation du préjudice visuel causé aux riverains propriétaires d'habitations à proximité des réseaux 400 et 225 kV ;
 - une attention particulière portée à l'urbanisation au voisinage des lignes aériennes de tension supérieure ou égale à 130 kV ;
 - la mise en œuvre de mesures d'insertion et d'accompagnement correspondant aux attentes de la collectivité, dans le cadre d'une concertation sur chaque projet (voir annexe 1).

2.3 CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU EN 2002

2.3.1 Encombrement du territoire

Sur l'ensemble du territoire national, les longueurs des files de pylônes de lignes aériennes et de liaisons souterraines (63, 90, 150, 225 et 400 kV) représentaient, fin 2002, tous propriétaires confondus :

	Longueur totale des liaisons (files de pylônes et liaisons souterraines)	Longueur totale de circuits (aériens et souterrains)
400 kV	13 142 km	20 906 km
150 / 225 kV	23 406 km	28 525 km
63 / 90 kV	49 074 km	59 141 km

Les liaisons double ternes représentent les deux tiers des liaisons aériennes 400 kV, contre un cinquième environ pour les liaisons de tension inférieure.

Les caractéristiques des postes, tous propriétaires confondus (postes de transport et de transformation), sont les suivantes :

Tension primaire	Nombre de postes	Nombre de transformateurs*	Puissance de transformation
400 kV	166	263	118 771 MVA
150 / 225 kV	728	1 201	107 533 MVA
63 / 90 kV	2 923	74	2 479 MVA

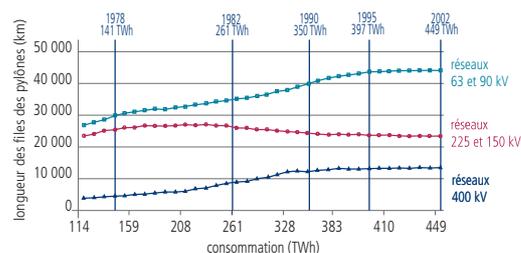
* Transformateurs propriété de RTE.

La carte (page 11) représente l'ensemble du réseau de transport, tous niveaux de tension confondus.

2.3.2 Dynamique de développement et croissance de la consommation

Le graphe ci-dessous retrace l'évolution du kilométrage de réseau en fonction de l'évolution de la consommation au cours du temps.

Évolution du réseau RTE avec la consommation

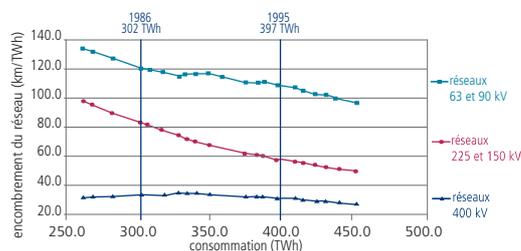


Le développement du réseau de grand transport à 400 000 volts a connu une forte croissance sur une décennie à partir de la fin des années soixante-dix, accompagnant le développement de la production nucléaire. Une accélération des investissements sur les niveaux de tension 90 000 et 63 000 volts a été consécutive à la mise en œuvre, à partir de la fin des années quatre-vingt, d'une politique d'amélioration de la qualité de fourniture, qui a abouti à un niveau de qualité globalement satisfaisant sur tout le territoire.

Si la construction du réseau de transport a accompagné le développement économique et la consommation d'électricité sur l'ensemble du territoire au cours des vingt dernières années, la longueur du réseau, tous niveaux de tension confondus, a peu augmenté en regard de la consommation.

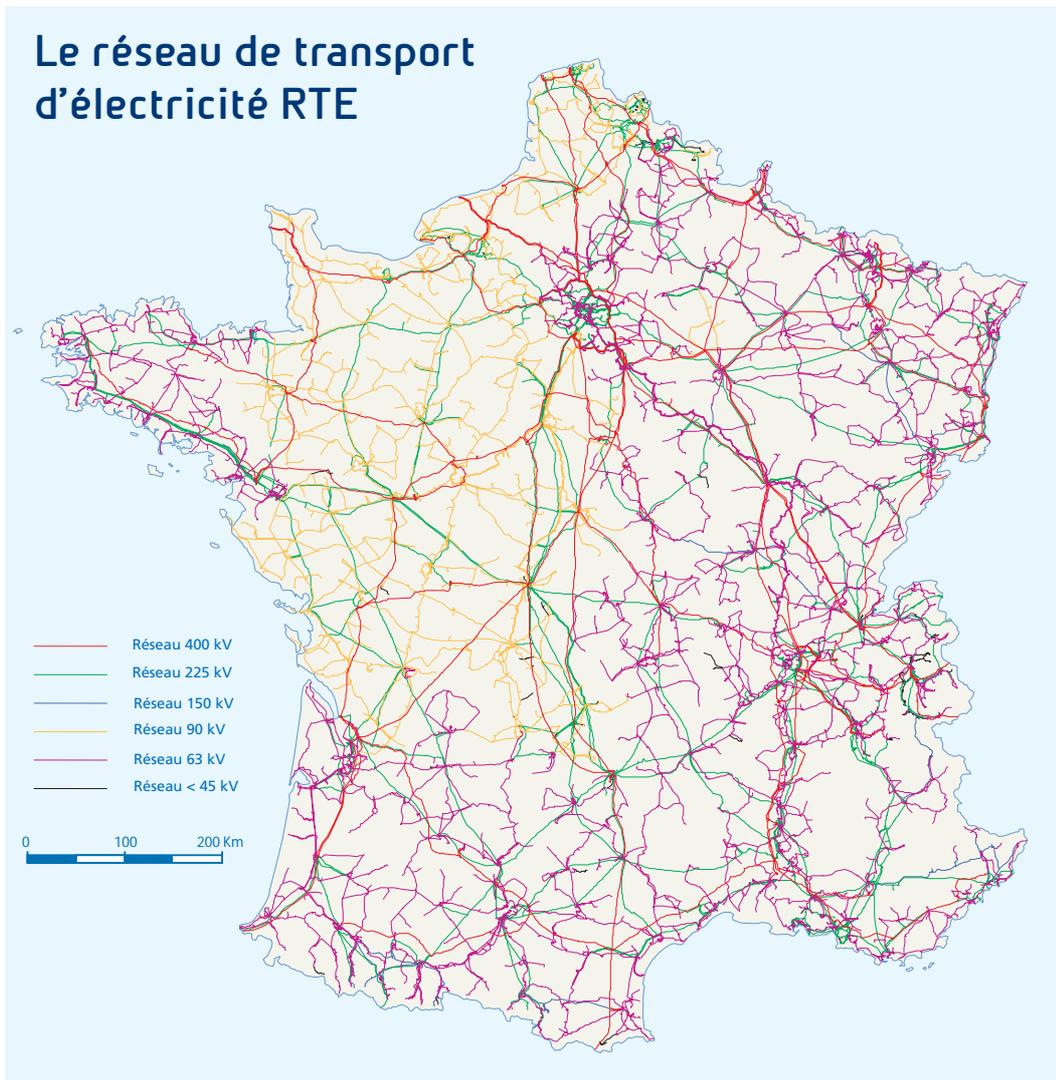
Cette évolution traduit notamment une couverture relativement mature et homogène du territoire, ainsi qu'une utilisation de plus en plus importante du réseau existant.

Longueur du réseau rapportée à la consommation





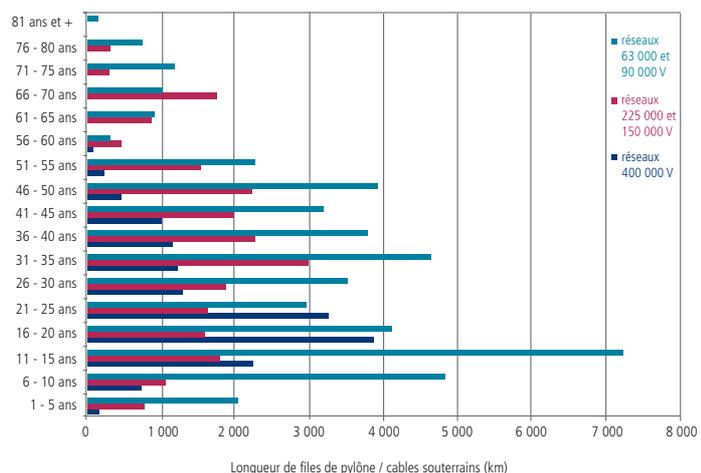
Le réseau de transport d'électricité RTE



2.3.3 La pyramide des âges

Le développement progressif du réseau, au fur et à mesure de la croissance de la consommation, conduit à une large plage des âges des différents ouvrages qui composent le réseau actuel. La pyramide des âges montre que près de 12 000 kilomètres de réseau, essentiellement 63 000 et 90 000 volts, ont plus de cinquante ans en 2002, et autant appartiennent à la tranche 41 – 50 ans. Ces ouvrages anciens ne sont pas nécessairement obsolètes, mais ces chiffres expliquent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau. Les lignes et postes représentent des investissements lourds, et ont une durée de vie relativement longue qui peut être prolongée largement au-delà de cinquante ans, moyennant des opérations de réhabilitation.

Pyramide des âges du réseau de transport



3

Corps d'hypothèses

5 D'autres sources d'informations sont également utilisées : suivi des consommations réalisées par le Ceren, statistiques publiques émanant en particulier de l'Insee.

6 Ces valeurs sont également corrigées de l'effet « tarifaire », qui incite certains utilisateurs à réduire leur consommation les jours de forte demande.

7 Les principales incertitudes sur la prévision en énergie résultent de la connaissance encore insuffisante des différents usages spécifiques de l'électricité dans le résidentiel et le tertiaire et de leur évolution. Un accord de collaboration entre RTE et l'Ademe a pour but d'affiner la connaissance de ces usages, afin d'améliorer la robustesse des prévisions en énergie.

8 Les actions de maîtrise de la demande ont pour objectif de diminuer la consommation d'énergie, notamment lors des pointes locales de consommation, par exemple par des incitations à l'utilisation d'équipements plus économiques.

Les besoins d'évolution du réseau de transport d'électricité à moyen / long terme sont étroitement liés à l'évolution de la consommation, des échanges entre pays, et de la consistance du parc de production, c'est-à-dire aux perspectives de développement économique et aux choix politiques en matière énergétique. L'élaboration d'un corps d'hypothèses constitue le préalable indispensable à tout exercice prévisionnel réalisé par RTE.

3.1 HYPOTHÈSES CONCERNANT LA CONSOMMATION

L'évolution de la consommation d'électricité résulte de la conjugaison de facteurs hétérogènes : la démographie, l'activité économique, le comportement des utilisateurs, le progrès technique source de meilleure efficacité énergétique, les nouveaux usages de l'électricité, les parts de marché entre énergies. Pour une zone d'étude donnée, ces différents facteurs vont interagir d'une façon particulière en fonction des caractéristiques socio-économiques ou géographiques locales ; ce qui conduit à une certaine complexité des exercices prospectifs sur l'évolution de la consommation. Pour établir ses prévisions, RTE cherche donc à combiner plusieurs approches, en tenant compte de l'étendue géographique de la zone d'étude et des horizons temporels examinés. Dans un premier temps, le Bilan prévisionnel permet d'établir un cadre de cohérence au niveau national, en faisant émerger un scénario de référence sur lequel se fondent les études de développement du réseau réalisées par RTE. Il examine pour cela un très grand nombre de scénarios, basés sur des tendances en matière d'évolutions économiques, sociales et politiques à long terme.

3.1.1 Une vision nationale basée sur une approche sectorielle...

Prévisions en énergie

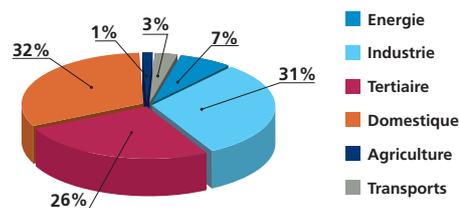
La répartition sectorielle des consommations

Les prévisions d'évolution de la consommation à long terme à la maille du pays reposent sur une approche sectorielle de la demande d'électricité, c'est-à-dire sur la connaissance détaillée de la répartition par usage des consommations réalisées dans les différents secteurs de l'économie. Pour cela, RTE s'appuie sur un historique des consommations qui résulte de la mesure directe des livraisons des clients raccordés au réseau de transport, et d'informations issues des fournisseurs d'énergie⁽⁵⁾.

La consommation d'électricité étant très sensible aux conditions climatiques (principalement en raison du fort taux d'équipement des ménages français en chauffage électrique), les valeurs de consommations réalisées doivent être corrigées des aléas sur la température. Pour être comparables d'une année sur l'autre, les valeurs des consommations sont donc ramenées aux conditions climatiques « normales » de températures, ces normales étant basées sur des moyennes fournies par Météo France. Ces valeurs corrigées sont alors représentatives de l'évolution réelle de la consommation. Ainsi, en 2002, année relativement douce, la consommation⁽⁶⁾ intérieure représentait 449 TWh (milliards de kilowattheures). Corrigée, elle représentait 461 TWh.

La répartition sectorielle de la consommation brute en 2002 s'établissait selon le graphe ci-dessous :

Consommation France 2002 : 449 TWh





Cette répartition sectorielle recouvre en fait des disparités locales importantes et, dans certains départements, la répartition sectorielle des consommations est beaucoup plus contrastée. L'est de la France et la région Rhône-Alpes ont une forte dominante industrielle (jusqu'à 70 % pour certains départements), alors que la part du secteur résidentiel est majoritaire dans les régions du Sud (Var, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées). En Île-de-France, c'est le secteur tertiaire qui marque le plus fort développement, avec une part de 43 %.

Les scénarios d'évolution

Des scénarios de prévision de la demande énergétique par secteur sont ensuite élaborés à partir d'hypothèses en matière d'évolutions d'activités, d'usages, de consommations unitaires ou d'équipements. Cette approche permet de distinguer les facteurs explicatifs de la consommation d'énergie, et de mesurer directement en termes d'énergie l'impact d'hypothèses différenciées concernant un paramètre explicatif donné⁽⁷⁾.

L'élaboration des scénarios étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel s'appuie notamment sur les travaux du Commissariat au plan (cf. [13] page 44). Les jeux d'hypothèses détaillées d'évolution couvrent trois scénarios d'orientations économiques, sociales et politiques à l'horizon 2020, qui tiennent compte en particulier des actions de maîtrise de la demande d'électricité, avec des déclinaisons différentes selon les scénarios⁽⁸⁾ :

- un scénario dit « R1 » caractérisé par une baisse sensible du niveau d'intervention de l'État en France, le marché devenant l'élément déterminant dans les mutations de la société française ;
- un scénario dit « R2 » se situant dans la continuité de l'intervention actuelle de l'État dans l'économie nationale ;
- un scénario dit « R3 » correspondant à un État très interventionniste, notamment en matière écologique et environnementale.

Le scénario médian R2 est le scénario de référence utilisé par RTE dans les études de développement du réseau de transport⁽⁹⁾.

Pour la période 1996–2002, la croissance moyenne de la consommation France corrigée s'est établie à 1,8 % par an en moyenne, avec une nette inflexion à partir de 2001. Le Bilan prévisionnel retient une

croissance de la consommation annuelle d'énergie électrique de 1,3 % par an pour la décennie 2000–2010, essentiellement tirée par les secteurs tertiaire et résidentiel, reflétant en particulier l'accélération du développement des nouveaux usages de l'électricité (informatique, hi-fi). Si cette prévision constitue une moyenne sur la décennie, des écarts peuvent survenir selon les années. La tendance pourrait notamment être légèrement plus élevée en début de période, si la dynamique observée en 2003 dans le secteur résidentiel se poursuivait. L'inflexion à la baisse à partir de 2010 est liée, d'une part à une saturation du taux d'équipement des ménages, et d'autre part aux progrès technologiques qui favorisent l'efficacité énergétique (baisse des consommations unitaires des équipements ménagers, réglementation thermique conduisant à une meilleure isolation des habitations...).

Le tableau suivant indique les prévisions d'évolution des consommations énergétiques (en milliards de kilowattheures) établies pour le Bilan prévisionnel 2003⁽¹⁰⁾:

Année	Consommations annuelles de la France (TWh)			Taux de croissance moyen annuel sur la période	
	2000	2010	2015	2000–2010	2010–2015
Consommation ou taux de croissance	451	513	536	1,3 %	0,9 %

Prévisions en puissance

Les prévisions énergétiques établies à la maille nationale sont ensuite converties en prévisions en puissance, grâce à l'utilisation de modèles de courbes de charge sectorielles types. Ces courbes de charge indiquent, pour chaque secteur d'activité économique, les profils des variations de la puissance appelée par palier horaire.

Les études de développement du réseau s'appuient en effet sur des données en puissance plutôt qu'en énergie, ces dernières ne suffisant pas pour évaluer les contraintes sur le réseau. Les données en énergie sont liées à la quantité d'électricité consommée sur une période de temps donnée, alors que c'est la confrontation des valeurs des puissances consommées à chaque instant, avec les capacités réelles des ouvrages, qui permet d'identifier ces contraintes⁽¹¹⁾. Ainsi, pour une période donnée, un même niveau de consommation énergétique peut révéler des niveaux puissances appelées très contrastés.

9 Il faut noter que le choix d'un scénario plutôt qu'un autre influe surtout sur les contraintes liées à la capacité du réseau (voir chapitre 5). Qui plus est, compte tenu des faibles écarts entre les taux de croissance des différents scénarios, le choix de R1 ou R3 se traduirait essentiellement par une anticipation ou un décalage dans le temps de la mise en œuvre des solutions palliant les fragilités de capacité.

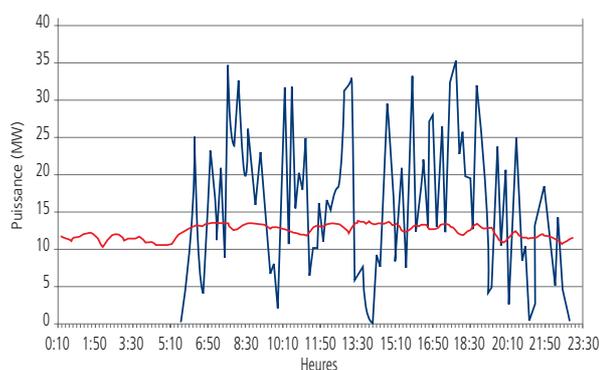
10 L'exercice précédent du Bilan prévisionnel, réalisé par RTE en 2001, prévoyait des taux de croissance légèrement inférieurs, avec une cible en 2010 de 502 TWh. Cet écart d'une dizaine de térawattheures à l'horizon 2010 entre les deux exercices de prévision s'explique d'une part par la revalorisation des usages émergents de l'électricité dans le secteur résidentiel, et d'autre part par la prise en compte des dernières années de réalisation (1999–2001), dont les consommations se sont avérées supérieures aux prévisions.

11 En particulier les contraintes relatives à la sécurité d'alimentation d'une zone, ou à la performance technique et économique du système.

12 Le taux de croissance de chaque zone se déduit du taux de croissance moyen réalisé sur les cinq dernières années, modulé par la croissance nationale prévisionnelle.

À titre d'illustration, le graphe ci-dessous met en évidence les consommations journalières de deux clients dont la consommation énergétique annuelle est comparable — de l'ordre de 300 MWh — mais dont les profils de puissance sont très contrastés. L'une des courbes de charge (rouge) est relativement stable, et varie faiblement autour d'une puissance de 12 MW environ. Cette courbe correspond à une usine de fabrication fonctionnant en continu. En revanche, la deuxième courbe (bleue) reflète une demande de puissance très variable sur la journée, avec des pics à plus de 35 MW, et un minimum à 0 : elle représente l'alimentation d'une sous-station SNCF.

Comparaison des puissances journalières de deux clients



Les études relatives au développement du réseau d'alimentation de chacun de ces deux clients conduiront à un dimensionnement très différent et fonction de leur appel de puissance maximal (puissance de pointe), en dépit de consommations énergétiques comparables.

Les prévisions en puissance obtenues à la maille nationale à partir des prévisions en énergie, et établies dans le cadre du scénario médian du Bilan prévisionnel, sont indiquées dans le tableau ci-après, en gigawatts (millions de kilowatts) :

Prévisions de puissance appelée à la pointe (GW)				
Année	2001	2006	2010	2015
Consommation	72,5	77,3	81,3	85,5

3.1.2 ... déclinée régionalement, et complétée par une approche locale

À l'échelle régionale, les prévisions d'évolution de la consommation établies par RTE s'appuient sur plusieurs types de projections.

En premier lieu, les prévisions de puissance élaborées au niveau national (*voir chapitre précédent*) sont réparties par grandes zones géographiques, en s'appuyant sur une analyse prospective du poids de chacune d'elles dans la consommation nationale : on détermine alors un taux de croissance de chacune de ces zones⁽¹²⁾ et des prévisions en puissance (« enveloppes régionales »), pour les horizons de temps considéré.

Les gestionnaires de réseau de distribution fournissent ensuite à RTE, lors d'enquêtes annuelles, leurs prévisions de soutirage pour plusieurs points horaires des six années à venir. Ces données sont complétées par des hypothèses sur le soutirage des consommateurs directement raccordés sur le réseau de transport. Les ingénieurs de RTE chargés des prévisions de consommation rendent ces données cohérentes avec les enveloppes régionales précédemment établies.

Ensuite, ces prévisions pluriannuelles établies pour chaque point de soutirage sur le réseau sont consolidées par l'utilisation d'un logiciel qui élabore des projections tendanciennes à court et moyen terme.

Enfin, d'autres méthodes, basées sur des approches sectorielles de consommation en énergie, reprenant la démarche retenue pour les prévisions nationales, peuvent être spécifiquement déclinées pour une zone de consommation donnée (à la maille départementale, par exemple), et permettent d'affiner les prévisions établies par le gestionnaire de réseau. Ces travaux nécessitent une connaissance détaillée des modes locaux d'utilisation de l'électricité, des perspectives à moyen / long terme du contexte socio-économique (nouveaux bassins d'emploi, installation de clients industriels...) ou des actions volontaristes de maîtrise de la demande.

Pour cette raison, ils s'insèrent dans une démarche de concertation locale, et s'appuient sur diverses sources d'information officielles (Insee, Dideme, ministère du Logement, académies...). Ces approches permettent de refléter de façon aussi fidèle que possible le poids des différents secteurs dans l'économie locale, ainsi que les perspectives d'évolution de chacun de ces secteurs : elles peuvent donc conduire à des prévisions d'évolution de la consommation par secteur, qui peuvent s'écarter des prévisions agrégées au niveau national de manière parfois très significative.



3.2 HYPOTHÈSES CONCERNANT LA PRODUCTION

3.2.1 Le parc de production aujourd'hui

La carte de la page 16 indique les principales unités de production raccordées au réseau de transport, en distinguant l'énergie nucléaire, thermique à flamme et hydraulique.

Les puissances installées par type de production sont indiquées dans le tableau suivant :

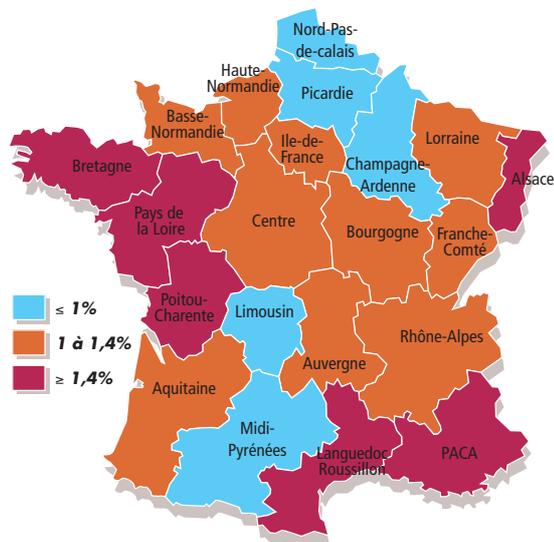
Puissance installée (GW)	Nucléaire	Thermique classique	Hydraulique	Total
	63,4	27,6	25,4	116,4

La comparaison directe entre la puissance installée et la demande intérieure fait apparaître une marge importante. Cette situation d'apparente surcapacité est globalement confirmée par le constat d'un solde exportateur en énergie annuelle. Mais la puissance installée doit être distinguée, d'une part de la puissance disponible (les indisponibilités pouvant résulter d'incidents affectant les installations, de travaux de maintenance ou de rechargements en combustible), et d'autre part de la puissance garantie, évaluée en déduisant de la puissance disponible les volumes de réserves nécessaires à la garantie de la sûreté de l'équilibre entre offre et demande en exploitation (prise en compte des aléas sur la consommation ou les moyens de production), et la part aléatoire de la production de certaines filières (irrégularité des apports en eau, du vent...)¹⁴. Ainsi, la puissance garantie représente seulement 75 % environ de la puissance installée.

3.2.2 Évolution du parc de production

Des incertitudes liées à la libéralisation du marché

La directive européenne 96/92/CE (cf. [8] page 44) (qui a initié l'ouverture du marché de l'électricité et dont les dispositions ont été poursuivies par la directive 2003/54/CE), transposée par la loi du 10 février 2000, établit des règles communes concernant le marché intérieur de l'électricité. En particulier, les clients éligibles sont libres de conclure des contrats de fourniture d'électricité avec le producteur ou le fournisseur de leur choix¹⁵. Dans ce contexte de



La carte ci-dessus indique les fourchettes dans lesquelles s'inscrivent les taux de croissance des consommations en énergie des différentes régions de la France continentale, pour les premières années de l'exercice (d'ici à 2005–2006)¹³:

Les régions du nord de la France (Nord-Pas-de-Calais, Picardie, Champagne-Ardenne) connaissent un taux de croissance relativement faible (inférieur à 1 %) par rapport à la moyenne nationale, tous secteurs confondus.

En Midi-Pyrénées, le ralentissement de la croissance est lié à l'arrêt de sites industriels gros consommateurs (sidérurgie). La tendance inverse est observée dans certaines régions du Sud ou de l'Ouest (Languedoc-Roussillon, Paca, Bretagne, Pays de la Loire, Poitou-Charentes), où la croissance, tirée essentiellement par les secteurs résidentiels et tertiaires, est intimement liée aux évolutions de la démographie.

De même, l'Alsace devrait connaître une croissance soutenue, en particulier dans le secteur résidentiel, grâce à l'arrivée d'importants projets industriels localisés dans la région de Strasbourg.

La résultante des taux de croissance de chaque région administrative, compte tenu de leur poids dans la consommation nationale, s'inscrit dans le cadre de cohérence global fixé au niveau national par le Bilan prévisionnel, et est de l'ordre de 1,3 % pour les prochaines années.

¹³ Pour des horizons plus lointains, les taux de croissances régionaux marquent une inflexion à la baisse, à l'instar des projections du Bilan prévisionnel.

¹⁴ Ce volume de réserves (constitution des « services Système ») est de l'ordre de 5,2 GW en hiver.

¹⁵ Début 2003, le marché français s'ouvre à la concurrence à hauteur de 37 % avec la baisse du seuil d'éligibilité de 16 à 7 GWh. Au 1^{er} juillet 2004, trois millions de clients professionnels deviennent à leur tour éligibles, ce qui représente les deux tiers de la consommation française d'électricité, soit 300 TWh.

Principales productions installées



découplage entre transport et production d'électricité, le rôle du gestionnaire du réseau de transport est d'assurer le raccordement et l'accès au réseau public de transport, dans des conditions non discriminatoires, moyennant un tarif qui reflète les coûts de ce réseau. Les programmes d'appel et d'approvisionnement sont soumis au gestionnaire de réseau, qui doit s'assurer de leur cohérence avec ses prévisions de consommation, avant leur mise en œuvre. Dans ce cadre, il peut être amené à modifier ces programmes d'appel pour assurer la sécurité et la sûreté du réseau.

L'évolution de la consistance et de la gestion du parc de production français dépend aujourd'hui des décisions stratégiques prises par chacun des producteurs, selon une logique qui leur est propre et qui dépend du marché, tout en tenant compte des orientations de la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). Les décisions d'investissement sont fondées sur des critères de rentabilité économique, et visent à minimiser le risque des investisseurs et des exploitants. De même, les programmes d'appel des unités de production sont désormais basés



sur des coûts de marché difficilement prévisibles et soumis à une forte volatilité : le choix du mode d'approvisionnement des clients par les producteurs est pour partie dicté par les opportunités fournies par la bourse de l'électricité⁽¹⁶⁾, mais également par les différentiels de prix entre bourses européennes. Pour cette raison, il est difficile de développer une vision de long terme de l'impact du comportement des producteurs sur la production intérieure et le niveau des échanges transfrontaliers⁽¹⁷⁾.

Un autre facteur d'incertitude, dû à la séparation entre production d'électricité et gestion du réseau de transport, est lié au fait que les producteurs ne sont pas tenus d'informer le gestionnaire de réseau de toutes leurs décisions susceptibles d'avoir un impact sur le fonctionnement du système. Ainsi, les décisions de déclassement ou de mise en service de nouvelles unités peuvent n'être portées à la connaissance du gestionnaire de réseau que très tardivement, alors que les renforcements de réseau qui en résultent nécessitent une anticipation plus importante.

Le Schéma de développement, via son processus de concertation sur les hypothèses, contribue à réduire ces incertitudes, mais ne peut être un instrument suffisant pour garantir une parfaite adéquation entre le réseau de transport et les besoins des utilisateurs. Il est nécessaire que les producteurs informent RTE dès que possible de leurs intentions en matière d'évolution de leur parc, pour qu'il puisse les intégrer sans délai dans ses études de développement.

Enfin, l'apparition massive de production décentralisée est de nature à complexifier l'exploitation du système électrique. En effet, certaines unités de production (cogénérations ou centrales éoliennes, par exemple), sont pilotées selon des caractéristiques inhérentes au type de production, et non en fonction des besoins du système électrique national. Elles sont par ailleurs soumises à des aléas (force du vent) qui complexifient l'exploitation et la planification du réseau.

Un enjeu : la prise en compte de l'environnement

La France, pays signataire du protocole de Kyoto, s'est engagée à stabiliser ses émissions de gaz à effet de serre.

Au niveau européen, de récentes directives, adoptées par tous les pays membres de l'Union, fixent des orientations concernant l'évolution de la production

d'électricité pour une prise en compte rationnelle de l'environnement.

La directive 2001/77/CE (cf. [9] page 44), visant à promouvoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, fixe des objectifs indicatifs nationaux compatibles avec un objectif de 22 % de la consommation totale d'électricité au sein de la Communauté, produite par des énergies renouvelables à l'horizon 2010. Pour la France, cet objectif se traduit par une valeur de référence de 21 % de la consommation intérieure en 2010.

Plus récemment, l'arrêté du 7 mars 2003, relatif à la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), détermine les objectifs de développement du parc électrique d'ici à 2007, par technique de production et par type de source d'énergie primaire (renouvelable ou non). L'arrêté prévoit notamment le recours à des appels d'offres pour développer des filières ou des techniques dont le développement est inférieur aux objectifs fixés, ou pour assurer l'équilibre offre – demande du système électrique français.

Ainsi, il prévoit de développer en France, d'ici à 2007, entre 2 000 et 6 000 MW de puissance installée en technique éolienne, dont 500 à 1 500 MW de centrales éoliennes en mer.

Les directives européennes 2001/80/CE (cf. [10] page 44) et 2001/81/CE (cf. [11] page 44), visant à limiter l'émission de polluants atmosphériques, pourraient quant à elles contribuer à des décisions de retrait d'exploitation pour les équipements de production thermique classique les plus anciens dès les prochaines années, ou au moins à imposer à ces centrales une durée d'utilisation très réduite.

Hypothèses concernant le volume et la localisation de la production

La Programmation pluriannuelle des investissements de production fixe des orientations en matière de développement de production par type d'énergie. Dans son processus d'élaboration, quelques zones ont été mises en évidence, dont la desserte par le réseau public de transport d'électricité et le parc de production actuel ne suffisent pas à garantir complètement la sécurité d'approvisionnement (notamment dans les péninsules électriques).

Dans le cadre de l'élaboration du Schéma de développement, l'option retenue consiste à définir un scénario de référence qui tienne compte des informations les

16 La bourse française de l'électricité, Powernext, est l'outil de négociation à la disposition des opérateurs européens du trading de l'électricité. Powernext offre à la négociation des contrats horaires standardisés portant sur la livraison d'électricité le lendemain sur le hub français, la livraison physique de l'électricité étant placée sous la responsabilité de RTE.

17 Une méthodologie de prévisions des échanges transfrontaliers a toutefois été développée par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel. Elle repose sur une modélisation simplifiée du jeu du marché, basé sur une prévision des fondamentaux de prix dans différents pays d'Europe.

plus fiables en matière de consistance du parc de production. Néanmoins, lorsque cela se justifie, des variantes sont étudiées pour évaluer l'impact de la présence ou de l'absence d'une unité de production donnée.

Production nucléaire

On considère que la durée de vie minimale des centrales nucléaires est de quarante ans : le parc de production nucléaire est donc stable à l'horizon d'étude du Schéma de développement. Compte tenu des incertitudes liées à sa localisation au moment de l'étude, le Schéma de développement ne prend pas en compte, par ailleurs, l'impact sur le réseau d'un futur réacteur nucléaire EPR.

Thermique classique

En l'absence d'informations fiables, le parc thermique classique est considéré comme constant sur toute la période d'étude, à l'exception du déclassement des centrales de Champagne-sur-Oise et de Montereau en 2004, et Vaires-sur-Marne en 2005, ainsi que du raccordement des cycles combinés au gaz de Dunkerque, d'une puissance de l'ordre de 800 MW.

Groupes de grosses productions hydrauliques

Aucune évolution significative du parc de production hydraulique raccordé au réseau de RTE n'est retenue à l'horizon considéré.

Énergies renouvelables

Concernant les sources d'énergie renouvelables, seule la production d'électricité d'origine éolienne connaît un développement significatif. En effet, les possibilités d'implantation de cogénération économiquement jus-

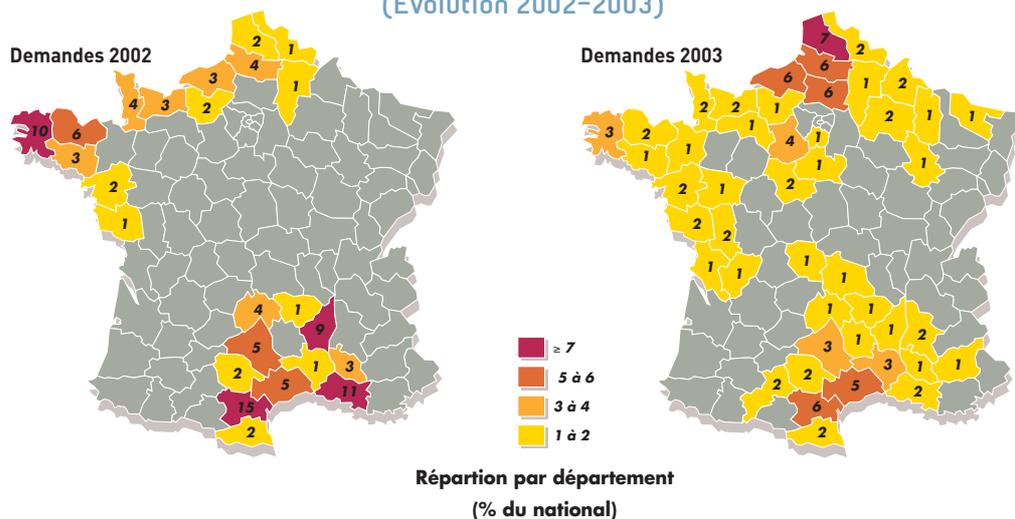
tifiées sont aujourd'hui quasiment saturées (les besoins ayant été comblés ces dernières années pour les installations les plus importantes grâce au mécanisme d'obligation d'achat), et l'évolution du prix du gaz rend également ce type de filière moins attractif. L'installation des quelques unités est toutefois prise en compte localement dans certaines régions. Quant aux autres types de production (biomasse, photovoltaïque, déchets ménagers...), le volume de projets prévus par l'arrêté PPI n'est pas de nature à influencer le développement du réseau de façon significative.

Le Schéma de développement retient une hypothèse de développement de la production d'origine éolienne au niveau national de l'ordre de 6 000 MW en 2007, qui correspond à la fourchette haute de l'arrêté PPI.

Ce volume global est à comparer au volume de demandes de raccordement formulées par les producteurs aux gestionnaires du réseau de transport et de distribution, qui s'élevait à environ 12 000 MW au total début 2003. Dans la mesure où la concrétisation des demandes de raccordement des productions éoliennes est suspendue à l'obtention par les producteurs des autorisations administratives nécessaires à leur implantation, il semble établi que seule une fraction des demandes actuelles aboutira à l'installation effective d'une production. Qui plus est, le volume et la localisation de ces demandes varient considérablement d'une année sur l'autre. La consistance des files d'attente, qui permettent de gérer les demandes de raccordement des producteurs éoliens sur une zone donnée, est soumise à une forte volatilité. Les cartes ci-dessous indiquent le pourcentage par département du volume national de parcs d'éoliennes sur terre reflété par les files d'attente⁽¹⁸⁾, telles qu'elles étaient constituées début 2002 et début 2003.

18 Les demandes de raccordement des producteurs éoliens sont examinées par RTE dans leur ordre d'arrivée.

Demandes de raccordement de producteurs éoliens (Évolution 2002-2003)





D'une année sur l'autre, on constate une diffusion des demandes sur tout le territoire. Par exemple, le poids de la région Bretagne dans les demandes de raccordement enregistrées début 2002 s'élevait à 19 % ; un an plus tard, il tombait à 7 %. Parallèlement, des régions qui n'avaient enregistré aucune demande de raccordement début 2002 — comme Champagne-Ardenne — représentaient un pourcentage significatif début 2003 (5 % pour Champagne-Ardenne) de la totalité des demandes au niveau national.

Au niveau régional, en l'absence d'informations fermes concernant l'implantation de ces nouvelles unités, les modalités de prise en compte de nouvelles fermes éoliennes varient en fonction de l'appréhension de la problématique du développement de la production décentralisée par les acteurs représentés dans les instances de concertation. Dans certaines régions (Nord-Pas-de-Calais, Picardie, Rhône-Alpes, Auvergne), le volume national fixé par l'arrêté PPI est décliné au prorata des demandes de raccordement de producteurs éoliens répertoriées dans les files d'attente disponibles au cours du premier trimestre 2003. Dans d'autres, la totalité des demandes est prise en compte (régions de l'est et de l'ouest de la France), ou seule la capacité d'accueil est examinée (Languedoc-Roussillon). Dans tous les cas, la cohérence avec les Schémas de services collectifs élaborés au niveau régional est recherchée.

Les éventuelles contraintes engendrées par le raccordement de ces productions directement liées à leur localisation et leur puissance, devront être réactualisées dans les exercices futurs du Schéma de développement.

3.3 HYPOTHÈSES CONCERNANT LES ÉCHANGES EN EUROPE

Les échanges d'énergie entre les pays d'Europe répondent à une double finalité. D'une part, ils permettent le secours mutuel au sein de l'Europe, lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production, en faisant appel instantanément aux producteurs et transporteurs des pays voisins. Les interconnexions sont donc prioritairement utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité. D'autre part, ils contribuent

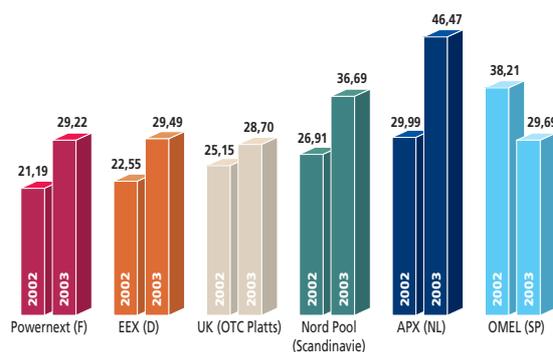
au bon fonctionnement du marché concurrentiel, en permettant à un client d'acheter son énergie à un fournisseur d'électricité situé dans un autre pays de l'Union européenne.

L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en Europe a un impact sur la circulation des flux d'énergie sur le réseau : de nouvelles opportunités d'échanges peuvent conduire les producteurs européens à utiliser différemment leur parc de production, et RTE voit s'exprimer de nouveaux besoins, difficilement prévisibles, en termes de mouvements d'énergie entre la France et ses voisins, mais aussi entre pays tiers *via* le réseau français.

Le niveau des échanges dépend essentiellement des différentiels de prix au sein du marché européen de l'électricité. Ainsi, l'année 2003, marquée par des conditions climatiques exceptionnelles (grand froid en hiver, sécheresse et canicule en été), a vu le différentiel France – Grande-Bretagne et France – Espagne évoluer vers une plus grande attractivité des marchés ibérique et anglais ; d'où une baisse des flux exportés vers ces deux pays. Le solde net exportateur des échanges avec l'étranger a atteint 66 TWh en 2003, ce qui représente une baisse de 14 % par rapport aux valeurs atteintes en 2002.

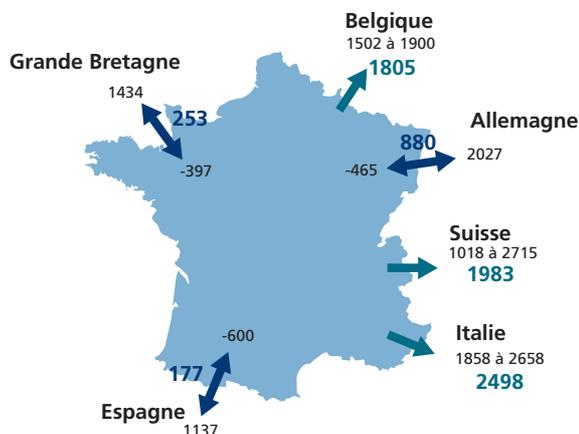
Le graphe ci-dessous indique l'évolution du prix moyen des bourses européennes constaté en 2002 et 2003.

Prix des bourses européennes (€/MWh)



Pour une direction géographique donnée, le volume, voire le sens des échanges est sujet à une forte variabilité, comme l'illustre la carte page 20 : on indique les puissances échangées en mégawatts, en moyenne, sur les jours ouvrables du mois de janvier 2003, ainsi que la dispersion de ces puissances autour de cette valeur moyenne sur cette même période.

Variabilité des puissances commerciales échangées Jours ouvrables janvier 2003



19 Cet objectif de 10 %, fixé en mars 2002 au sommet européen de Barcelone, correspond au rapport entre la capacité totale d'interconnexion du pays et la capacité de production installée.

Les valeurs des échanges dans chaque direction géographique correspondent aux échanges commerciaux, c'est-à-dire aux contrats liant des producteurs et des consommateurs de part et d'autre de la frontière. Les valeurs affichées par pays ne reflètent cependant pas les flux physiques observés sur chacune des lignes transfrontalières : le réseau de transport européen étant interconnecté, les flux d'énergie se répartissent en fonction des caractéristiques physiques des différents ouvrages et des équilibres entre l'offre et la demande de chaque pays. Par ailleurs, la France constitue un point de passage pour des échanges commerciaux entre pays tiers.

Concernant l'évolution des échanges pour la décennie à venir, on identifie, à partir du fonctionnement d'aujourd'hui, la compétitivité du parc français par rapport au parc européen en fonction de son degré de sollicitation en France. On en déduit des hypothèses d'échanges pour les différentes périodes de l'année et aux échéances considérées.

Le Bilan prévisionnel prévoit ainsi une érosion du solde exportateur à long terme, plus ou moins rapide selon le rythme de développement de la consommation et de la production décentralisée en France, notamment d'origine éolienne. On prévoit, par ailleurs, une tendance à l'accroissement des importations depuis la Grande-Bretagne et l'Espagne, et vraisemblablement une augmentation des exportations vers l'Europe du Nord. Notons que la diminution du solde des échanges ne correspond pas nécessairement à la baisse du volume des puissances échangées, mais à une sollicitation plus équilibrée des interconnexions entre importations et exportations.

Sur le plan des puissances transitées, le réseau d'interconnexion peut constituer un frein à la fluidité du marché européen : le jeu du marché peut conduire à des volumes d'échanges supérieurs aux capacités de transport disponibles. Pour faire face à ces situations, RTE peut soit limiter l'accès au réseau, soit réaliser un réaménagement des programmes de production qui se répercute sur les coûts du transport.

La Commission européenne souhaite que les congestions aux frontières soient résorbées, et a fixé un objectif d'interconnexion électrique entre les États au moins équivalent à 10 % de la capacité de production de chaque État-membre⁽¹⁹⁾.

3.4 CONCERTATION SUR LES HYPOTHÈSES

Les travaux engagés au sein des instances régionales mises en place dans le cadre de la réalisation des volets régionaux du Schéma de développement ont permis de construire, sur la base d'une concertation la plus large possible, un corps d'hypothèses reflétant les spécificités locales.

Les évolutions de la demande à l'échelle locale ont été élaborées par l'examen détaillé des réalisations des consommations énergétiques et de leur répartition sectorielle, en fonction des perspectives de développement socio-économique établies par les acteurs concernés, et en cohérence avec le cadre de référence fixé par le Bilan prévisionnel au niveau national.

Les perspectives de développement de la production par filière ont été élaborées au sein des instances de concertation en croisant les tendances définies dans les Schémas de services collectifs de l'énergie, précédemment établis avec les demandes de raccordement recueillies par RTE et les distributeurs, dans le respect des objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle des investissements de production.

Par ailleurs, certaines régions ont choisi d'examiner différents scénarios contrastés d'évolution de la consommation au niveau local (impact de grands projets industriels), de la production (développement de la filière éolienne) ou des échanges, permettant aux diverses sensibilités de s'exprimer au cours de la concertation, et de balayer un large spectre d'hypothèses.



4

Les différents types de contraintes

4.1 TYPOLOGIE

Une « zone de fragilité électrique » correspond à un ensemble de points du réseau où l'on identifie, à plus ou moins long terme, une contrainte induisant un risque de non-respect d'un ou plusieurs objectifs assignés au réseau, tels qu'ils ont été exposés au chapitre 2.2.1. On considère dans cet exercice uniquement les contraintes du réseau dont la résorption implique des travaux importants, soumis aux arbitrages de la collectivité.

Ces contraintes ont été groupées en cinq catégories :

- la sécurité d'alimentation des clients et / ou la sécurisation de l'alimentation d'une ville ou d'une poche de consommation ;
- le raccordement de nouveaux clients au réseau RTE ;
- la performance technique et économique du système électrique ;
- le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine ;
- la sécurisation mécanique des ouvrages pour faire face aux événements climatiques extrêmes.

4.1.1 La sécurité d'alimentation

Ce type de contrainte regroupe les zones sujettes à des risques de dégradation de la qualité de fourniture (coupures de la clientèle ou chutes de tension), liés à une trop faible capacité du réseau existant, en particulier en cas d'incidents survenant sur des ouvrages.

4.1.2 Le raccordement des clients

Il s'agit des besoins d'adaptation du réseau pour le raccordement au réseau de transport d'un client (consommateur ou producteur), qu'il s'agisse d'un nouveau raccordement ou d'un renforcement de raccordement existant. Les besoins relatifs aux raccordements des postes sources, qui correspondent à un besoin de développement des réseaux de distribution, figurent également dans cette catégorie.

Ce besoin d'adaptation du réseau concerne :

- le raccordement physique du client : nécessité de créer des liaisons pour raccorder le client (suivant sa situation géographique) au réseau public de transport ;
- l'impact de ce raccordement sur le réseau public de transport. En effet, il peut être nécessaire de renforcer le réseau en amont pour alimenter un client consommateur ou évacuer la production d'un client producteur.

4.1.3 La performance technique et économique du système

Ce type de contrainte est lié à une inadéquation du réseau face aux besoins de fluidité du marché de l'électricité. Dans le cas où des ouvrages ne peuvent supporter les flux d'énergie qui découlent des programmes d'appel fournis par les producteurs, RTE est amené à demander des modifications de ces programmes d'appel, ou la limitation des échanges commerciaux dans une direction donnée. Le surcoût d'exploitation résultant de la « désoptimisation » du programme de production initial est supporté *in fine* par l'ensemble des utilisateurs.

4.1.4 Le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine

Ce type de contrainte concerne les ouvrages anciens pour lesquels se pose la question du renouvellement ou de travaux lourds de réhabilitation pour le maintien en exploitation, dans le respect des objectifs de sûreté de fonctionnement du système.

Le vieillissement de chaque ouvrage dépend essentiellement des choix techniques qui ont présidé à sa conception, et de son environnement : un ouvrage ancien n'est pas nécessairement obsolète. Les politiques techniques de maintenance et de renouvellement ont pour objectif de tirer le meilleur parti des infrastructures existantes, et le renouvellement

ne se décide pas sur un simple critère d'âge, mais en examinant de façon globale l'importance et la qualité du service rendu.

4.1.5 Robustesse face aux phénomènes climatiques extrêmes

Les événements climatiques survenus ces dix dernières années, et le retour d'expérience des tempêtes de 1999 ont conduit RTE à engager une politique de sécurisation des ouvrages du réseau de transport d'électricité, en considérant le nouvel arrêté technique du 17 mai 2001⁽²⁰⁾ (nouvelles normes de résistance mécanique aux conditions climatiques). Cette politique vise à garantir, lors d'événements climatiques exceptionnels, la sûreté de fonctionnement du système électrique et la continuité d'alimentation de la clientèle, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens.

Cette politique s'applique au patrimoine existant, et le Schéma de développement n'a pas vocation à présenter le détail des ouvrages concernés par les opérations de sécurisation prévues. Cependant, compte tenu de l'importance de ces dossiers, qui peuvent interférer localement avec les questions de développement de réseau, nous en présentons ici les axes majeurs.

La politique nationale de sécurisation mécanique du réseau se décline en deux volets :

- d'une part, les mesures de remise à niveau destinées à traiter à moyen terme les faiblesses du réseau identifiées lors des événements climatiques des années quatre-vingt-dix ;
- d'autre part, le déploiement du programme de sécurisation mécanique du réseau sur une quinzaine d'années.

4.1.5.1 Mesures de remises à niveau

Lors des événements climatiques des années quatre-vingt-dix, des faiblesses de composants ou d'ouvrages du réseau avaient été identifiées. Des travaux de mise à niveau avaient déjà été menés pour certains ouvrages. L'objectif est maintenant d'assurer la mise en œuvre des correctifs nécessaires sur l'ensemble du réseau existant.

De façon détaillée, ces mesures se déclinent selon les trois programmes suivants :

- le programme « Tranchées forestières », qui consiste en l'élargissement des tranchées forestières conformément aux directives internes, de façon à garantir

l'absence de contact électrique conducteurs / végétation, dans un cadre convenu d'hypothèses ;

- le programme « Pylônes faible marge », destiné à l'identification des pylônes utilisés à la limite de leur dimensionnement (compte tenu des conditions réglementaires prévalant à la date de construction) puis à leur renforcement par la pose d'éléments mécaniques supplémentaires ;
- le programme « Fondations à risque », destiné à l'identification et au renforcement des fondations présentant des performances de tenue insuffisantes.

4.1.5.2 Programme de sécurisation mécanique des ouvrages

Le programme de sécurisation mécanique des ouvrages vise à avoir un dimensionnement des ouvrages du réseau de transport d'électricité qui permette d'assurer le fonctionnement du système dans des conditions de sûreté suffisantes, et de garantir la reprise d'alimentation de façon à respecter les engagements suivants, une fois le déploiement de la politique finalisé :

- en cas d'événements similaires à ceux de décembre 1999, la quasi-totalité des postes reste alimentée ;
- au-delà, pour les tempêtes de force supérieure, la reprise de service doit être assurée en moins de cinq jours.

Pour ce faire, chaque poste du réseau de transport d'électricité devra être doté, à l'issue du déploiement de la politique, d'une alimentation mécaniquement sûre permettant de garantir la tenue de l'ouvrage dans les conditions climatiques nouvellement définites. Les liaisons concernées sont identifiées en tenant compte des perspectives d'évolution des ouvrages.

En premier lieu, des dispositifs anticascades sont mis en œuvre sur les ouvrages ou portions d'ouvrages identifiés. Ils visent à interposer à intervalles réguliers des supports dont la tenue mécanique permet de circonscrire le phénomène de ruine à un nombre limité de pylônes ; cela facilite la réalimentation rapide des clients, en évitant la ruine par entraînement d'un nombre élevé de supports d'un ouvrage, lors d'événements climatiques tels que givre ou tempête.

Dans un second temps, la sécurisation des ouvrages retenus est réalisée sur l'intégralité de leur longueur.

20 L'arrêté technique interministériel fixe les « conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique ».



Par ailleurs, des mesures sont adoptées en termes de dimensionnement des ouvrages du réseau de transport placés à proximité des zones d'habitations et des voies de communication importantes, afin de réduire les conséquences de tels événements climatiques exceptionnels sur la sécurité des personnes et des biens.

4.2 DÉTECTION DES CONTRAINTES : MÉTHODE

Différentes méthodes sont utilisées selon le type de contrainte.

On distingue en premier lieu les contraintes relatives au fonctionnement du réseau, c'est-à-dire au rôle de chaque ouvrage dans le système électrique. Ces contraintes sont généralement liées aux limitations des capacités thermiques des ouvrages, qui peuvent engendrer des risques de coupures sur la clientèle, entraver la fluidité du marché (par la limitation des échanges transfrontaliers ou par la désoptimisation des programmes d'appel), ou pénaliser l'arrivée d'un client producteur ou consommateur. Ces contraintes sont détectées par une méthode d'analyse par simulation numérique des situations pour lesquelles des risques potentiels sont identifiés.

Les autres contraintes sont liées à l'état du patrimoine, c'est-à-dire à l'adaptation aux nouvelles normes techniques ou aux effets du vieillissement du réseau. Elles concernent donc la problématique du maintien en conditions opérationnelles du patrimoine et de la sécurisation mécanique des ouvrages. Elles sont détectées par la connaissance approfondie, par le biais d'expertises, de chacun des équipements présents sur le réseau.

4.2.1 Simulation des situations à risque

L'analyse par simulation numérique de situations à risque permet d'anticiper les insuffisances du réseau sur la base des hypothèses de consommation et de production retenues à un horizon de temps donné. Un outil de calcul informatique modélise l'ensemble des clients (consommateurs et producteurs) et simule certains états du système électrique et en analyse l'incidence pour la clientèle, afin d'identifier les situations « à risque ».

L'analyse porte à la fois sur la fréquence des situations

et leur criticité pour la clientèle. Le croisement de ces deux paramètres permet de déterminer la gravité de la situation, qui traduit le degré de contrainte sur le réseau.

Situations étudiées

Une « situation » est caractérisée par :

- un état du système électrique, c'est-à-dire :
 - > un niveau de consommation et de production des clients, compte tenu de leurs variations journalières et annuelles, donc sur un palier horaire donné ;
 - > les capacités thermiques des ouvrages du réseau public de transport qui dépendent de la saison (les capacités des ouvrages sont plus faibles en été) ;
- un ensemble d'aléas affectant ce système :
 - > les aléas relatifs au niveau de consommation et de production (grand froid, forte ou faible hydraulité, présence de vent...);
 - > les incidents pouvant intervenir sur le réseau public de transport, soit sur aléa extérieur, soit sur défaillance d'un ouvrage.

La combinaison de ces aléas permet de construire un ensemble de situations, dont les plus critiques sont généralement les suivantes :

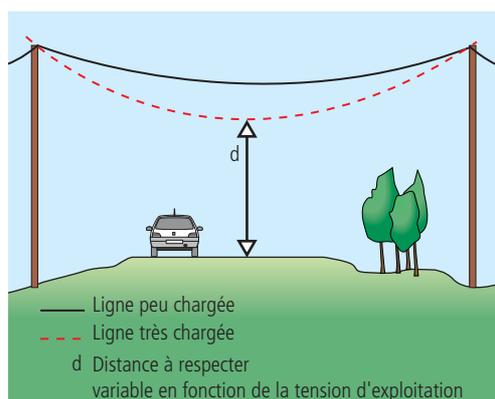
- pour la période d'hiver, où les consommations sont souvent les plus fortes, on étudie deux régimes de fonctionnement du réseau :
 - > le régime normal, ou « N », correspondant à une situation normale d'exploitation du réseau, c'est-à-dire où tous les éléments du réseau sont disponibles. Ce régime est étudié avec un niveau de consommation élevé (correspondant à une période de grand froid) ;
 - > le régime dégradé, ou « N-1 », correspondant à la perte d'un élément réseau (liaison ou transformateur) avec consommations normales. L'étude de cette situation est très importante, puisque celle-ci se présente non seulement en cas de panne, mais également lors des consignations d'ouvrages nécessaires pour travaux de maintenance ou de développement. De plus, c'est dans ce régime que les situations sont les plus contraignantes, la même puissance étant à transiter à travers un nombre plus réduit d'ouvrages ;
- pour la période d'intersaison (printemps et automne), où les consommations sont parfois

encore soutenues, alors que les capacités thermiques des ouvrages du réseau sont déjà réduites, on étudie :

- > le régime « N » avec consommations élevées (période de froid) ;
- > le régime « N-1 » avec consommations normales ;

- pour la période d'été, où les capacités thermiques des ouvrages du réseau sont minimales et où le niveau de consommation des industriels (ou le niveau de production de certains producteurs) peut être élevé, on étudie les régimes N et N-1 avec consommations normales

En régime normal (N) ou dégradé (N-1), les ouvrages du réseau doivent être capables de respecter les limites d'intensité admissible dans les conducteurs, induites par les contraintes d'échauffement de ceux-ci. Les limites thermiques des ouvrages dépendent du type de conducteur et du régime auquel ils sont soumis (N ou N-1⁽²¹⁾). En cas de dépassement de ces limitations, les ouvrages peuvent non seulement subir une détérioration des conducteurs, mais également induire des problèmes de sécurité dus au non-respect des distances minimales sous les ouvrages, du fait de l'allongement des conducteurs par échauffement. Ce phénomène est illustré par le dessin ci-dessous.



Évaluation de l'impact sur le réseau électrique

Les outils de simulation numérique permettent de quantifier la gravité des situations étudiées (fréquence de la situation et impact pour la clientèle). Notons que, suivant les régions, les points horaires où apparaissent les contraintes ne sont pas forcément homogènes (contraintes d'été liées à l'évacuation de l'hydraulique, couplées à une demande forte

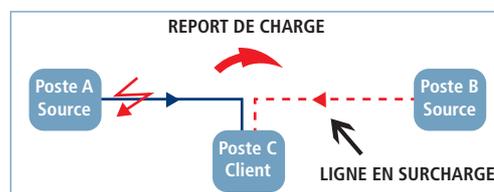
dans les régions du Sud, contraintes d'hiver liées à la pointe de la consommation ailleurs).

Les deux exemples ci-dessous illustrent la problématique des régimes « N-1 » et les conséquences en termes de contrainte qu'elle peut induire.

Exemple 1 : sécurité d'alimentation

Le schéma suivant décrit une portion du réseau où un poste client consommateur C est alimenté à partir de deux postes sources A et B.

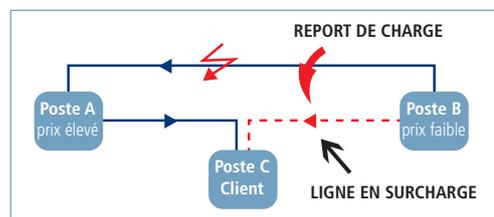
Dans le cas où un défaut survient sur l'ouvrage reliant le poste client au poste source A, l'ouvrage poste source B – client C peut entrer en surcharge, et il en résulte un risque de coupure du client.



Ce type de contrainte, lié à la sécurité d'alimentation, est caractéristique des réseaux de répartition, qui ne disposent généralement pas d'autre marge de manœuvre que la coupure de la clientèle pour résoudre la surcharge due à la perte d'un ouvrage. Le mode de détection de ces contraintes est généralement déterministe : les situations à risque correspondent à des points horaires particuliers (passage de la pointe d'hiver, par exemple) et des incidents bien identifiés. La criticité de la situation est liée à la fréquence de l'incident et au volume d'énergie non distribuée sur la période de temps considérée.

Exemple 2 : performance technique et économique du système

Sur le schéma ci-dessous, un poste client consommateur C est alimenté à partir de deux postes producteurs A et B. Dans le programme d'appel fourni à RTE, la production B correspond à une unité dont le prix de revient est faible ; elle est donc ici démarrée à son maximum. En revanche, la production A, plus chère, est démarrée à mi-capacité. Le client est donc alimenté *via* la boucle ABC en situation N.



21 les ouvrages sont capables de supporter un certain niveau de surcharge en N-1, mais pendant une durée limitée.



Si un défaut survient sur l'ouvrage reliant les postes A et B, l'ouvrage B-C entre en surcharge. Pour éviter la coupure, le gestionnaire de réseau peut modifier le programme d'appel initial, en demandant à B de diminuer sa production, afin de soulager l'axe B-C, et à A d'augmenter le niveau de production démarrée pour faire face à l'appel de consommation du poste client, et compenser la baisse de production de B. La désoptimisation du programme d'appel qui résulte de ces réaménagements est mise en œuvre de façon préventive, c'est-à-dire avant même que l'incident ne survienne, si celui-ci est identifié comme susceptible d'engendrer des surcharges. En effet, les délais nécessaires au démarrage des unités de production sont souvent supérieurs aux durées de surcharges admissibles sur les conducteurs.

Ce type de contrainte, lié à la performance technico-économique du système, est généralement détecté sur des structures de réseau suffisamment maillées, avec une forte présence de production modulable. Il est caractéristique du réseau de grand transport. Le mode de détection de ces contraintes est généralement probabiliste : un très grand nombre de configurations de disponibilité de la production est envisagé pour évaluer le volume d'énergie « redispachée » pendant la période considérée.

4.2.2 Analyse de la qualité de fourniture

La qualité de fourniture recouvre une large gamme de perturbations affectant l'onde électrique (creux de tension, harmoniques, flicker, taux de déséquilibre) ou sa continuité (coupures longues et brèves⁽²²⁾). Un certain nombre de contrats⁽²³⁾ définissent les engagements mutuels à respecter par RTE et ses clients en matière de qualité de fourniture.

L'état des lieux de la qualité de fourniture observée sur le réseau à la fin des années quatre-vingt a conduit EDF à engager, à partir de 1992, une politique volontariste d'amélioration de la qualité. Celle-ci a conduit à des niveaux de qualité aujourd'hui globalement satisfaisants sur tout le territoire. Ainsi, excepté certains « points noirs » qui subsistent dans ce domaine, la politique de RTE est de maintenir le niveau de qualité actuelle

À l'heure actuelle, les engagements de RTE en matière de coupures longues et brèves sont basés sur des moyennes constatées les années précédentes.

En cas de non-respect de ces engagements, des études ciblées sont conduites, et l'intérêt de procéder à un renforcement du réseau est examiné au cas par cas, en fonction de la rentabilité économique et de la sensibilité de la clientèle.

De ce fait, le Schéma de développement n'aborde pas de manière spécifique les aspects qualité de fourniture, excepté quelques points dûment identifiés dans les volets régionaux.

4.2.3 Expertise des ouvrages

Les contraintes liées à l'état du patrimoine sont identifiées grâce à la connaissance approfondie de chacun des ouvrages au plus près du terrain.

Concernant celles liées à la robustesse face aux événements climatiques extrêmes, la démarche d'ensemble a été exposée au chapitre 4.1.5.

S'agissant du maintien en conditions opérationnelles, compte tenu du nombre important d'ouvrages ayant atteint leur durée de vie « théorique » (voir chapitre 2.3.3), et donc susceptibles de faire l'objet d'actions de réhabilitation lourde ou de renouvellement, une réflexion globale sur la gestion du patrimoine du réseau est engagée à RTE depuis plusieurs années. Une méthode de hiérarchisation des ouvrages concernés a été mise au point, pour définir la priorité avec laquelle il convient de lancer des expertises approfondies et les études de solutions.

Ces priorités sont établies à la maille régionale en fonction de plusieurs critères, permettant de croiser :

- une vision patrimoniale : comportement technique de l'ouvrage, état des différents composants (usure, corrosion) ;
- une vision fonctionnelle : importance de l'ouvrage pour la qualité de fourniture et la sûreté de fonctionnement, enjeu de l'ouvrage à long terme.

Les ouvrages identifiés comme prioritaires font ensuite l'objet d'expertises qui permettent d'appréhender de façon détaillée l'état des composants de l'ouvrage, et de faire de premières propositions concernant les solutions possibles (réhabilitation, renouvellement), ainsi qu'un premier chiffrage.

Cette démarche d'expertise n'a pas encore été menée à son terme sur l'ensemble des ouvrages. Ainsi, le Schéma de développement ne présente pas une vision parfaitement exhaustive des contraintes de maintien en conditions opérationnelles du patrimoine.

22 COUPURES BRÈVES : interruptions de l'alimentation électrique comprises entre une seconde et trois minutes. On rencontre surtout ce type de coupures lorsque le réseau est capable d'éliminer lui-même le défaut et de reprendre automatiquement l'alimentation de la clientèle. La durée de la coupure correspond au temps de fonctionnement des protections d'élimination du défaut et des automatismes de reprise de service.

COUPURES LONGUES : interruptions de l'alimentation électrique supérieures à trois minutes. Elles correspondent souvent à des défauts longs sur un ouvrage du réseau de transport sans possibilité de reprise automatique de la clientèle par un quelconque secours. Des manœuvres, dont le délai est supérieur à trois minutes, sont nécessaires et se révèlent parfois suffisantes pour réalimenter la totalité de la clientèle.

23 Contrats Cart avec les clients industriels, contrats avec les gestionnaires de réseaux de distribution, ou avec les producteurs.

4.2.4 De la détection à la résolution des contraintes

La détection d'une contrainte à un horizon donné ne suffit pas à déclencher une décision de développement du réseau par RTE. Les décisions d'investissements prises par RTE sont fondées sur une analyse technico-économique, évaluée sur la durée, qui intègre une valorisation du service rendu par différentes stratégies de développement, et l'investissement à consentir pour mettre en œuvre cette stratégie.

Concernant les contraintes liées aux capacités thermiques des ouvrages⁽²⁴⁾, la première étape consiste à simuler les situations à risque, selon la méthodologie décrite au chapitre 4.2.1, dans la configuration initiale du réseau (sans renforcement), puis en supposant le réseau renforcé, en mettant en œuvre chacune des stratégies de développement susceptibles de résorber les contraintes identifiées (renforcement d'une liaison existante, nouvelle liaison, augmentation de la puissance de transformation...).

La deuxième étape consiste à valoriser les situations à risque, pendant toute la durée où le risque est présent, dans chaque configuration du réseau (avec et sans le renforcement). Des coûts sont en effet associés à chaque fois qu'intervient une coupure de la clientèle (énergie non distribuée) ou une désoptimisation du programme de production. Ces coûts sont liés respectivement au préjudice causé à la clientèle par une coupure, et au dédommagement des producteurs dont le programme de production a été perturbé du fait de la congestion. Des coûts sont également imputés au titre des pertes sur le réseau⁽²⁵⁾.

L'écart de valorisation obtenu avec et sans le renforcement correspond donc à l'économie engendrée par le nouvel ouvrage, en termes de coûts de congestion, d'énergie non distribuée et de pertes. La construction d'un indicateur de rentabilité, tenant compte du coût financier de l'ouvrage, permet

ensuite d'identifier la meilleure solution d'un point de vue technico-économique, parmi toutes les stratégies envisagées pour résorber la contrainte.

D'autres facteurs entrent également en ligne de compte (insertion environnementale, foisonnement avec d'autres politiques techniques) pour finalement faire émerger la solution électrique optimale qui sera proposée par RTE à la concertation.

Concernant les contraintes liées à l'état du patrimoine, l'arbitrage entre travaux de réhabilitation d'un ouvrage destinés à prolonger sa durée de vie, sa reconstruction, voire sa dépose, est examiné au cas par cas. Cette analyse intègre la problématique globale d'utilisation de l'ouvrage : rôle dans le réseau et accroissement de dépenses de maintenance.

Dans la recherche de stratégies de développement du réseau, les différents types de contraintes ne sont pas traités indépendamment, en particulier lorsque, dans une même zone, le réseau est insuffisamment développé et rencontre des problèmes de vétusté : les stratégies examinées doivent alors permettre d'optimiser les actions menées sur l'ensemble du patrimoine. Par exemple, le renouvellement d'un ouvrage peut à la fois répondre à des besoins de développement (augmentation de la consommation d'une zone), d'obsolescence (âge du réseau) et de sécurisation mécanique.

Rappelons enfin que le développement du réseau de transport contribue de manière non exclusive au respect de certains objectifs : des dispositifs de régulation des flux de puissance (transformateurs-déphaseurs), le développement de nouvelles capacités de production — en particulier décentralisée —, et la maîtrise de la demande dans une autre mesure, peuvent contribuer à soulager les congestions et à améliorer la sécurité d'approvisionnement. ■

24 Sécurité d'alimentation, performance technique et économique du système, raccordement des clients.

25 RTE achète en effet le volume de production équivalent aux pertes d'énergie sur le réseau de transport.



5

Exposé des contraintes du réseau à moyen / long terme

L'objectif de ce chapitre est de donner une vision d'ensemble des principales contraintes identifiées sur le territoire national, dans les volets régionaux du Schéma de développement établis en 2003. On n'expose ici que les plus significatives, le lecteur pouvant se reporter à l'annexe 2 pour une vision exhaustive de l'ensemble des contraintes à la maille de chaque région administrative.

Les contraintes ne se répartissent pas de façon homogène sur tout le territoire. Les régions sont confrontées à différentes contraintes selon la configuration du réseau (âge des ouvrages, densité), de la production (fort gisement de production éolienne : nord de la France ; région hydraulique : Sud et Rhône-Alpes) et de la demande (zone touristiques : sud de la France ; installations de zones d'activité : nord de la France ; proximité des frontières ; zones peu denses : Limousin).

Rappelons que le Schéma de développement fait état de la vision la plus probable des contraintes pressenties sur le réseau de transport d'électricité à moyen / long terme. Cette vision reste associée aux hypothèses relatives à l'évolution du contexte économique, industriel et énergétique, élaborées par les acteurs concernés au sein des Comités régionaux de concertation.

Certaines contraintes, généralement constatées aujourd'hui avec risques de délestage ou de modification du plan de production coûteuse pour la collectivité, ont déjà fait l'objet d'études approfondies par RTE et devraient être résolues dans un horizon de court / moyen terme, par un projet identifié actuellement en concertation ou en cours d'instruction réglementaire.

D'autres, anticipant généralement des faiblesses susceptibles d'apparaître d'ici à quelques années, font

actuellement l'objet d'études côté RTE : les exercices suivants du Schéma de développement permettront de suivre leur évolution, et éventuellement de présenter les projets destinés à les résorber.

5.1 SÉCURITÉ D'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

L'origine de ce type de contrainte et la façon dont elle est détectée sont respectivement décrites aux chapitres 4.1.1 et 4.2.1.

5.1.1 Des contraintes avérées levées par des projets à court terme

On présente dans ce paragraphe les principaux projets actuellement en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, la liste exhaustive des projets figurant dans l'annexe 2, par région administrative.

Alimentation du Sud-Est :

projet Boutre – Broc-Carros

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur importe largement son énergie, puisque la production locale ne couvre qu'un peu plus de la moitié de la consommation régionale.

La partie de la région Paca située au sud-est d'Avignon est alimentée par les lignes 400 et 225 kV Réaltor – Néoules – Broc-Carros et Sainte-Tulle – Lingostière. En cas de perte d'ouvrage de transport dans la région, le réseau ne peut alimenter toute la consommation, et du délestage est nécessaire (400 MW en 2003).

La création de la ligne 400 kV Boutre – Broc Carros et le renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon (réalisé en 2003) apportent une nouvelle capacité d'import vers le littoral, et permettent un « bouclage » 400 kV de l'est de la région Paca⁽²⁶⁾.

26 Ce projet permet en outre de mieux utiliser les capacités de production hydraulique de la vallée de la Durance et du Verdon.

27 Le projet permet aussi de résoudre les contraintes liées à l'évacuation de la production thermique de la zone (voir chapitre 5.2.2).

Alimentation de Strasbourg et du Bas-Rhin : projet Vigy – Marlenheim

La sécurité d'alimentation de l'agglomération de Strasbourg et du Bas-Rhin en Alsace est aujourd'hui menacée. L'ensemble de cette zone repose en effet sur le poste 400 kV de Marlenheim, qui n'est alimenté que par une ligne à deux circuits 400 kV : un incident sur cet ouvrage provoque des risques de coupures. Le projet d'axe double Vigy – Marlenheim permettra notamment de sécuriser la zone⁽²⁷⁾.

Alimentation du Lot

La région de Cahors (Midi-Pyrénées) est alimentée par trois axes 63 kV de capacités différentes. L'augmentation des consommations de la zone et des charges SNCF fragilise le réseau qui est déjà le siège de forts transits Nord-Est / Sud-Ouest liés à l'évacuation de la production hydraulique du Massif central. Le renforcement de l'axe nord existant Férouge – Cahors permettra de soulager la zone. Le projet a fait l'objet d'un débat public en 2003.

Alimentation de l'ouest de l'Île-de-France

La croissance des consommations de cette zone a conduit à fragiliser l'alimentation de la clientèle. Deux renforcements sont prévus en très haute tension :

- la création, d'ici à 2007, du poste 400 / 225 kV d'Yvelines, raccordé au poste d'Élancourt par une liaison 225 kV, devrait permettre de sécuriser l'alimentation de la clientèle des Yvelines, du sud des Hauts-de-Seine et du quart sud-ouest de Paris ;
- au nord-ouest de la première couronne, le projet de création de liaison souterraine 225 kV Nanterre – Nourotte permettra de rééquilibrer les charges entre les postes de la zone.

Alimentation du bassin annécien

Le bassin annécien (Rhône-Alpes) est alimenté en trois poches non sécurisées, à partir d'un réseau issu du réseau 400 kV national via les postes de transformation de Génissiat, de Cornier et d'Albertville. Par ailleurs, l'ensemble du réseau est d'ores et déjà saturé. La création d'un poste de transformation 400 / 63 kV (actuellement en cours de concertation) permettra de lever les difficultés d'alimentation de l'agglomération d'Annecy. Le projet comporte des étapes ultérieures qui permettront de lever les difficultés d'alimentation des zones situées à l'est d'Annecy.

Nord lyonnais

Le réseau nord de Lyon fonctionne d'ores et déjà à saturation et ne permet pas, en l'état, de faire face à l'accroissement des consommations industrielles et résidentielles dans cette zone. Le projet de création du poste 225 / 63 kV de Cailloux-sur-Fontaines résoudra cette contrainte.

Alimentation du Soissonnais

Le réseau 63 kV du Soissonnais connaît à court / moyen terme une redistribution des charges et des problèmes de qualité de fourniture. La création d'une liaison 225 kV et le renforcement de la transformation 225 / 63 kV, sont destinés à renforcer l'alimentation électrique de la zone.

Alimentation de la Vendée

Le réseau de transport est insuffisant pour bien alimenter la Vendée, où le dynamisme de certaines zones (côtières notamment), amènent le réseau haute tension en limite de capacité. Cette situation est aggravée par les forts transits interrégionaux, orientés du Poitou-Charentes vers la Bretagne. Un premier élément de réponse à l'alimentation de la Vendée sera apporté par le projet de création d'une nouvelle injection 225 / 90 kV à Val-de-Sèvres, couplée avec un renforcement du réseau 90 kV sur Pouzauges. Un transformateur-déphaseur, installé au poste de Granzay au départ vers Niort, permettra également de soulager les contraintes de la zone.

Zone de Saint-Nazaire – La Baule – Guérande

Afin d'assurer la sécurité d'alimentation électrique et la capacité de développement de la zone de Saint-Nazaire, de la Baule et de la presqu'île guérandaise — deuxième pôle de consommation derrière l'agglomération nantaise —, il est prévu de remplacer la ligne 63 kV Guersac – Pontchâteau par une ligne 225 kV.

Autres agglomérations

- **Agglomération de Caen** : de fortes contraintes, en situation normale et dégradée sur la transformation 225 / 90 kV du poste de la Dronnière, situé au sud de Caen, et sur les ouvrages 90 kV en sortie du poste entraînent des risques de coupures qui concernent toute la région caennaise. Pour y remédier, le projet consiste à renforcer la transformation et les lignes d'alimentation de l'agglomération.



- **Agglomération d'Amiens** : le réseau d'alimentation 90 kV arrivant à saturation, il a été décidé de basculer les charges sur le réseau 225 kV via le poste source d'Amargue et ses nouvelles alimentations 225 kV, plus aptes à les accueillir.

- **Agglomération de Montpellier** : la structure des réseaux de la zone de Montpellier entraîne, à moyen terme, des risques de surcharge, avec des conséquences en termes de coupures longues et brèves et de tenue de tension.

- **Agglomération de Mulhouse** : à moyen terme, on observe un dépassement des capacités de transits des ouvrages (lignes, transformateurs) alimentant le « pays du Sundgau », situé au sud de Mulhouse. La création du poste de transformation 225 / 63 kV d'Hirsingue, permettra de lever la majorité des contraintes dès 2006, en rapprochant la source d'énergie électrique des lieux de consommation.

5.1.2 Des contraintes qui appelleront des réaménagements du réseau à moyen terme

Avec les hypothèses élaborées aux niveaux national et régional, les simulations réalisées dans le cadre de cet exercice ont permis d'identifier d'autres contraintes : certaines sont moins critiques ou susceptibles d'apparaître à plus long terme. D'autres, au contraire, sont déjà constatées sur le réseau et devront être résolues à moyen terme. Pour ces contraintes, des études approfondies sont d'ores et déjà menées par RTE, afin d'identifier les meilleures stratégies pour les lever.

On présente ici les contraintes les plus significatives, et le lecteur pourra se reporter à l'annexe 2 pour une description exhaustive, par région administrative.

Alimentation de la Vendée

Le réseau de transport demeure insuffisant pour bien alimenter la Vendée, malgré les aménagements prévus (nouvelle injection 225 / 90 kV et renforcement du réseau 90 kV). Le fort potentiel d'énergie électrique arrivant au sud de Niort (Granzay), combiné au fort appel de la Loire-Atlantique et de la Bretagne sur le poste d'interconnexion et de transformation de Cordemais, sollicite le réseau de transport qui arrive en limite de capacité.

Alimentation de Dax

Les réseaux 63 et 225 kV de la région de Dax sont le

siège de très nombreuses contraintes qui rendent leur exploitation très délicate. À cela s'ajoutent un taux annuel très élevé d'accroissement de la consommation (3,6 % de 1996 à 2000, avec des prévisions de l'ordre de 3 % d'ici à 2005), et une sollicitation supplémentaire en cas d'exportations vers l'Espagne. La puissance mise en précarité est d'environ 250 MW en 2002.

Alimentation de Strasbourg

Une contrainte apparaît sur une des liaisons 225 kV d'alimentation du poste de Graffestaden à partir du poste 400 / 225 kV de Marlenheim, qui dessert une partie de la ville de Strasbourg et du nord de l'Alsace.

Alimentation de l'est de la région parisienne

Des contraintes très importantes risquent de survenir à très court terme sur plusieurs couloirs 225 kV de la zone, en particulier autour du poste 400 / 225 kV de Villevaudé, et dans le Val-de-Marne

Boucle 63 kV du nord des Ardennes

Des contraintes de transits apparaissent à moyen terme sur cette zone située entre les postes 225 / 63 kV de Chooz et Mohon. La situation, si elle est maîtrisée aujourd'hui, pourrait rapidement se dégrader en cas de croissance soutenue des consommations.

Autres agglomérations

- **Grenoble** : à moyen terme, les alimentations nord-ouest et nord-est à 225 kV de Grenoble s'avèrent insuffisantes pour alimenter la clientèle d'une part — en particulier en prévision de l'arrivée de clients industriels — et pour évacuer la production hydraulique d'autre part.

- **Agglomération de Perpignan** : l'augmentation sensible des consommations de la zone, qui attire beaucoup de nouveaux résidents, fragilise le réseau 63 kV desservant l'agglomération (en particulier au départ du poste 400 / 63 kV de Baixas).

- **Agglomération de Montpellier** : compte tenu de la structure des réseaux 63 kV et de la sensibilité des consommations de la zone montpelliéraine, des surcharges risquent d'apparaître à moyen terme dans différents cas de perte d'ouvrages 63 kV ou 225 kV, avec des conséquences en termes de coupures longues et brèves, et de tenue de la tension.

- **Agglomération de Dijon** : l'évolution naturelle

des charges sature à moyen terme la capacité de transformation des postes d'injection situés autour de Dijon. En dépit des travaux prévus à court terme (construction du câble Petit Bernard – Romelet), le réseau 63 kV ainsi que les transformations installées demeurent sous-dimensionnés.

- **Nancy** : L'organisation du réseau 63 kV issu des deux postes de transformation alimentant l'agglomération, conduira à une insuffisance de transformation. De plus, l'alimentation de la boucle *intra-muros* de Nancy arrivera à saturation.

- **Nice – Cannes – Grasse – Antibes** : cette grande zone urbaine du littoral méditerranéen est alimentée par des lignes 225 kV issues des postes de Broc-Carros et Biançon. À moyen terme, la perte d'une de ces lignes risque d'entraîner, à certaines périodes, le déclenchement automatique des ouvrages restants, et de conduire ainsi à la mise hors tension de toute la zone.

- **Avignon** : dès aujourd'hui, la perte d'une des lignes 225 kV alimentant une zone englobant l'agglomération d'Avignon et une partie du sud du Vaucluse et du nord des Bouches-du-Rhône entraîne, à certaines périodes, des surcharges sur les autres ouvrages, avec pour conséquences des coupures importantes (de l'ordre de 100 MW) de la clientèle.

5.2 RACCORDEMENT DES CLIENTS

La problématique du raccordement se pose différemment suivant la nature du client, qu'il soit producteur ou consommateur, industriel ou distributeur. Si l'arrivée d'un client entraîne nécessairement la réalisation des ouvrages permettant son raccordement sur le réseau de transport (liaisons et / ou poste de raccordement), il peut arriver que la nouvelle injection / soutirage engendre des contraintes sur le réseau de transport situé en amont du client, par saturation des ouvrages déjà présents et non dimensionnés pour l'accueillir.

On a choisi dans ce chapitre de distinguer :

- les raccordements des distributeurs, par la création de nouveaux postes sources, qui sont liés à une augmentation significative des consommations

d'une zone (correspondant généralement à l'installation de nouvelles zones d'activité, par exemple à proximité des agglomérations) ;

- les raccordements de clients identifiés : RFF, clients industriels, producteurs ;

- les raccordements des producteurs éoliens, dont la problématique est traitée dans sa globalité, dans la mesure où la forte volatilité des demandes ne permet pas de dresser un inventaire fiable des contraintes engendrées (voir chapitre 3.2.2). Un éclairage est toutefois donné sur les contraintes susceptibles d'apparaître sur le réseau amont.

NB : les besoins avérés de raccordement des clients ne sont connus qu'à court terme. Les contraintes observées à long terme ne peuvent résulter que d'hypothèses caractérisées par une forte volatilité (voir chapitre 3.2.2). Les contraintes présentées dans ce document reflètent l'ensemble des demandes de raccordement connues des gestionnaires de réseaux début 2003. Certains projets de raccordement sont susceptibles d'être modifiés ou abandonnés par les demandeurs ; d'autres peuvent s'ajouter à la liste.

5.2.1 Raccordements de postes sources

La création d'un poste source peut être nécessaire pour satisfaire les besoins de développement du réseau de distribution, lorsque sa capacité est insuffisante pour alimenter les consommations (création de zones d'activités, par exemple). Cette contrainte peut être résolue soit par un renforcement du réseau de distribution à partir des postes sources existants, soit par l'apport d'une nouvelle injection de puissance, c'est-à-dire par la création d'un nouveau poste source. L'arbitrage entre les deux types de solutions s'appuie sur une comparaison de leurs performances technico-économiques, vues du réseau de distribution, et compte tenu des coûts du raccordement du nouveau poste source.

Les cartes des pages suivantes indiquent les projets de création de postes sources en cours d'instruction réglementaire, et les contraintes identifiées sur les réseaux de distribution qui correspondent à une demande formulée par les distributeurs, pour laquelle une étude est en cours.



Postes sources en projet





5.2.2 Raccordements de clients identifiés RFF

Afin de développer un véritable réseau ferroviaire transeuropéen pour le fret et les voyageurs, et d'améliorer les temps de parcours entre agglomérations, de nouveaux projets de lignes à grande vitesse sont envisagés par RFF à moyen terme. Le développement de ces nouvelles lignes s'accompagne de la mise en service de points de soutirage (« sous-stations ») destinées à leur alimentation électrique.

Parmi ces projets, le TGV Est est destiné à relier direc-

tement Paris au centre des principales villes de l'Est de la France, d'ici à 2007. Cette ligne à grande vitesse sera raccordée au réseau de RTE — 400 ou 225 kV — par l'intermédiaire de cinq sous-stations réparties sur trois régions et situées aux points kilométriques 22, 88, 151, 212 et 270 : l'Île-de-France (poste 400 kV de Penchard en coupure sur la ligne 400 kV Plessis-Gassot – Chambray), la Champagne-Ardenne (postes 225 kV de Vézilly en coupure sur la ligne 225 kV Ormes – Soissons, et de Cuperly en double antenne depuis Vesles 225 kV), et la Lorraine (postes



de Moulon raccordé en antenne depuis Vandières 225 kV, et Trois Domaines, en coupure sur l'axe 225 kV Revigny – Vandières). La création de ces sous-stations nécessite, dans certains cas, des réaménagements du réseau ou un renforcement des transformations. Afin de respecter les échéances fixées par RFF pour la mise en service commerciale du TGV, les cinq sous-stations devraient être raccordées en 2005 (les cinq projets correspondants sont actuellement en cours d'instruction réglementaire).

D'autres projets envisagés par RFF à moyen terme font l'objet de demandes de raccordement des futures sous-stations :

- le projet de ligne à grande vitesse « Rhin-Rhône » qui devrait permettre de réaliser l'interconnexion européenne entre l'Europe du Nord et de l'Est et la Méditerranée. Deux sous-stations sont prévues en Franche-Comté (entre Montbéliard et Belfort et au nord de Besançon), et une sous-station en Bourgogne à l'est de Dijon ;
- le projet de ligne à grande vitesse « Languedoc-Roussillon » qui complète l'alimentation du bassin méditerranéen vers l'Espagne. Deux sous-projets sont envisagés : le contournement de Nîmes et de Montpellier, avec la création d'une sous-station à Montpellier et la ligne nouvelle Perpignan – Barcelone, avec le raccordement d'une sous-station au sud-ouest de Perpignan ;
- d'autres projets ferroviaires de RFF, comme la ligne à grande vitesse entre Lyon et Turin, n'ont pas été pris en compte dans ce premier Schéma de développement, compte tenu des incertitudes portant sur les puissances et les localisations des sous-stations.

Le raccordement d'autres sous-stations est prévu, dont certaines sont en cours d'instruction : en Bretagne (Château-Malo en 2005), Lorraine (Langley et Moyenmoutiers en 2004), Pays de la Loire (La Roche-sur-Yon en 2006). Des demandes ont été formulées en Aquitaine, Midi-Pyrénées, Champagne-Ardenne et Franche-Comté.

Clients industriels et nouvelles productions

Des projets de raccordement de clients consommateurs ou producteurs sont recensés dans les volets régionaux du Schéma de développement, et nécessitent la création de nouveaux ouvrages (lignes de raccordement ou création de postes), voire des renforcements du réseau amont.

Les projets de nouvelles productions concernent la centrale à cycle combiné au gaz de Dunkerque, des unités de cogénération (IGCC Normandie au Havre), d'incinération d'ordures ménagères (environs de Saint-Jean-de-Folleville, Syctom à Issy-les-Moulineaux) et de fermes éoliennes.

5.2.3 Raccordements de producteurs éoliens

Les récentes directives européennes visant à promouvoir les sources d'énergies renouvelables, et traduites en objectifs chiffrés dans l'arrêté concernant la Programmation pluriannuelle des investissements de production, ont conduit les pouvoirs publics à proposer des incitations financières qui suscitent un fort engouement de la part des futurs producteurs d'énergie d'origine éolienne. RTE et les gestionnaires de distribution reçoivent un grand nombre de demandes de raccordement pour lesquelles ils réalisent des études de réseau, afin d'évaluer la capacité d'accueil des sites les plus sollicités par les producteurs. Ces demandes sont le plus souvent localisées sur les sites les plus favorables du point de vue du potentiel éolien (zones de vent, topologie du terrain...), mais ces zones ne sont pas forcément celles qui engendrent le moins de difficultés d'évacuation pour le réseau de transport.

Comme on l'a vu au chapitre 3.2.2, les files d'attente qui reflètent les demandes de raccordement évoluent très rapidement : les producteurs formulent leurs demandes bien avant de recevoir les autorisations administratives nécessaires à leur implantation, les éventuelles contraintes engendrées par leur raccordement sur le réseau ne constituant qu'un des éléments de l'optimisation de leur projet.

La répartition des demandes de raccordement de production éolienne est aujourd'hui relativement diffuse sur tout le territoire : la quasi-totalité des régions administratives était concernée au premier semestre 2003. Trois zones principales se détachent cependant, reflétant les zones à fort potentiel éolien : une zone « Ouest », incluant la Bretagne et une partie des régions Basse-Normandie et Pays de la Loire ; une zone « Nord », incluant le Nord-Pas-de-Calais, la Haute-Normandie, l'Île-de-France, la Picardie et une partie de la région Centre ; et une zone « Sud » comprenant le Languedoc-Roussillon, l'Auvergne et Rhône-Alpes.

Pour un volume de production donné au niveau national, la présence de contraintes dépend directement de la diffusion des demandes sur le territoire. Des études menées récemment par RTE ont montré que la capacité d'accueil du réseau existant se monte à près de 7 000 MW au total, sous réserve que les projets soient placés sur des sites « favorables » du point de vue du réseau de transport : à l'exception de zones déjà contraintes par d'autres types de production, la capacité d'accueil est d'autant plus grande que la répartition des projets est uniforme sur le territoire. En revanche, l'hypothèse de 6 000 MW à l'horizon 2007, cohérente avec les objectifs fixés dans la PPI, et déclinée géographiquement selon la répartition reflétée dans les files d'attente, fait émerger des contraintes. Le lecteur pourra se reporter aux cartes régionales de l'annexe 2, qui font figurer les contraintes correspondant aux demandes formulées au premier trimestre 2003. Compte tenu de leur forte volatilité (voir chapitre 3.2.2), on ne présente ici que les zones où le réseau, déjà saturé, ne permet pas d'écouler une nouvelle production.

Sont concernées en premier lieu des zones à fort potentiel éolien, où le réseau est inadapté au développement de cette production, comme le Languedoc-Roussillon, où la production hydraulique est déjà très présente et sature d'ores et déjà le réseau de transport. Si un volume global sur la région de l'ordre de 1 000 MW (production terrestre et *offshore*) est raccordable sur le réseau régional, sous réserve d'une localisation adaptée, des contraintes apparaissent dans d'autres configurations de localisation (conflit d'évacuation avec l'hydraulique).

Ce type de contrainte est identifié dans d'autres régions, de façon plus localisée. Il s'agit du nord de la France, en particulier la frontière Pas-de-Calais – Picardie qui fait l'objet de très nombreuses demandes de raccordement, ou de l'Auvergne, où le réseau de transport d'électricité ne peut assurer en toutes circonstances l'évacuation de la production éolienne (en particulier dans le Cantal et la Haute-Loire).

Dans d'autres régions, certains ouvrages sont en limite de contrainte pour certaines configurations de l'implantation de projets particuliers, comme en Champagne-Ardenne.

Par ailleurs, si ce premier exercice ne met pas en évidence de contrainte sur le réseau des régions du Grand Ouest (Poitou-Charentes, Pays de la Loire, Bretagne, Centre), une accélération des demandes de

raccordement et la délivrance des premiers permis de construire par les préfets dans ces régions peut engendrer l'apparition de faiblesses du réseau pour évacuer cette production.

À l'inverse, certaines régions peuvent accueillir les demandes prises en compte sans engendrer de contraintes, le nombre de demandes enregistrées demeurant relativement faible à ce jour. Il s'agit d'une zone partant de l'est de la France (Lorraine, Franche-Comté, Alsace, Bourgogne) vers un grand quart sud-ouest (Limousin, Aquitaine). La Haute-Normandie est une région disposant également d'une forte capacité d'accueil de la production éolienne.

Une estimation plus détaillée des « zones de fragilité électrique » liées à l'implantation de production éolienne sera disponible dans les exercices suivants du Schéma de développement, à mesure que les demandes de raccordement auront été confirmées par les producteurs.

5.3 PERFORMANCE TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE DU SYSTÈME

La bonne marche du marché européen de l'électricité se caractérise d'une part par le respect des programmes d'appel des producteurs, et d'autre part par la fluidité des échanges d'électricité entre les pays. Or la limitation des capacités thermiques des ouvrages peut être un obstacle au bon fonctionnement du marché : le gestionnaire de réseau peut être amené, comme on l'a vu, à limiter les échanges dans certaines directions géographiques, ou à demander aux producteurs des réaménagements de leur production.

5.3.1 Difficultés d'évacuation de la production

Certaines zones sont sujettes dès aujourd'hui à des réaménagements de la production, liés le plus souvent à des conflits d'évacuation de la production de plusieurs groupes, que les limitations de capacité du réseau empêchent d'acheminer.

Il s'agit en premier lieu des zones où la production hydraulique est déjà très importante (moitié sud du pays) et où les contraintes sont parfois aggravées par l'arrivée éventuelle de production éolienne (voir chapitre 5.2.3).



En Aquitaine, la production locale est pénalisée. Il en est de même en Midi-Pyrénées, et certaines contraintes dans cette région et en Languedoc-Roussillon peuvent également influencer l'évacuation de la production hydraulique du Massif central, des Cévennes, voire la production thermique et hydraulique de la vallée du Rhône.

En Auvergne, en période de forte hydraulité, les axes 225 000 volts d'évacuation de cette production sont exploités à la limite de leur capacité.

En Rhône-Alpes, lorsque le réseau doit à la fois évacuer la production hydraulique et permettre les transits d'énergie interrégionaux, la situation est d'autant plus délicate, les lignes n'étant pas dimensionnées pour ce double usage (axes 225 kV de l'Ardèche et axes 225 kV de l'agglomération grenobloise).

Par ailleurs, la ligne 400 kV Chaffard – Grande-Île constitue un goulet d'étranglement dans la gestion du système électrique de la région : de très faible capacité, elle s'avère incapable d'alimenter les consommations industrielles ou pour alimenter les stations de pompage, et engendre des modifications des plans de production nucléaires et hydrauliques. Le projet Lyon – Chambéry (remplacement de la ligne 400 kV à un circuit Chaffard – Grande-Île par une liaison 400 kV à deux circuits) permettra de résorber ces difficultés.

En Paca, l'absence de « bouclage » du réseau 400 kV et la faible densité du réseau sous-jacent nécessite le démarrage de productions thermiques très coûteuses (et très polluantes) dans la région, et une désoptimisation de la production hydraulique. La création de l'axe 400 kV Boutre – Broc-Carros et le renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon permettent de créer une nouvelle capacité d'import vers le littoral, et de mieux utiliser les capacités de production hydraulique de la vallée de la Durance et du Verdon⁽²⁸⁾.

En Lorraine et en Alsace, l'évacuation de la production mosellane entraîne des congestions sur le réseau 225 kV entre Vigy et Saint-Avold, qui nécessitent un réaménagement de la production locale, notamment thermique et hydraulique. La création de la liaison 400 kV Vigy – Marlenheim résoudra cette difficulté. Par ailleurs, le poste de Sarrebourg n'est pas dimensionné pour permettre d'assurer un lien entre l'Alsace

et la Lorraine. La construction du poste de Sarrebourg Nord 225 kV, dans le cadre du projet Vigy – Marlenheim résoudra cette contrainte⁽²⁹⁾.

En Nord-Pas-de-Calais, le réseau à 400 kV d'évacuation de la centrale nucléaire de Gravelines, et alimentant la région lilloise, est bouclé dans la partie sud par un axe unique de faible capacité de transit : Argoeuves (Amiens) – Chevalet – Gavrelle (Arras) – Avelin (Lille). En transitant la puissance issue des centrales nucléaires normandes, la partie de cet axe comprise entre Argoeuves et Gavrelle joue un rôle prépondérant dans l'alimentation de l'agglomération d'Arras et du bassin minier, au travers du poste de Gavrelle.

En cas d'incident affectant ce réseau, l'axe Argoeuves – Chevalet – Gavrelle doit reprendre une partie de la charge électrique, et se trouve en saturation compte tenu de la demande de la région lilloise. En heure de pointe, ces incidents peuvent entraîner des surcharges avec risque d'écroulement en cascade conduisant à des coupures profondes de l'alimentation⁽³⁰⁾. Pour éviter les surcharges, des baisses de production de la centrale nucléaire de Gravelines sont nécessaires et compensées par le démarrage de productions locales d'origine fossile, plus coûteuses et plus polluantes. La reconstruction de cet axe permet de résorber ces contraintes

5.3.2 Pénalisation des échanges transfrontaliers

La France, interconnectée avec de nombreux pays, est naturellement exportatrice vers ses voisins, et constitue également le point de passage de transits internationaux : les lignes d'interconnexion sont sollicitées en permanence.

Plusieurs contraintes de ce type sont localisées au niveau des interconnexions avec les pays voisins : on distingue les plaques France – péninsule ibérique, Belgique – Allemagne – Pays-Bas, et France – Suisse – Italie. Dans sa volonté d'augmenter le taux d'interconnexion des pays membres de l'Union européenne la Commission européenne a identifié une liste de projets prioritaires⁽³¹⁾ dans sa décision n° 1229/2003/CE (cf. [12] page 44).

Ces projets sont caractérisés par leur contribution au renforcement de la sécurité d'approvisionnement et par leur impact significatif sur le fonctionnement concurrentiel du marché intérieur.

28 Ce projet permet également de sécuriser l'alimentation de la zone, en évitant le recours au délestage (voir chapitre 5.1.1).

29 Le poste de Sarrebourg Nord permettra en outre d'améliorer la qualité de fourniture dans la région de Sarrebourg.

30 Aux heures de faibles charges d'été ou d'intersaison, il peut être nécessaire pour la sécurité du système de modifier le plan de production local à moindre coût, en faisant fonctionner des groupes charbon ou fioul de la région, avec pour conséquences des surcoûts de production importants. À noter que les exportations vers la Belgique, en raison de l'appel de puissance vers le poste d'Avelin qu'elles occasionnent, constituent un amplificateur de contrainte.

31 Les projets prioritaires européens concernant le réseau de transport français, indiqués dans la décision du Parlement européen, sont les suivants : lignes Moulaine – Aubange, Avelin – Avelgem et Vigy – Marlenheim, augmentation de la capacité par le biais de l'interconnexion existante entre la France et l'Italie ; nouvelle interconnexion entre la France et l'Italie ; nouvelle interconnexion traversant les Pyrénées entre la France et l'Espagne ; nouvelles connexions dans le nord de la France, nouvelles connexions dans le sud-ouest de la France.

• **Plaque France – péninsule ibérique**

La France et l'Espagne ont exprimé une volonté commune d'augmenter leurs capacités d'échanges. L'objectif que les deux pays se sont fixé est l'atteinte d'une capacité de 2 800 MW en 2006, conditionnée par la mise en service de la liaison Baixas – Bescano prévue à cet horizon. Notons que la volonté exprimée par les pouvoirs publics est d'amener, à moyen terme, le niveau d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 4 000 MW ; ce qui nécessitera la construction d'une ligne supplémentaire.

• **Plaque France – Belgique – Allemagne – Pays-Bas**

Grâce à sa forte capacité de production, la France exporte largement vers le nord de l'Europe, alors que les Pays-Bas importent massivement leur énergie. Cette énergie, lorsqu'elle provient de la France, traverse la Belgique et l'Allemagne, en empruntant des axes d'interconnexion qui ne sont pas dimensionnés pour supporter ces flux. Le goulet d'étranglement observé à la frontière franco-allemande a été en partie soulagé, au cours de l'année 2002, par la mise en service du nouvel axe de forte capacité Vigy – Uchtelfangen (reliant Metz à Saarbrück). Les lignes 400 kV et 225 kV franchissant la frontière franco-belge, quant à elles, n'ont pas fait l'objet de développements récents et restent le maillon faible de cette plaque. Elles devraient cependant être soulagées en partie par le renforcement, à moyen terme, de la ligne d'interconnexion située entre Avelin (Lille) et Avelgem (pose d'un deuxième terne).

L'augmentation des échanges vers le nord de l'Europe conduit d'autres axes 225 kV transfrontaliers à être fortement sollicités, comme l'axe Chooz – Jamiolles, ainsi que la transformation 400 / 225 kV de Mazures qui alimente simultanément le réseau régional des Ardennes et le sud de la Belgique.

Par ailleurs, le réseau 225 kV demeure très fortement chargé dans le nord de la France (Holque – Guarbecque), où une forte production doit être évacuée (production nucléaire de Gravelines, thermique, doublées d'import éventuel depuis l'Angleterre).

À plus long terme, l'évolution des échanges avec le nord de l'Europe pourrait entraîner des contraintes sur le réseau 225 kV de Lille. À l'inverse, en cas d'échanges faibles sur l'interconnexion France – Belgique ou d'import vers la France, l'axe 225 kV Mastaing – Perizet pourrait entrer en contrainte.

• **Plaque France – Suisse – Italie**

L'interconnexion avec l'Italie est constituée des axes 400 kV Albertville – Rondissonne (ligne double terne) et la ligne Villarodin – Venaus, de faible capacité. Malgré l'installation d'un transformateur-déphaseur à La Praz en 2002, qui permet de réorganiser les flux et de mieux évacuer la production hydraulique de la Maurienne, la capacité totale des liaisons franco-italiennes limite les possibilités d'échanges transfrontaliers.

5.4 MAINTIEN EN CONDITIONS OPÉRATIONNELLES DU PATRIMOINE

Les décisions concernant le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine ne s'appuient pas — comme on l'a vu au chapitre 4.2.3 — sur un simple critère d'âge, mais sont fondées sur le croisement de visions patrimoniales et fonctionnelles qui découlent d'analyses approfondies des composants de l'ouvrage, de son rôle dans le réseau et de son insertion dans l'environnement. Les projets présentés dans ce chapitre résultent de ces analyses.

5.4.1 Des projets en cours d'instruction

La carte (page 37) indique les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire. Les régions les plus concernées sont situées dans une large moitié nord de la France, en particulier dans les régions de l'Est, du Nord et la région parisienne.

En Lorraine, en Franche-Comté et en Alsace, une partie du réseau 63 kV sera concerné à court / moyen terme par des travaux de reconstruction. Plusieurs ouvrages seront également déposés. Concernant la très haute tension, on notera la réhabilitation partielle des liaisons 225 kV Revigny – Vandières en Lorraine. En Champagne-Ardenne, le changement des conducteurs de la file 225 kV Crenoy – Rolampont – Pusy est également prévu.

L'Île-de-France est concernée par la vétusté de postes THT (reconstruction des postes de Villevaudé 400 kV et Ampère 225 kV), ou HT, en particulier dans une zone s'étalant au nord de la première couronne. Le réseau 63 kV du sud-est du Val-de-Marne sera réaménagé à moyen terme.

Au nord de la région parisienne (Picardie, Haute-Normandie et Nord-Pas-de-Calais), des actions de

reconstruction des ouvrages 90 kV et 63 kV (liaisons et postes) sont prévues à très court terme.

À noter enfin la réhabilitation de la ligne 225 kV Aube – Commerveil (Basse-Normandie), réalisée en 2003, la reconstruction en technique 225 kV de la liaison 150 kV Les Ancizes – Volvic (Auvergne), et le renouvellement de la liaison double terre Arlod – Génissiat (Rhône-Alpes).

Au total, ce sont plus de 500 kilomètres de liaisons haute tension (63 kV et 90 kV) et une douzaine de postes HT qui sont concernés.

5.4.2 Un diagnostic des besoins à poursuivre

De premières expertises ont permis à RTE d'identifier d'ores et déjà un certain nombre d'ouvrages (liaisons et postes) devant faire l'objet, à moyen terme, d'actions de maintien en conditions opérationnelles. Pour ces ouvrages, des analyses approfondies permettront, d'une part d'identifier les composants vétustes ou obsolètes, et d'autre part de mesurer leur enjeu pour le système électrique. À l'issue de ces études, la solution optimale pourra être envisagée (renouvellement, réhabilitation, voire dépose).

Ces études demandent une connaissance détaillée de l'état de chaque équipement composant l'ouvrage, qui s'acquiert grâce à des analyses approfondies menées sur le terrain. Toutes ces analyses n'ayant pas été menées à terme à ce jour, le Schéma de développement ne propose pas une liste exhaustive des contraintes. On expose ici les principales identifiées sur le réseau, et le lecteur pourra se reporter à l'annexe 2 pour une présentation détaillée des ouvrages concernés, tous niveaux de tension confondus.

Concernant la très haute tension, plusieurs ouvrages devront faire l'objet, à terme, d'actions de maintien en conditions opérationnelles : il s'agit essentiellement d'une partie du réseau 225 kV de la région Centre, du réseau 400 kV et 225 kV d'évacuation de la production hydraulique du Massif central, et d'une partie du réseau 225 kV du Haut-Rhin (dont l'âge des ouvrages est souvent supérieur à soixante ans). Concernant la haute tension, des travaux seront vraisemblablement à prévoir en Alsace, en Lorraine, en Picardie et dans le Nord-Pas-de-Calais. La région parisienne devra poursuivre les actions sur les postes 63 kV, ainsi que sur les postes 400 kV du Chesnoy et 225 kV de Villejust et Villevaudé.

Les exercices futurs du Schéma de développement permettront de préciser, une fois les résultats des expertises disponibles, les ouvrages devant faire l'objet d'actions de renouvellement ou de réhabilitation. Dans les dix ans à venir, on peut considérer que les expertises devront porter sur un gisement de près de 4 000 kilomètres de lignes aériennes, dont plus des trois quarts en haute tension.

5.5 LES CONTRAINTES SUR LE RÉSEAU DE GRAND TRANSPORT À 400 KV

Ce chapitre vise à donner une vision globale des contraintes du réseau de grand transport.

Il reprend les contraintes déjà signalées dans le chapitre précédent.

5.5.1 Quelques contraintes relatives à la sécurité d'alimentation

Les « péninsules électriques 400 kV » constituent les premières « zones de fragilité électrique », dès lors que le réseau 225 kV ne permet pas de — ou ne suffit plus à — garantir la continuité de fourniture : Alpes-Maritimes et bande côtière de Provence-Alpes-Côte d'Azur ; Strasbourg et Bas-Rhin⁽³²⁾. Ces contraintes doivent être levées à moyen terme avec la concrétisation des projets Boutre – Broc-Carros et Vigy – Marlenheim.

Le déficit de production en Bretagne fragilise également le réseau dans cette région, en y rendant plus délicate la tenue de la tension. Pour y faire face et éviter un incident de grande ampleur comme en 1987, les groupes de Cordemais sont aujourd'hui de plus en plus sollicités.

5.5.2 Des goulets d'étranglement sur le réseau coûteux pour la collectivité

En premier lieu, la trop faible capacité de certains axes peut limiter les échanges d'énergie entre les régions.

Ces « congestions » conduisent à diminuer la production de certains sites pour faire appel à d'autres groupes, plus chers et plus polluants : c'était le cas des axes de la basse vallée du Rhône — jusqu'à la mise en service des nouvelles lignes Tavel – Tricastin en 2002 —, ainsi qu'aujourd'hui les axes Lyon – Chambéry (ligne Chaffard – Grande-Île) et Amiens –

32 Jusqu'à l'horizon considéré, l'alimentation de la pointe Bretagne est garantie par le réseau 225 kV régional, avec la mise en service d'un transformateur-déphaseur au poste de Launay.



Arras (ligne Argoeuves – Chevalet – Gavrelle) dont le tronçon entre Chevalet et Gavrelle été mis en service en 2003, pour une reconstruction complète en 2004.

Les autres contraintes de ce type sont localisées au niveau des interconnexions avec les pays voisins. Elles constituent des goulets d'étranglement qui limitent la fluidité des échanges et freinent la mise en place d'un marché concurrentiel de l'électricité en Europe : l'augmentation des capacités d'échanges, avec l'Espagne notamment mais aussi vers la Belgique, est liée à la mise en service à moyen terme de nouvelles lignes d'interconnexion : le projet Baixas – Bescano permettra d'atteindre une capacité d'échange de 2 800 MW, et la pose du deuxième terme de la ligne Avelin – Avelgem permettra de soulager les contraintes qui pèsent sur les lignes d'interconnexion.

Des congestions peuvent également apparaître sur le réseau en amont des interconnexions, comme dans les Landes, pour atteindre 4 000 MW d'échanges avec l'Espagne ou sur le réseau de la région lilloise.

De fortes importations d'électricité de Grande-Bretagne vers le continent créent par ailleurs des congestions sur le réseau 400 kV — ainsi que sur les réseaux de tension inférieure — en Nord-Pas-de-Calais.

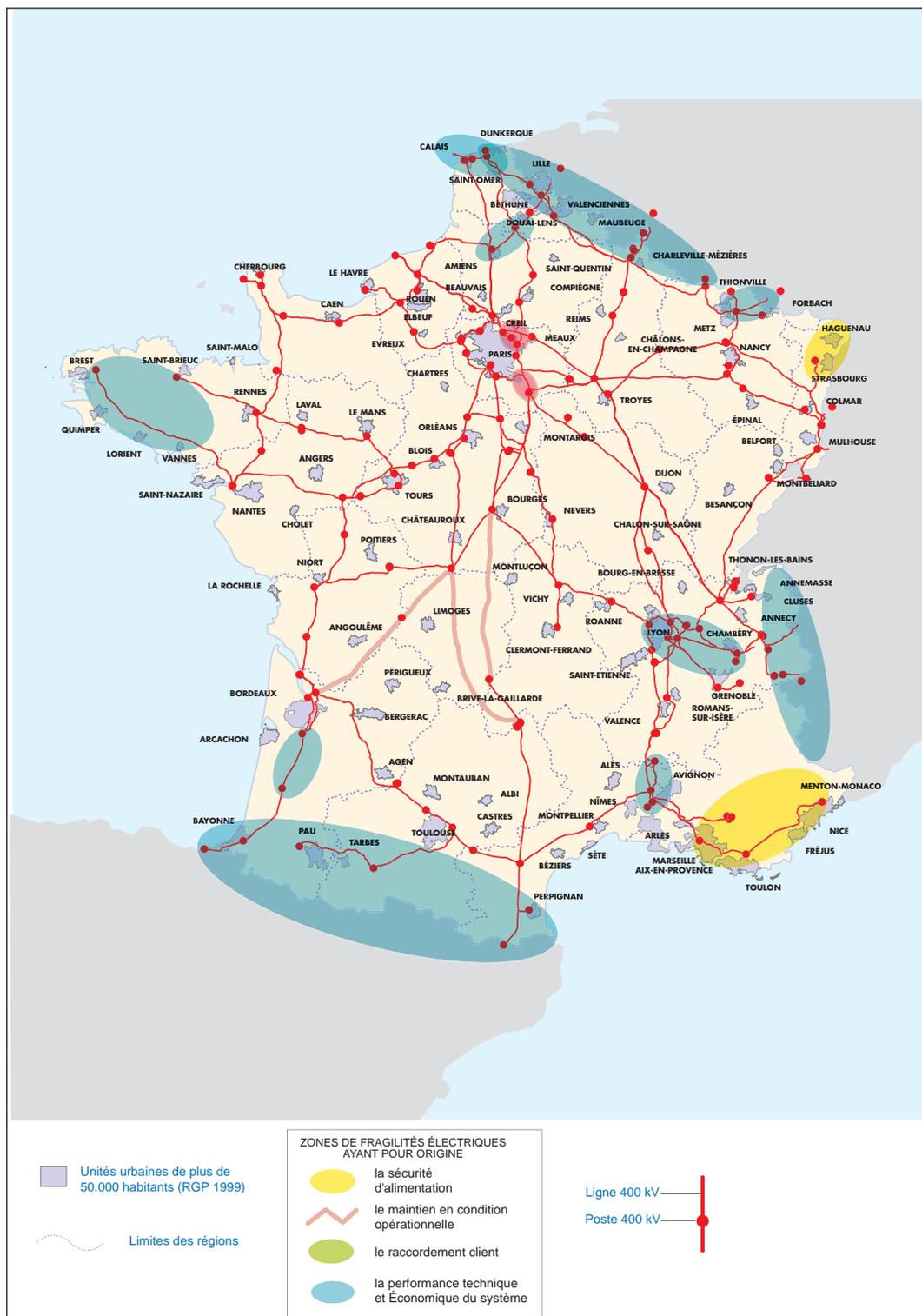
5.5.3 Une problématique de renouvellement encore relativement marginale

Le réseau 400 kV est relativement récent : schématiquement, les lignes simples (5 000 kilomètres) sont les plus anciennes avec un âge moyen de trente-neuf ans en 2001 ; les files de pylônes portant deux circuits ou plus (8 200 kilomètres) ont un âge moyen de dix-neuf ans en 2001.

Dans le cas des liaisons entre Lyon et Chambéry ou entre Amiens et Arras, les questions de vieillissement ont rejoint le problème de trop faible capacité (*voir chapitre 5.5.2*) pour proposer la dépose / reconstruction de ces ouvrages.

Le réseau d'évacuation de l'hydraulique du Massif central compte des lignes parmi les plus anciennes du réseau, en 400 kV et plus encore en 225 kV. À terme, se pose la problématique de leur renouvellement, et ensuite de l'évolution du réseau dans cette zone.

En outre, deux postes du réseau 400 kV de la région parisienne devront faire l'objet de réaménagements à moyen terme. Il s'agit des postes du Chesnoy (Montereau) et de Villevaudé (Marne-la-Vallée), dont la réhabilitation est proposée pour 2008 : au-delà des matériels, leur structure même ne répond plus aux normes actuelles d'exploitation, et s'avère aujourd'hui inadaptée au regard de leur fonction sur le réseau.





6

Conclusion

6.1 UN PREMIER EXERCICE

La réalisation du présent Schéma de développement est le premier exercice de ce type. Il s'insère dans la logique globale de prévisions à moyen / long terme de l'évolution du système électrique prévue par la loi du 10 février 2000.

Il constitue le volet réseau de transport de ces études prospectives. Il a pour but d'identifier les contraintes susceptibles d'apparaître sur le réseau à un horizon de dix à quinze ans, sur la base d'un corps d'hypothèses élaboré par RTE à partir du bilan prévisionnel, de la programmation pluriannuelle des investissements de production et de données recueillies à l'échelon régional.

Au plan de l'organisation, ce premier exercice a permis de mettre en place et de conforter l'articulation entre Bilan prévisionnel, PPI et Schéma de développement. Il met en évidence l'importance de l'actualisation périodique de ce Schéma, compte tenu des incertitudes et de l'évolutivité des hypothèses, notamment celles relatives à la production.

Il a également permis de mettre en place ou de relancer les instances de concertation régionales, selon des modalités adaptées au contexte. Il est en effet particulièrement important que la vision la plus probable des contraintes pressenties sur le réseau soit associée à des hypothèses relatives à l'évolution du contexte économique, industriel et énergétique, élaborées par les acteurs concernés au sein de ces instances régionales. Cette concertation permet ainsi de garantir que les contraintes identifiées, et par la suite les projets de développement de réseau qui seront envisagés pour les résoudre, correspondent aux besoins réels pour accompagner le développement de la région.

6.2 LES HYPOTHÈSES

Les besoins d'évolution du réseau sont étroitement liés à l'évolution de la consommation, des échanges entre pays, et de la consistance du parc de production.

Les hypothèses liées à l'évolution de la consommation s'appuient sur des chroniques passées et de nombreux travaux externes à RTE. Les écarts entre les différents scénarios sont relativement faibles et se traduiraient essentiellement par une anticipation ou un décalage dans le temps de la réalisation des ouvrages de renforcement de réseau.

Les hypothèses concernant les échanges en Europe sont liées à la volonté politique de développer les échanges internationaux pour, d'une part assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux, en favorisant les possibilités de secours mutuel au sein de l'Europe lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production ; d'autre part favoriser la constitution d'un marché européen de l'électricité. Elles traduisent l'évolution des différentiels de prix au sein du marché européen de l'électricité, et la compétitivité des groupes de production français au sein du parc européen.

Les hypothèses de production sont plus volatiles ou difficiles à prévoir que par le passé. Si les parcs de production nucléaire et hydraulique sont stables à l'horizon du Schéma de développement, il existe des incertitudes sur les déclassements éventuels de tranches thermiques et sur le raccordement de nouveaux cycles combinés. En matière d'énergies renouvelables, si les possibilités d'implantation de cogénération économiquement justifiées sont aujourd'hui quasiment saturées, le développement de la production d'origine éolienne, que ce soit en termes de volume global ou de localisation, est encore très difficile à appréhender.

6.3 LES CONTRAINTES ET LES PROJETS

De nombreuses contraintes mentionnées dans le Schéma de développement sont déjà présentes aujourd'hui. Une grande partie d'entre elles font l'objet de projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, dont il est nécessaire que la réalisation intervienne à court terme (au plus tard dans les cinq ans à venir) pour les lever.

Parmi les contraintes existantes les plus significatives avec projets engagés, les zones suivantes sont concernées :

- pour la sécurité d'alimentation, l'est de la région Paca, l'ouest de l'Île-de-France, le bassin annécien, le nord lyonnais, le département du Lot, le Soissonnais, la Vendée, Strasbourg et le Bas-Rhin, la zone de Saint-Nazaire – La Baule – Guérande, ainsi que les agglomérations de Caen, d'Amiens, de Montpellier et de Mulhouse ;
- pour la performance technique et économique du système, les régions Paca, Alsace et Lorraine vis-à-vis de l'évacuation de la production thermique et hydraulique, Rhône-Alpes vis-à-vis de l'évacuation de la production nucléaire et hydraulique, Nord-Pas-de-Calais vis-à-vis de l'évacuation de la production nucléaire et thermique. L'insuffisance des capacités d'interconnexion avec l'Espagne, la Belgique et l'Allemagne devrait également être levée par des projets engagés ;
- pour le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine, essentiellement une large moitié nord de la France, en particulier les régions de l'Est, du Nord et la région parisienne. En tout, ce sont plus de 500 kilomètres de liaisons et une douzaine de postes qui sont concernés

Toutefois, le Schéma de développement met également en évidence d'autres contraintes sans projet engagé à ce jour, soit parce que le niveau actuel de ces contraintes est trop faible pour justifier un renforcement du réseau, soit parce qu'elles n'apparaissent qu'à moyen terme. Ces contraintes font l'objet d'études au sein de RTE, et les exercices suivants du Schéma de développement permettront de suivre leurs évolutions, et éventuellement de présenter les projets destinés à les résorber.

Les principales zones concernées par ces contraintes sont :

- pour la sécurité d'alimentation, la Vendée, la région de Dax, Strasbourg et le nord de l'Alsace, l'est de la région parisienne, le nord des Ardennes, ainsi que les agglomérations de Grenoble, Perpignan, Montpellier, Dijon, Nancy, Nice – Cannes – Grasse – Antibes et d'Avignon ;
- pour la performance technique et économique du système, essentiellement vis-à-vis de l'évacuation de la production locale, les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Auvergne, Rhône-Alpes et Midi-Pyrénées ;
- à noter, au titre des interconnexions internationales, la volonté de la Commission européenne d'augmenter le taux d'interconnexion des pays membres de l'Union européenne, qui se traduit par l'identification de projets prioritaires au-delà de ceux déjà décidés, notamment avec la Belgique, l'Espagne et l'Italie ;



- pour le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine, il est nécessaire que RTE poursuive le diagnostic des besoins en menant des analyses approfondies pour préciser les ouvrages qui devront faire l'objet d'actions de renouvellement ou de réhabilitation.

Il convient également de mentionner les projets de raccordement des clients :

- pour l'alimentation du réseau ferré, notamment les sous-stations pour le TGV Est, ainsi que pour les projets de lignes à grande vitesse « Rhin-Rhône » et « Languedoc-Roussillon » ;
- les producteurs éoliens ;
- des raccordements de postes sources nécessaires pour satisfaire les besoins de développement des réseaux de distribution, et ponctuellement des raccordements de clients industriels ou autres producteurs.

Enfin, l'ensemble des régions est concerné par la mise en œuvre de la politique de sécurisation mécanique destinée à accroître la robustesse du réseau public de transport face aux événements climatiques extrêmes.

6.4 PERSPECTIVES POUR LES EXERCICES SUIVANTS

Outre l'actualisation des hypothèses de consommation qui sera faite à partir du prochain Bilan prévisionnel prévu en 2005, le prochain Schéma de développement devra s'attacher, pour accroître sa précision, à actualiser et fiabiliser les hypothèses concernant la production, notamment le thermique avec les perspectives de déclassement éventuelles, et la production éolienne pour laquelle les appels d'offres récemment lancés permettront d'avoir une meilleure visibilité sur le développement et la localisation de ce parc.

Le deuxième point pour lequel RTE disposera d'une meilleure vision des perspectives concerne le patrimoine réseau, avec d'une part la progression de la politique de sécurisation mécanique, et d'autre part une appréciation plus précise des besoins dans le domaine du maintien en conditions opérationnelles *via* les résultats des expertises sur l'état du patrimoine en cours.



Bibliographie

[1] Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative au développement et à la modernisation du service public de l'électricité.

[2] Schémas de services collectifs de l'énergie : décret n° 2002-560 du 18 avril 2002.

[3] Circulaire du 9 septembre 2002 : CAB n° 47498 MZ/PE.

[4] Accord Réseaux électriques et environnement 2001-2003, signé le 30 janvier 2002.

[5] Bilan prévisionnel 2006–2015.

[6] Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité NOR INDI03008871A.

[7] Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique NOR ECOI0100130A.

[8] Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996, et directive 2003/54/CE du Parlement et du Conseil européen du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

[9] Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

[10] Directive 2001/80/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion.

[11] Directive 2001/81/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques.

[12] Décision n° 1229/2003/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie.

[13] Énergie 2010–2020 : 3 scénarios énergétiques pour la France : rapport de l'atelier présidé par François Moisan. Commissariat général du plan (septembre 1998).



Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité



SCHÉMA DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

> 2003 - 2013

AVERTISSEMENT

Le présent document a été établi à partir des volets régionaux élaborés au sein d'instances de concertation régionales entre fin 2002 et mi 2004. A cette époque, aucune décision n'ayant été prise quant à l'emplacement du futur réacteur nucléaire EPR, dont l'implantation est aujourd'hui envisagée sur le site de Flamanville (Basse Normandie), la capacité de production correspondante n'a pas été prise en compte dans les hypothèses concernant la production.

La prochaine mise à jour du Schéma de développement du réseau public de transport prendra en compte le projet de réacteur EPR, son insertion dans le système électrique, ainsi que les conclusions et enseignements des débats publics qui auront été menés sur ces projets.



Sommaire

1	QU'EST-CE QUE LE SCHÉMA DE DÉVELOPPEMENT ?	4
1.1	Une triple exigence	4
1.2	Insertion dans le processus prévisionnel	5
1.2.1	Les besoins énergétiques	5
1.2.2	Les besoins en infrastructures de transport	5
1.2.3	Du schéma de développement aux projets d'évolution du réseau	5
1.3	Modalités d'élaboration	6
1.4	Composition du document	6
2	LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ AUJOURD'HUI	7
2.1	Fonctions du réseau de transport dans le système électrique	7
2.1.1	Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 000 volts	7
2.1.2	Les réseaux de répartition 225 000 volts et haute tension	7
2.2	Les enjeux du développement du réseau	7
2.2.1	Les objectifs du développement	7
2.2.2	Le contexte du développement du réseau	9
2.3	Caractéristiques du réseau en 2002	10
2.3.1	Encombrement du territoire	10
2.3.2	Dynamique de développement et croissance de la consommation	10
2.3.3	La pyramide des âges	11
3	CORPS D'HYPOTHÈSES	12
3.1	Hypothèses concernant la consommation	12
3.1.1	Une vision nationale basée sur une approche sectorielle...	12
3.1.2	... déclinée régionalement et complétée par une approche locale	14
3.2	Hypothèses concernant la production	15
3.2.1	Le parc de production aujourd'hui	15
3.2.2	Évolution du parc de production	15

3.3	Hypothèses concernant les échanges en Europe	19
3.4	Concertation sur les hypothèses	20
4	LES DIFFÉRENTS TYPES DE CONTRAINTES	21
4.1	Typologie	21
4.1.1	La sécurité d'alimentation	21
4.1.2	Le raccordement des clients	21
4.1.3	La performance technique et économique du système	21
4.1.4	Le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine	21
4.1.5	Robustesse face aux phénomènes climatiques extrêmes	22
4.2	Détection des contraintes : méthode	23
4.2.1	Simulation des situations à risque	23
4.2.2	Analyse de la qualité de fourniture	25
4.2.3	Expertise des ouvrages	25
4.2.4	De la détection à la résolution des contraintes	26
5	EXPOSÉ DES CONTRAINTES DU RÉSEAU À MOYEN / LONG TERME	27
5.1	Sécurité d'alimentation électrique	27
5.1.1	Des contraintes avérées levées par des projets à court terme	27
5.1.2	Des contraintes qui appelleront des réaménagements du réseau à moyen terme	29
5.2	Raccordement des clients	30
5.2.1	Raccordements de postes sources	30
5.2.2	Raccordements de clients identifiés	32
5.2.3	Raccordements de producteurs éoliens	33
5.3	Performance technique et économique du système	34
5.3.1	Difficultés d'évacuation de la production	34
5.3.2	Pénalisation des échanges transfrontaliers	35
5.4	Maintien en conditions opérationnelles du patrimoine	36
5.4.1	Des projets en cours d'instruction	36
5.4.2	Un diagnostic des besoins à poursuivre	38
5.5	Les contraintes sur le réseau de grand transport à 400 000 volts	38
5.5.1	Quelques contraintes relatives à la sécurité d'alimentation	38
5.5.2	Des goulets d'étranglement sur le réseau coûteux pour la collectivité	38
5.5.3	Une problématique de renouvellement encore relativement marginale	39



6 CONCLUSION 41

6.1	Un premier exercice	41
6.2	Les hypothèses	41
6.3	Les contraintes et les projets	42
6.4	Perspectives pour les exercices suivants	43

BIBLIOGRAPHIE 44

ANNEXE 1 45

CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE ET ADMINISTRATIF RELATIF AUX PROJETS DE RÉSEAU

ANNEXE 2 47

DESCRIPTION DES CONTRAINTES PAR RÉGION ADMINISTRATIVE

Région Alsace	48
Région Aquitaine	52
Région Auvergne	56
Région Basse-Normandie	60
Région Bourgogne	64
Région Bretagne	68
Région Centre	72
Région Champagne-Ardenne	76
Région Franche-Comté	80
Région Haute-Normandie	84
Région Île-de-France	88
Région Languedoc-Roussillon	92
Région Limousin	96
Région Lorraine	100
Région Midi-Pyrénées	104
Région Nord-Pas-de-Calais	108
Région Provence-Alpes-Côte d'Azur	112
Région Pays de la Loire	116
Région Picardie	120
Région Poitou-Charentes	124
Région Rhône-Alpes	128



Qu'est-ce que le Schéma de développement ?

1 Les Schémas de services collectifs ont été adoptés par décret du 18 avril 2002. Ils traduisent la volonté de planification à long terme de neuf politiques publiques structurantes pour l'aménagement du territoire, en intégrant les impératifs du développement durable. Le Schéma de l'énergie a pour objectifs une meilleure exploitation des ressources locales d'énergie et la relance des efforts d'utilisation rationnelle de l'énergie dans les transports, l'industrie et les activités résidentielles et tertiaires. Il procède d'un diagnostic des perspectives d'évolution de la demande, de la situation des différentes régions au regard des enjeux de production et de consommation d'énergie, des potentiels d'économie d'énergie et de valorisation des énergies décentralisées susceptibles d'être développés, et des conséquences attendues des accords de Kyoto sur cette politique.

Assurer le développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité constitue l'une des missions fondamentales du service public de l'électricité, pour garantir un approvisionnement électrique de qualité sur l'ensemble du territoire.

Les décisions en matière de développement du réseau sont complexes, dans la mesure où elles font intervenir certains paramètres dont RTE, gestionnaire du réseau public de transport, n'a pas la maîtrise. Il s'agit, pour l'essentiel, de la croissance de la demande d'électricité d'une part, et des décisions concernant les moyens de production (création de nouveaux moyens de production, modalités d'utilisation des centrales) d'autre part. Par ailleurs, la création de nouvelles lignes électriques soulève le plus souvent des questions difficiles en matière d'insertion environnementale.

Le développement du réseau public de transport doit donc s'inscrire dans une démarche de planification, de manière à anticiper l'apparition de ces difficultés, voire à les retarder. Cette démarche doit ensuite permettre de mieux justifier les projets de développement du réseau public de transport. Dans cette optique, la loi du 10 février 2000 (cf. [1] page 44) de modernisation du service public de l'électricité, qui fixe les conditions de la mise en place du marché de l'électricité, a prévu l'élaboration par RTE d'un Schéma de développement du réseau public de transport de l'électricité, présentant une vision globale des contraintes du réseau de transport à un horizon de moyen / long terme. Conformément à la loi, ce schéma est établi tous les deux ans, et est approuvé par le ministre chargé de l'Énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

1.1 UNE TRIPLE EXIGENCE

Le schéma de développement du réseau public de transport d'électricité répond à trois exigences principales :

- **une exigence réglementaire** : la loi du 10 février 2000 (cf. [1] page 44) prévoit l'élaboration d'un Schéma de développement du réseau public de transport qui tienne compte des Schémas de services collectifs de l'énergie⁽¹⁾ (cf. [2] page 44).

La circulaire du 9 septembre 2002 (cf. [3] page 44) précise les grandes lignes de son contenu : le Schéma de développement doit faire apparaître les zones du territoire national dites « zones de fragilité électrique », pour lesquelles le renforcement ou le développement du réseau public de transport d'électricité sera vraisemblablement nécessaire à un horizon de dix à quinze ans, en vue de satisfaire les besoins des consommateurs ou des producteurs ;

- **une exigence de concertation** : l'accord « Réseaux électriques et environnement » signé début 2002 (cf. [4] page 44) insiste sur la nécessaire concertation conduite en amont des projets de développement des réseaux. Le Schéma de développement constitue l'outil indispensable de dialogue et de réflexion pour permettre, en concertation, d'aboutir à une vision partagée des « zones de fragilité électrique ». Pour cela, un lieu unique de concertation, dont le fonctionnement est articulé avec celui des Conférences régionales d'aménagement et de développement du territoire (CRADT), est défini localement. La circulaire du 9 septembre 2002 précise les modalités d'organisation des instances de concertation, et indique, en outre, dans quelles conditions cette concertation se poursuit de façon approfondie, autour de chacun des projets destinés à résoudre les contraintes d'alimentation (voir annexe 1) ;

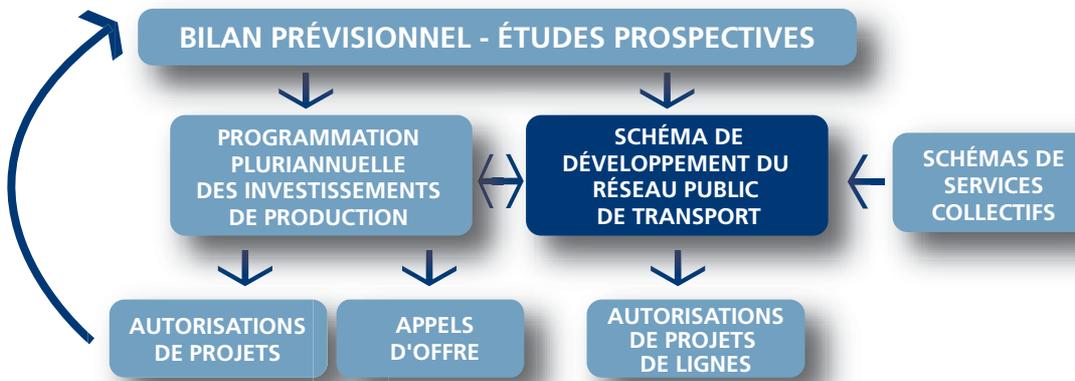
- **une exigence de vision à long terme de l'évolution des réseaux** : la durée de vie des ouvrages de réseau (de l'ordre d'une cinquantaine d'années), l'importance des coûts d'investissements associés et leurs délais de réalisation (de l'ordre de six à sept ans pour les lignes aériennes, voire une dizaine d'années dans certains cas) conduisent, en dépit d'un futur incertain, à inscrire les décisions dans un cadre de cohérence à long terme partagé par tous les acteurs impliqués dans cette problématique.



1.2 INSERTION DANS LE PROCESSUS PRÉVISIONNEL

Le Schéma de développement s'insère dans une logique globale de prévisions à moyen / long terme

de l'évolution du système électrique, que l'on peut résumer par le schéma suivant :



1.2.1 Les besoins énergétiques

En premier lieu, l'article 6 de la loi du 10 février 2000 prévoit la réalisation d'un « Bilan prévisionnel » (cf. [5] page 44). À travers l'examen de scénarios contrastés des perspectives de croissance de la demande et d'évolution des moyens de production à long terme, le Bilan prévisionnel établit un diagnostic prospectif de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, évalue les besoins en nouvelles capacités de production pour assurer dans la durée la sécurité d'approvisionnement au niveau national.

Le ministre chargé de l'Énergie s'appuie notamment sur le Bilan prévisionnel et les Schémas de services collectifs de l'énergie pour élaborer la Programmation pluriannuelle des investissements de production (cf. [6] page 44), qui fixe les objectifs en matière de développement de moyens de production par filière, c'est-à-dire par énergie primaire et technique de production. L'atteinte de ces objectifs s'appuie sur un système d'autorisation de projets et, le cas échéant, sur des appels d'offres portant sur les filières ou techniques dont le développement par les opérateurs serait inférieur aux objectifs de puissance minimale requise.

1.2.2 Les besoins en infrastructures de transport

Les études de développement du réseau de transport s'appuient sur un corps d'hypothèses élaboré par RTE à partir du Bilan prévisionnel, de la Programmation pluriannuelle des investissements de production, et de données recueillies localement. Ces études permettent d'identifier les contraintes susceptibles d'apparaître sur

le réseau à un horizon de dix à quinze ans, et recensées dans le Schéma de développement du réseau de transport d'électricité.

Inversement, l'identification de ces contraintes dans le Schéma de développement peut orienter le choix de la localisation des futurs moyens de production qui figurent dans la Programmation pluriannuelle des investissements de production. En effet, l'installation d'une production sur un site adéquat peut être de nature à limiter les contraintes sur les ouvrages du réseau, en rééquilibrant la circulation des flux d'électricité dans une zone donnée. Par ailleurs, les éléments apportés par le Schéma de développement permettent d'explicitier les besoins éventuels en moyens de production induits par les faiblesses locales des réseaux.

1.2.3 Du Schéma de développement aux projets d'évolution du réseau

Si le Schéma de développement n'a pas pour vocation de proposer les solutions possibles à tous les problèmes identifiés, il présente néanmoins les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, destinés à résorber des contraintes avérées ou susceptibles d'apparaître à court terme.

En complément, des études approfondies sont entreprises par RTE, afin d'étudier toutes les solutions permettant de résoudre les autres contraintes pour lesquelles un projet n'a pas encore été identifié. Ces études permettent de faire émerger le projet qui réalise le meilleur compromis entre coût, efficacité et insertion environnementale.

Après vérification de l'opportunité du projet par les services de l'État, une concertation préalable spécifique est organisée afin de définir, avec les élus et les associations représentatifs des populations concernées, les caractéristiques du projet ainsi que les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement. Le dossier résultant de cette concertation précise dans quelle mesure le projet s'inscrit dans les orientations du Schéma de développement préalablement établi, ou, le cas échéant, expose les besoins nouveaux à satisfaire qui n'avaient pas pu être pris en compte dans le Schéma. Ce n'est qu'à l'issue de ce processus que l'État délivre les autorisations nécessaires à la réalisation du projet (voir annexe 1).

1.3 MODALITÉS D'ÉLABORATION

La circulaire du 9 septembre 2002 (cf. [3] page 44) précise les modalités d'élaboration du Schéma de développement. En premier lieu, celui-ci est conçu à l'échelon régional. Dans cet objectif, une instance régionale de concertation est mise en place, soit à travers une commission dépendant de la Conférence régionale d'aménagement du territoire (CRADT), soit — en articulation avec la CRADT — par le Comité régional de concertation, dans le cas où une telle instance fonctionne déjà. Dans tous les cas, la CRADT est consultée et prononce un avis sur le volet régional du Schéma de développement.

L'instance chargée de l'élaboration du Schéma, pilotée par le préfet de région, est organisée autour de l'ensemble des acteurs susceptibles d'être concernés par le développement du réseau : représentants de l'État, des élus, des responsables socioprofessionnels, représentants de RTE, des distributeurs, des producteurs régionaux, des associations agréées de protection de l'environnement.

Les volets régionaux du Schéma de développement issus de la concertation sont bâtis autour des principes suivants :

- à partir de l'état des lieux du réseau électrique régional existant et des objectifs en matière de développement du réseau, le schéma se projette à un horizon de dix à quinze ans. Les évolutions de ce réseau dépendent évidemment de certains paramètres sur lesquels un consensus doit être établi dans le cadre des instances de concertation. Il s'agit, en particulier, du corps d'hypothèses permettant d'estimer les perspectives d'évolu-

tion de la consommation d'électricité et de la production de la région, qui tient compte des Schémas de services collectifs de l'énergie et de la Programmation pluriannuelle des investissements de production ;

- l'ensemble de ces données permet de constituer une carte des « zones de fragilité électrique », existantes ou à venir, mettant en évidence toutes les zones de la région pour lesquelles le renforcement ou le développement du réseau de transport sera vraisemblablement nécessaire, pour la bonne desserte de l'ensemble des clients ;
- enfin, la liste des projets de développement du réseau déjà en cours de concertation ou d'instruction réglementaire est proposée, en regard des contraintes électriques identifiées.

L'élaboration des volets régionaux du Schéma de développement, pour ce premier exercice, s'est déroulée sur une période d'une année, comprenant la mise en place ou, selon le cas, la réactivation des instances de concertation, puis la tenue des réunions techniques proprement dites.

Le présent document a été réalisé à partir des volets régionaux. Après avoir recueilli l'avis de la Commission de régulation de l'énergie le 9 décembre 2004, il a été approuvé par le ministre en charge de l'Énergie le 4 avril 2005.

1.4 COMPOSITION DU DOCUMENT

Le présent document s'appuie sur l'ensemble des volets régionaux élaborés au sein des instances régionales de concertation. Après un tour d'horizon des principaux enjeux liés au réseau de transport et à son développement, et une présentation du réseau de transport existant (chapitre 2), les principales hypothèses concernant l'évolution de la consommation et de la production d'électricité, ainsi que les principes méthodologiques utilisés pour les élaborer sont exposés au chapitre 3.

Le chapitre 4 propose une classification des contraintes à résoudre, et décrit la façon dont elles sont détectées dans les études prospectives menées par RTE. Les principales contraintes, identifiées aujourd'hui à moyen / long terme, et les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire permettant d'en résoudre une partie, sont ensuite décrits au chapitre 5. En annexe 2, figure une synthèse région par région des volets régionaux. ■



2

Le réseau de transport d'électricité aujourd'hui

À la sortie des principales centrales de production, l'électricité est portée à très haute tension (400 000 et / ou 225 000 volts), afin de pouvoir être transportée sur de longues distances. Jusqu'au consommateur final, l'énergie électrique circule en empruntant différents réseaux de lignes aériennes et souterraines de niveaux de tension décroissants : le réseau de transport d'électricité au niveau national et régional, exploité par RTE, puis les réseaux de distribution des collectivités locales exploités par les distributeurs d'électricité.

2.1 FONCTIONS DU RÉSEAU DE TRANSPORT DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Avec ses 100 000 kilomètres de lignes aériennes et souterraines, le réseau de transport d'électricité⁽²⁾ est au cœur du système électrique, et assure une double fonction d'interconnexion :

- au niveau national, l'interconnexion des réseaux publics de distribution et des installations de production ;
- au niveau international, l'interconnexion avec les réseaux de transport des pays voisins, ainsi que le raccordement des consommateurs finals qui ne peuvent être raccordés à un réseau public de distribution.

2.1.1 Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 000 volts

Le réseau 400 000 volts assure le transport de l'énergie à travers tout le territoire français. Il alimente les grandes zones de consommation et assure également l'interconnexion avec les pays limitrophes ; les groupes de production les plus puissants y sont raccordés directement.

Ses principales fonctions sont :

- d'assurer l'équilibre entre production et consommation d'électricité à l'échelle du territoire national, et de compenser les déséquilibres intra et interrégionaux et internationaux ;

- d'assurer un secours mutuel entre pays interconnectés dès que l'un d'eux enregistre un déficit de production ou une surconsommation imprévue, afin de limiter les risques d'incidents généralisés ;
- de permettre des échanges d'énergie sur l'ensemble du territoire français et avec les pays voisins, dans le cadre du marché européen de l'électricité.

2.1.2 Les réseaux de répartition 225 000 volts et haute tension

Les ouvrages de tension à 63 000, 90 000 et 225 000 volts constituent les réseaux de répartition qui jouent un rôle d'irrigation régionale : ils acheminent l'énergie électrique depuis les postes de transformation 400 000 volts et les groupes de production qui leur sont directement raccordés, vers les postes sources des distributeurs. Les grands clients industriels sont également raccordés directement aux réseaux de répartition.

2.2 LES ENJEUX DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

2.2.1 Les objectifs du développement

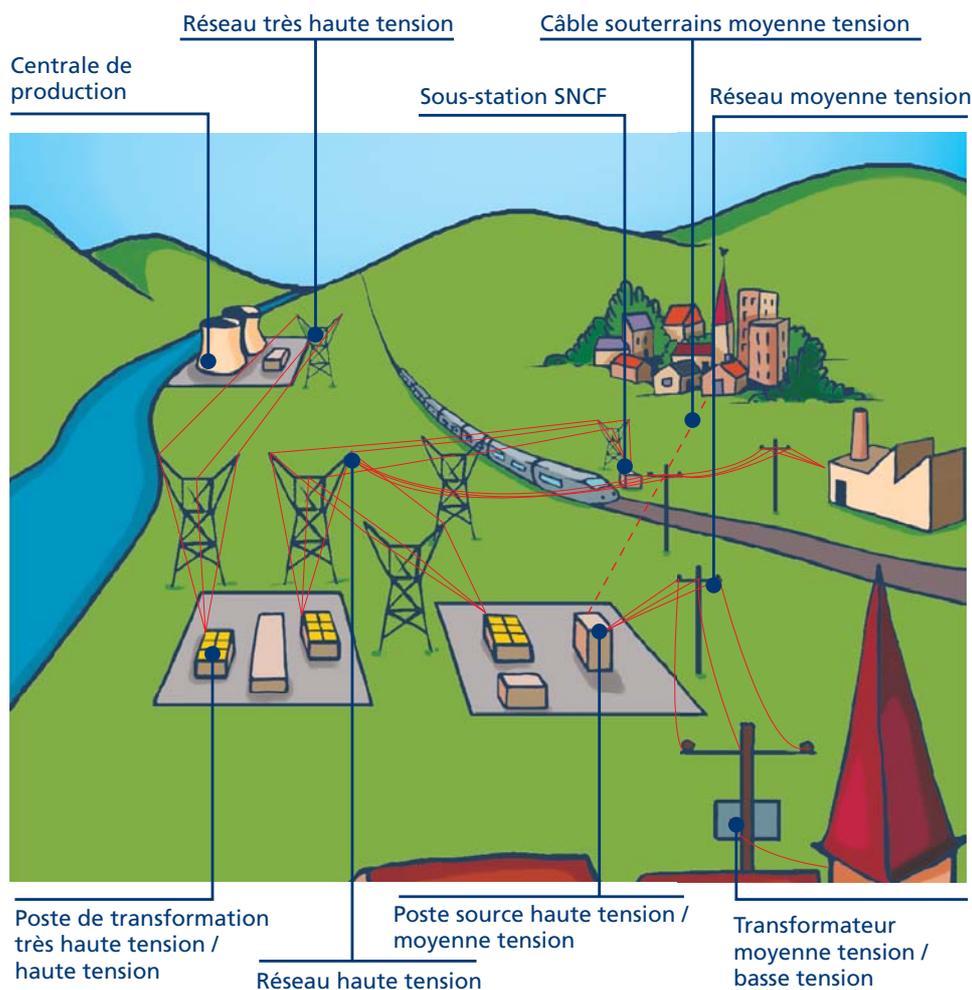
La mission de développement du réseau de transport, telle que définie par la loi du 10 février 2000 modifiée (article 2) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès à ce réseau dans des conditions non discriminatoires.

L'article 15 de la loi précise notamment que « *le gestionnaire du réseau de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité⁽³⁾, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, tout en tenant compte des contraintes techniques qui pèsent sur celui-ci* ».

2 Plusieurs niveaux de tension composent ce réseau : 63 000, 90 000, 225 000 et 400 000 volts, et, de façon plus marginale, les ouvrages à 150 000 volts.

3 Sécurité au sens des personnes et des biens



La sûreté et la sécurité

Garantir la sûreté et la sécurité du système électrique consiste à en maîtriser l'évolution et les réactions face aux différents aléas dont il est l'objet : courts-circuits, évolution imprévue de la consommation, indisponibilité d'ouvrages de transport ou de production, agressions extérieures.

On distingue :

- la sécurité d'alimentation, c'est-à-dire la faculté d'alimenter les consommations raccordées au réseau à partir des centrales de production en respectant les engagements de qualité de fourniture de RTE vis-à-vis de sa clientèle, y compris en cas de perte d'un ouvrage. La perte d'un ouvrage peut être consécutive à un aléa d'origine externe (agression extérieure d'origine humaine ou climatique) ou à une panne (défaillance imprévisible d'équipements). Plus particulièrement, RTE veille à un bon niveau de fiabilité de ses ouvrages par des actions de maintenance courante, et surveille étroitement les ouvrages

nécessitant des travaux de maintien en condition opérationnelle, pour lesquels peut se poser la question du renouvellement, ou de travaux lourds de réhabilitation. RTE s'assure enfin du dimensionnement adéquat des ouvrages ;

- la sûreté de fonctionnement qui consiste à réduire le risque d'incidents de grande ampleur, pouvant conduire, dans des cas extrêmes, à une coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à une vaste zone. Dans cet objectif, la prise en compte des événements climatiques de ces dix dernières années, et le retour d'expérience des tempêtes de l'hiver 1999 ont conduit RTE à engager une politique nationale de sécurisation des ouvrages du réseau de transport d'électricité. D'autres types d'incidents de grande ampleur peuvent conduire à un effacement généralisé du réseau, et sont liés à des phénomènes (surcharges en cascade, effacement de la tension ou de la fréquence, rupture de synchronisme) qui peuvent se succéder ou se superposer. Pour s'en prémunir, RTE met en



œuvre des dispositions notamment au niveau de l'exploitation, qui ne relèvent pas d'actions de développement du réseau, et ne sont donc pas exposées dans le Schéma de développement.

L'efficacité du réseau

Dans le cadre de la mise en place d'un marché concurrentiel européen, RTE doit assurer, au moindre coût pour la collectivité, le raccordement et l'accès des utilisateurs au réseau, qu'ils soient directement connectés au réseau du territoire national métropolitain, ou qu'ils y accèdent *via* l'utilisation des interconnexions. Pour cela, il doit s'efforcer de limiter les pertes⁽⁴⁾ sur le réseau et les congestions. Les phénomènes de congestions sont liés à des insuffisances de capacité des ouvrages qui peuvent amener le gestionnaire du réseau à modifier les programmes d'appel déclarés préalablement par les producteurs, ou à limiter des échanges sur les interconnexions internationales dans certaines directions géographiques ; ce qui pénalise la fluidité du marché.

RTE veille à tout moment, en exploitation comme au stade des études de développement du réseau, au respect des objectifs exposés ci-dessus. Les études de développement consistent à développer une ou plusieurs visions prospectives de l'évolution du système électrique, à identifier les zones où la sécurité, la sûreté ou l'efficacité du réseau risquent de se dégrader, et à en déduire les actions les plus efficaces à mettre en œuvre sur le réseau (renforcement d'ouvrages, remplacements d'équipements, insertion de nouveaux dispositifs).

2.2.2 Le contexte du développement du réseau

Un avenir incertain

Concevoir une vision du développement du système électrique suppose de disposer d'une méthodologie de prévision des grandeurs caractéristiques du système électrique. Or l'évolution de ces grandeurs est entachée par un faisceau d'incertitudes qui rendent l'exercice de prévision délicat.

En premier lieu, il n'est pas envisageable de prévoir avec exactitude l'évolution des niveaux de consommation des différents clients, *a fortiori* à un horizon d'une dizaine d'années. Si l'on peut considérer, de

manière générale, que la consommation électrique du pays est liée au contexte économique (croissance), et au comportement individuel des consommateurs, le rythme de développement des usages émergents de l'électricité (informatique, hi-fi...), tout comme l'impact des politiques de maîtrise de la demande est extrêmement difficile à anticiper. Toutefois, des analyses sont conduites régulièrement par RTE, s'appuyant sur des projections concernant l'évolution des différents secteurs de l'économie, menées au niveau national et enrichies par la connaissance détaillée du tissu économique local (*voir chapitre 3.1*).

L'instauration de la concurrence dans le domaine de la production d'électricité, initiée par la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité (*cf. [8] page 44*), puis instituée par la loi du 10 février 2000, engendre de nouvelles incertitudes, tout particulièrement dans les domaines de l'évolution du parc de production et des échanges transfrontaliers (*voir chapitres 3.2 et 3.3*).

Il est donc particulièrement important d'intégrer au mieux les informations émanant des producteurs quant à la stratégie d'évolution de leur parc, en sachant qu'elles revêtent non seulement un caractère confidentiel, mais subissent de plus un manque de visibilité dans un contexte de recomposition du marché et d'apparition de nouvelles normes environnementales, susceptibles de peser sur le choix des technologies de production. Une autre incertitude tient au caractère européen du marché, qui rend la vision nationale très dépendante du développement des échanges d'électricité intracommunautaires, et s'accompagne d'une multiplication des acteurs qui rend plus difficile la constitution d'une vision globale.

Dans le souci de la préservation de l'environnement

Le dernier accord « Réseaux électriques et environnement », signé début 2002, met l'accent sur l'insertion du réseau dans l'environnement, tout en veillant à en maîtriser le coût pour la collectivité.

Il contient un ensemble d'engagements et de recommandations qui portent sur les points suivants :

- une adaptation du réseau aux besoins, en optimisant d'abord les infrastructures existantes, et en

4 Les pertes sur les ouvrages sont liées à l'échauffement des conducteurs lors du passage des flux d'énergie (effet Joule).

- prolongeant la durée de vie des ouvrages existants pour éviter d'en créer de nouveaux ;
- une réduction de la part des réseaux aériens dans la longueur totale du réseau public de transport d'électricité ;
 - une meilleure insertion des ouvrages dans le paysage ;
 - une maîtrise des impacts des travaux ;
 - une indemnisation du préjudice visuel causé aux riverains propriétaires d'habitations à proximité des réseaux 400 et 225 kV ;
 - une attention particulière portée à l'urbanisation au voisinage des lignes aériennes de tension supérieure ou égale à 130 kV ;
 - la mise en œuvre de mesures d'insertion et d'accompagnement correspondant aux attentes de la collectivité, dans le cadre d'une concertation sur chaque projet (voir annexe 1).

2.3 CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU EN 2002

2.3.1 Encombrement du territoire

Sur l'ensemble du territoire national, les longueurs des files de pylônes de lignes aériennes et de liaisons souterraines (63, 90, 150, 225 et 400 kV) représentaient, fin 2002, tous propriétaires confondus :

	Longueur totale des liaisons (files de pylônes et liaisons souterraines)	Longueur totale de circuits (aériens et souterrains)
400 kV	13 142 km	20 906 km
150 / 225 kV	23 406 km	28 525 km
63 / 90 kV	49 074 km	59 141 km

Les liaisons double ternes représentent les deux tiers des liaisons aériennes 400 kV, contre un cinquième environ pour les liaisons de tension inférieure.

Les caractéristiques des postes, tous propriétaires confondus (postes de transport et de transformation), sont les suivantes :

Tension primaire	Nombre de postes	Nombre de transformateurs*	Puissance de transformation
400 kV	166	263	118 771 MVA
150 / 225 kV	728	1 201	107 533 MVA
63 / 90 kV	2 923	74	2 479 MVA

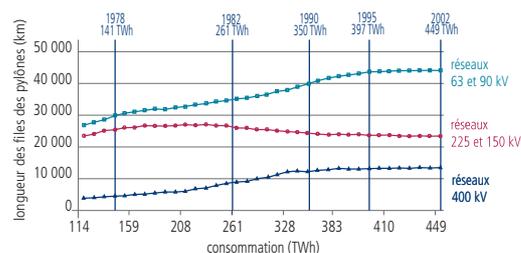
* Transformateurs propriété de RTE.

La carte (page 11) représente l'ensemble du réseau de transport, tous niveaux de tension confondus.

2.3.2 Dynamique de développement et croissance de la consommation

Le graphe ci-dessous retrace l'évolution du kilométrage de réseau en fonction de l'évolution de la consommation au cours du temps.

Évolution du réseau RTE avec la consommation

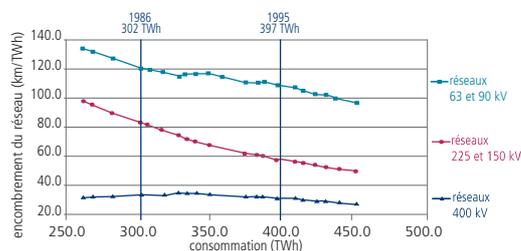


Le développement du réseau de grand transport à 400 000 volts a connu une forte croissance sur une décennie à partir de la fin des années soixante-dix, accompagnant le développement de la production nucléaire. Une accélération des investissements sur les niveaux de tension 90 000 et 63 000 volts a été consécutive à la mise en œuvre, à partir de la fin des années quatre-vingt, d'une politique d'amélioration de la qualité de fourniture, qui a abouti à un niveau de qualité globalement satisfaisant sur tout le territoire.

Si la construction du réseau de transport a accompagné le développement économique et la consommation d'électricité sur l'ensemble du territoire au cours des vingt dernières années, la longueur du réseau, tous niveaux de tension confondus, a peu augmenté en regard de la consommation.

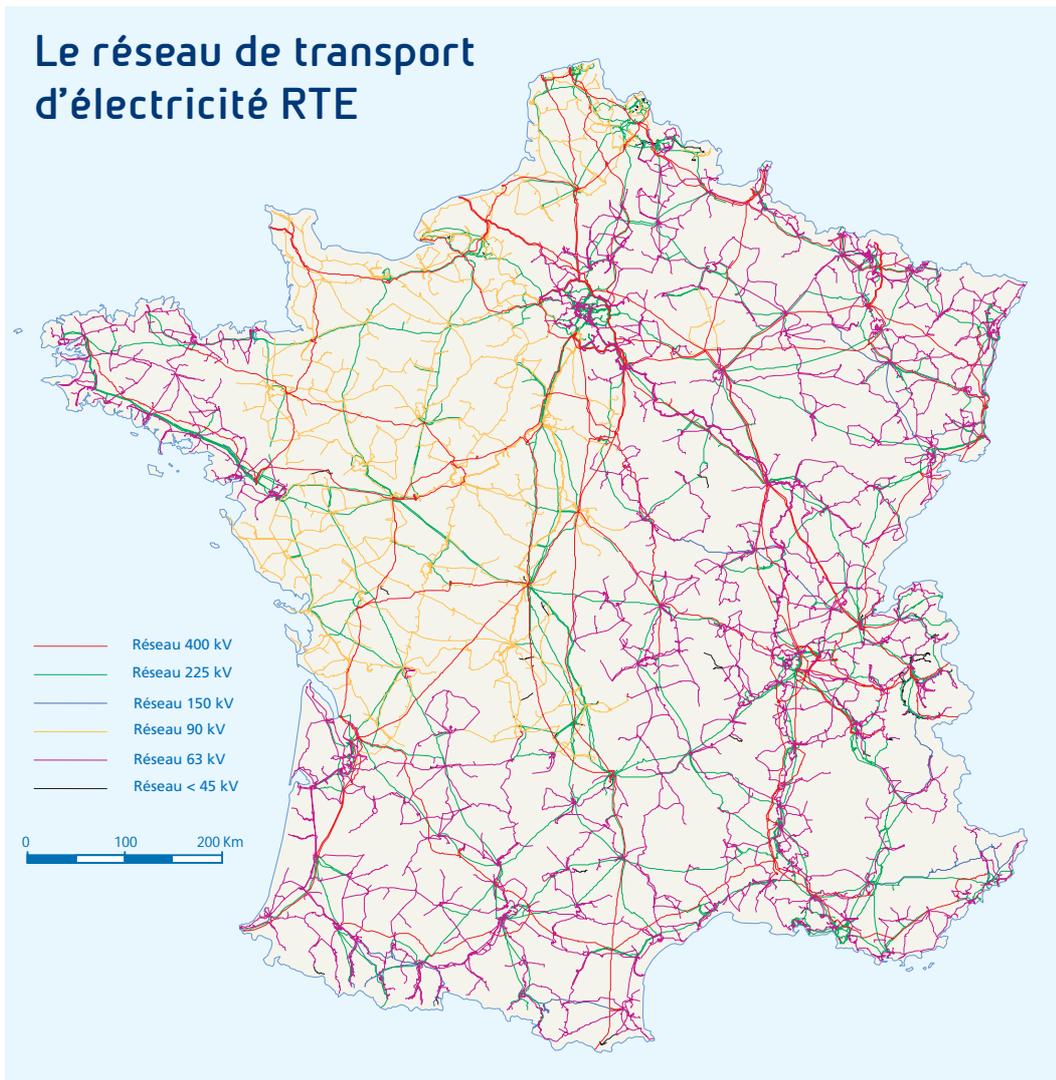
Cette évolution traduit notamment une couverture relativement mature et homogène du territoire, ainsi qu'une utilisation de plus en plus importante du réseau existant.

Longueur du réseau rapportée à la consommation





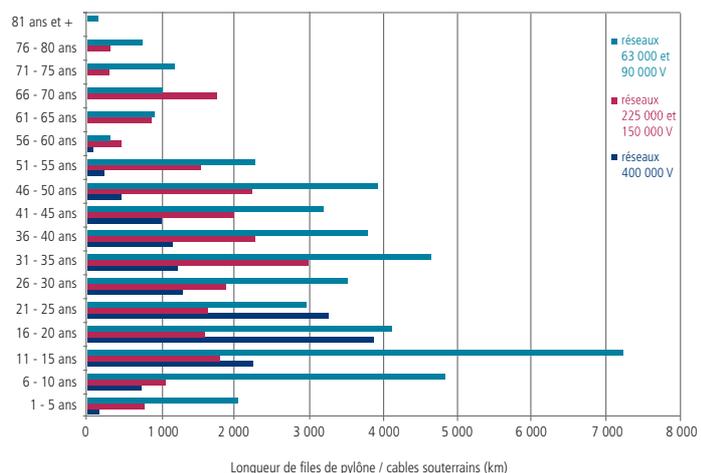
Le réseau de transport d'électricité RTE



2.3.3 La pyramide des âges

Le développement progressif du réseau, au fur et à mesure de la croissance de la consommation, conduit à une large plage des âges des différents ouvrages qui composent le réseau actuel. La pyramide des âges montre que près de 12 000 kilomètres de réseau, essentiellement 63 000 et 90 000 volts, ont plus de cinquante ans en 2002, et autant appartiennent à la tranche 41 – 50 ans. Ces ouvrages anciens ne sont pas nécessairement obsolètes, mais ces chiffres expliquent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau. Les lignes et postes représentent des investissements lourds, et ont une durée de vie relativement longue qui peut être prolongée largement au-delà de cinquante ans, moyennant des opérations de réhabilitation.

Pyramide des âges du réseau de transport



3

Corps d'hypothèses

5 D'autres sources d'informations sont également utilisées : suivi des consommations réalisées par le Ceren, statistiques publiques émanant en particulier de l'Insee.

6 Ces valeurs sont également corrigées de l'effet « tarifaire », qui incite certains utilisateurs à réduire leur consommation les jours de forte demande.

7 Les principales incertitudes sur la prévision en énergie résultent de la connaissance encore insuffisante des différents usages spécifiques de l'électricité dans le résidentiel et le tertiaire et de leur évolution. Un accord de collaboration entre RTE et l'Ademe a pour but d'affiner la connaissance de ces usages, afin d'améliorer la robustesse des prévisions en énergie.

8 Les actions de maîtrise de la demande ont pour objectif de diminuer la consommation d'énergie, notamment lors des pointes locales de consommation, par exemple par des incitations à l'utilisation d'équipements plus économiques.

Les besoins d'évolution du réseau de transport d'électricité à moyen / long terme sont étroitement liés à l'évolution de la consommation, des échanges entre pays, et de la consistance du parc de production, c'est-à-dire aux perspectives de développement économique et aux choix politiques en matière énergétique. L'élaboration d'un corps d'hypothèses constitue le préalable indispensable à tout exercice prévisionnel réalisé par RTE.

3.1 HYPOTHÈSES CONCERNANT LA CONSOMMATION

L'évolution de la consommation d'électricité résulte de la conjugaison de facteurs hétérogènes : la démographie, l'activité économique, le comportement des utilisateurs, le progrès technique source de meilleure efficacité énergétique, les nouveaux usages de l'électricité, les parts de marché entre énergies. Pour une zone d'étude donnée, ces différents facteurs vont interagir d'une façon particulière en fonction des caractéristiques socio-économiques ou géographiques locales ; ce qui conduit à une certaine complexité des exercices prospectifs sur l'évolution de la consommation. Pour établir ses prévisions, RTE cherche donc à combiner plusieurs approches, en tenant compte de l'étendue géographique de la zone d'étude et des horizons temporels examinés. Dans un premier temps, le Bilan prévisionnel permet d'établir un cadre de cohérence au niveau national, en faisant émerger un scénario de référence sur lequel se fondent les études de développement du réseau réalisées par RTE. Il examine pour cela un très grand nombre de scénarios, basés sur des tendances en matière d'évolutions économiques, sociales et politiques à long terme.

3.1.1 Une vision nationale basée sur une approche sectorielle...

Prévisions en énergie

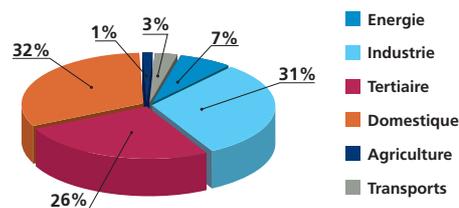
La répartition sectorielle des consommations

Les prévisions d'évolution de la consommation à long terme à la maille du pays reposent sur une approche sectorielle de la demande d'électricité, c'est-à-dire sur la connaissance détaillée de la répartition par usage des consommations réalisées dans les différents secteurs de l'économie. Pour cela, RTE s'appuie sur un historique des consommations qui résulte de la mesure directe des livraisons des clients raccordés au réseau de transport, et d'informations issues des fournisseurs d'énergie⁽⁵⁾.

La consommation d'électricité étant très sensible aux conditions climatiques (principalement en raison du fort taux d'équipement des ménages français en chauffage électrique), les valeurs de consommations réalisées doivent être corrigées des aléas sur la température. Pour être comparables d'une année sur l'autre, les valeurs des consommations sont donc ramenées aux conditions climatiques « normales » de températures, ces normales étant basées sur des moyennes fournies par Météo France. Ces valeurs corrigées sont alors représentatives de l'évolution réelle de la consommation. Ainsi, en 2002, année relativement douce, la consommation⁽⁶⁾ intérieure représentait 449 TWh (milliards de kilowattheures). Corrigée, elle représentait 461 TWh.

La répartition sectorielle de la consommation brute en 2002 s'établissait selon le graphe ci-dessous :

Consommation France 2002 : 449 TWh





Cette répartition sectorielle recouvre en fait des disparités locales importantes et, dans certains départements, la répartition sectorielle des consommations est beaucoup plus contrastée. L'est de la France et la région Rhône-Alpes ont une forte dominante industrielle (jusqu'à 70 % pour certains départements), alors que la part du secteur résidentiel est majoritaire dans les régions du Sud (Var, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées). En Île-de-France, c'est le secteur tertiaire qui marque le plus fort développement, avec une part de 43 %.

Les scénarios d'évolution

Des scénarios de prévision de la demande énergétique par secteur sont ensuite élaborés à partir d'hypothèses en matière d'évolutions d'activités, d'usages, de consommations unitaires ou d'équipements. Cette approche permet de distinguer les facteurs explicatifs de la consommation d'énergie, et de mesurer directement en termes d'énergie l'impact d'hypothèses différenciées concernant un paramètre explicatif donné⁽⁷⁾.

L'élaboration des scénarios étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel s'appuie notamment sur les travaux du Commissariat au plan (cf. [13] page 44). Les jeux d'hypothèses détaillées d'évolution couvrent trois scénarios d'orientations économiques, sociales et politiques à l'horizon 2020, qui tiennent compte en particulier des actions de maîtrise de la demande d'électricité, avec des déclinaisons différentes selon les scénarios⁽⁸⁾ :

- un scénario dit « R1 » caractérisé par une baisse sensible du niveau d'intervention de l'État en France, le marché devenant l'élément déterminant dans les mutations de la société française ;
- un scénario dit « R2 » se situant dans la continuité de l'intervention actuelle de l'État dans l'économie nationale ;
- un scénario dit « R3 » correspondant à un État très interventionniste, notamment en matière écologique et environnementale.

Le scénario médian R2 est le scénario de référence utilisé par RTE dans les études de développement du réseau de transport⁽⁹⁾.

Pour la période 1996–2002, la croissance moyenne de la consommation France corrigée s'est établie à 1,8 % par an en moyenne, avec une nette inflexion à partir de 2001. Le Bilan prévisionnel retient une

croissance de la consommation annuelle d'énergie électrique de 1,3 % par an pour la décennie 2000–2010, essentiellement tirée par les secteurs tertiaire et résidentiel, reflétant en particulier l'accélération du développement des nouveaux usages de l'électricité (informatique, hi-fi). Si cette prévision constitue une moyenne sur la décennie, des écarts peuvent survenir selon les années. La tendance pourrait notamment être légèrement plus élevée en début de période, si la dynamique observée en 2003 dans le secteur résidentiel se poursuivait. L'inflexion à la baisse à partir de 2010 est liée, d'une part à une saturation du taux d'équipement des ménages, et d'autre part aux progrès technologiques qui favorisent l'efficacité énergétique (baisse des consommations unitaires des équipements ménagers, réglementation thermique conduisant à une meilleure isolation des habitations...).

Le tableau suivant indique les prévisions d'évolution des consommations énergétiques (en milliards de kilowattheures) établies pour le Bilan prévisionnel 2003⁽¹⁰⁾:

Année	Consommations annuelles de la France (TWh)			Taux de croissance moyen annuel sur la période	
	2000	2010	2015	2000–2010	2010–2015
Consommation ou taux de croissance	451	513	536	1,3 %	0,9 %

Prévisions en puissance

Les prévisions énergétiques établies à la maille nationale sont ensuite converties en prévisions en puissance, grâce à l'utilisation de modèles de courbes de charge sectorielles types. Ces courbes de charge indiquent, pour chaque secteur d'activité économique, les profils des variations de la puissance appelée par palier horaire.

Les études de développement du réseau s'appuient en effet sur des données en puissance plutôt qu'en énergie, ces dernières ne suffisant pas pour évaluer les contraintes sur le réseau. Les données en énergie sont liées à la quantité d'électricité consommée sur une période de temps donnée, alors que c'est la confrontation des valeurs des puissances consommées à chaque instant, avec les capacités réelles des ouvrages, qui permet d'identifier ces contraintes⁽¹¹⁾. Ainsi, pour une période donnée, un même niveau de consommation énergétique peut révéler des niveaux puissances appelées très contrastés.

9 Il faut noter que le choix d'un scénario plutôt qu'un autre influe surtout sur les contraintes liées à la capacité du réseau (voir chapitre 5). Qui plus est, compte tenu des faibles écarts entre les taux de croissance des différents scénarios, le choix de R1 ou R3 se traduirait essentiellement par une anticipation ou un décalage dans le temps de la mise en œuvre des solutions palliant les fragilités de capacité.

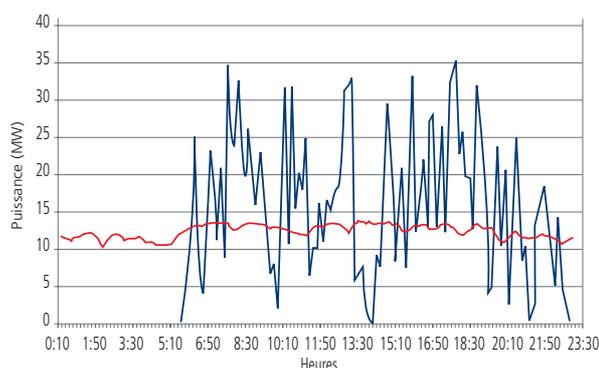
10 L'exercice précédent du Bilan prévisionnel, réalisé par RTE en 2001, prévoyait des taux de croissance légèrement inférieurs, avec une cible en 2010 de 502 TWh. Cet écart d'une dizaine de térawattheures à l'horizon 2010 entre les deux exercices de prévision s'explique d'une part par la revalorisation des usages émergents de l'électricité dans le secteur résidentiel, et d'autre part par la prise en compte des dernières années de réalisation (1999–2001), dont les consommations se sont avérées supérieures aux prévisions.

11 En particulier les contraintes relatives à la sécurité d'alimentation d'une zone, ou à la performance technique et économique du système.

12 Le taux de croissance de chaque zone se déduit du taux de croissance moyen réalisé sur les cinq dernières années, modulé par la croissance nationale prévisionnelle.

À titre d'illustration, le graphe ci-dessous met en évidence les consommations journalières de deux clients dont la consommation énergétique annuelle est comparable — de l'ordre de 300 MWh — mais dont les profils de puissance sont très contrastés. L'une des courbes de charge (rouge) est relativement stable, et varie faiblement autour d'une puissance de 12 MW environ. Cette courbe correspond à une usine de fabrication fonctionnant en continu. En revanche, la deuxième courbe (bleue) reflète une demande de puissance très variable sur la journée, avec des pics à plus de 35 MW, et un minimum à 0 : elle représente l'alimentation d'une sous-station SNCF.

Comparaison des puissances journalières de deux clients



Les études relatives au développement du réseau d'alimentation de chacun de ces deux clients conduiront à un dimensionnement très différent et fonction de leur appel de puissance maximal (puissance de pointe), en dépit de consommations énergétiques comparables.

Les prévisions en puissance obtenues à la maille nationale à partir des prévisions en énergie, et établies dans le cadre du scénario médian du Bilan prévisionnel, sont indiquées dans le tableau ci-après, en gigawatts (millions de kilowatts) :

Prévisions de puissance appelée à la pointe (GW)				
Année	2001	2006	2010	2015
Consommation	72,5	77,3	81,3	85,5

3.1.2 ... déclinée régionalement, et complétée par une approche locale

À l'échelle régionale, les prévisions d'évolution de la consommation établies par RTE s'appuient sur plusieurs types de projections.

En premier lieu, les prévisions de puissance élaborées au niveau national (*voir chapitre précédent*) sont réparties par grandes zones géographiques, en s'appuyant sur une analyse prospective du poids de chacune d'elles dans la consommation nationale : on détermine alors un taux de croissance de chacune de ces zones⁽¹²⁾ et des prévisions en puissance (« enveloppes régionales »), pour les horizons de temps considéré.

Les gestionnaires de réseau de distribution fournissent ensuite à RTE, lors d'enquêtes annuelles, leurs prévisions de soutirage pour plusieurs points horaires des six années à venir. Ces données sont complétées par des hypothèses sur le soutirage des consommateurs directement raccordés sur le réseau de transport. Les ingénieurs de RTE chargés des prévisions de consommation rendent ces données cohérentes avec les enveloppes régionales précédemment établies.

Ensuite, ces prévisions pluriannuelles établies pour chaque point de soutirage sur le réseau sont consolidées par l'utilisation d'un logiciel qui élabore des projections tendanciennes à court et moyen terme.

Enfin, d'autres méthodes, basées sur des approches sectorielles de consommation en énergie, reprenant la démarche retenue pour les prévisions nationales, peuvent être spécifiquement déclinées pour une zone de consommation donnée (à la maille départementale, par exemple), et permettent d'affiner les prévisions établies par le gestionnaire de réseau. Ces travaux nécessitent une connaissance détaillée des modes locaux d'utilisation de l'électricité, des perspectives à moyen / long terme du contexte socio-économique (nouveaux bassins d'emploi, installation de clients industriels...) ou des actions volontaristes de maîtrise de la demande.

Pour cette raison, ils s'insèrent dans une démarche de concertation locale, et s'appuient sur diverses sources d'information officielles (Insee, Dideme, ministère du Logement, académies...). Ces approches permettent de refléter de façon aussi fidèle que possible le poids des différents secteurs dans l'économie locale, ainsi que les perspectives d'évolution de chacun de ces secteurs : elles peuvent donc conduire à des prévisions d'évolution de la consommation par secteur, qui peuvent s'écarter des prévisions agrégées au niveau national de manière parfois très significative.



3.2 HYPOTHÈSES CONCERNANT LA PRODUCTION

3.2.1 Le parc de production aujourd'hui

La carte de la page 16 indique les principales unités de production raccordées au réseau de transport, en distinguant l'énergie nucléaire, thermique à flamme et hydraulique.

Les puissances installées par type de production sont indiquées dans le tableau suivant :

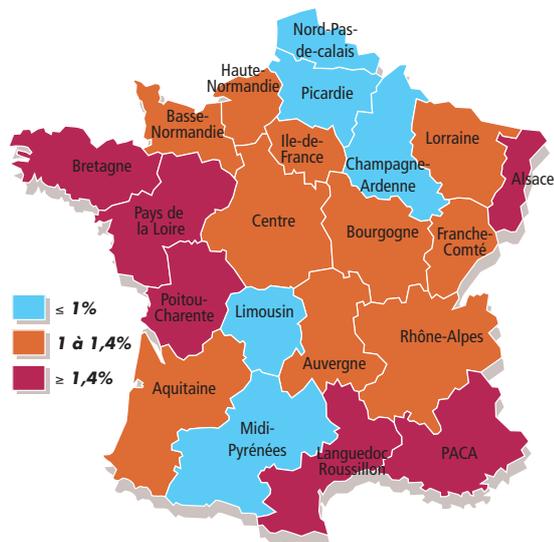
Puissance installée (GW)	Nucléaire	Thermique classique	Hydraulique	Total
	63,4	27,6	25,4	116,4

La comparaison directe entre la puissance installée et la demande intérieure fait apparaître une marge importante. Cette situation d'apparente surcapacité est globalement confirmée par le constat d'un solde exportateur en énergie annuelle. Mais la puissance installée doit être distinguée, d'une part de la puissance disponible (les indisponibilités pouvant résulter d'incidents affectant les installations, de travaux de maintenance ou de rechargements en combustible), et d'autre part de la puissance garantie, évaluée en déduisant de la puissance disponible les volumes de réserves nécessaires à la garantie de la sûreté de l'équilibre entre offre et demande en exploitation (prise en compte des aléas sur la consommation ou les moyens de production), et la part aléatoire de la production de certaines filières (irrégularité des apports en eau, du vent...)¹⁴. Ainsi, la puissance garantie représente seulement 75 % environ de la puissance installée.

3.2.2 Évolution du parc de production

Des incertitudes liées à la libéralisation du marché

La directive européenne 96/92/CE (cf. [8] page 44) (qui a initié l'ouverture du marché de l'électricité et dont les dispositions ont été poursuivies par la directive 2003/54/CE), transposée par la loi du 10 février 2000, établit des règles communes concernant le marché intérieur de l'électricité. En particulier, les clients éligibles sont libres de conclure des contrats de fourniture d'électricité avec le producteur ou le fournisseur de leur choix¹⁵. Dans ce contexte de



La carte ci-dessus indique les fourchettes dans lesquelles s'inscrivent les taux de croissance des consommations en énergie des différentes régions de la France continentale, pour les premières années de l'exercice (d'ici à 2005–2006)¹³:

Les régions du nord de la France (Nord-Pas-de-Calais, Picardie, Champagne-Ardenne) connaissent un taux de croissance relativement faible (inférieur à 1 %) par rapport à la moyenne nationale, tous secteurs confondus.

En Midi-Pyrénées, le ralentissement de la croissance est lié à l'arrêt de sites industriels gros consommateurs (sidérurgie). La tendance inverse est observée dans certaines régions du Sud ou de l'Ouest (Languedoc-Roussillon, Paca, Bretagne, Pays de la Loire, Poitou-Charentes), où la croissance, tirée essentiellement par les secteurs résidentiels et tertiaires, est intimement liée aux évolutions de la démographie.

De même, l'Alsace devrait connaître une croissance soutenue, en particulier dans le secteur résidentiel, grâce à l'arrivée d'importants projets industriels localisés dans la région de Strasbourg.

La résultante des taux de croissance de chaque région administrative, compte tenu de leur poids dans la consommation nationale, s'inscrit dans le cadre de cohérence global fixé au niveau national par le Bilan prévisionnel, et est de l'ordre de 1,3 % pour les prochaines années.

¹³ Pour des horizons plus lointains, les taux de croissances régionaux marquent une inflexion à la baisse, à l'instar des projections du Bilan prévisionnel.

¹⁴ Ce volume de réserves (constitution des « services Système ») est de l'ordre de 5,2 GW en hiver.

¹⁵ Début 2003, le marché français s'ouvre à la concurrence à hauteur de 37 % avec la baisse du seuil d'éligibilité de 16 à 7 GWh. Au 1^{er} juillet 2004, trois millions de clients professionnels deviennent à leur tour éligibles, ce qui représente les deux tiers de la consommation française d'électricité, soit 300 TWh.

Principales productions installées



découplage entre transport et production d'électricité, le rôle du gestionnaire du réseau de transport est d'assurer le raccordement et l'accès au réseau public de transport, dans des conditions non discriminatoires, moyennant un tarif qui reflète les coûts de ce réseau. Les programmes d'appel et d'approvisionnement sont soumis au gestionnaire de réseau, qui doit s'assurer de leur cohérence avec ses prévisions de consommation, avant leur mise en œuvre. Dans ce cadre, il peut être amené à modifier ces programmes d'appel pour assurer la sécurité et la sûreté du réseau.

L'évolution de la consistance et de la gestion du parc de production français dépend aujourd'hui des décisions stratégiques prises par chacun des producteurs, selon une logique qui leur est propre et qui dépend du marché, tout en tenant compte des orientations de la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). Les décisions d'investissement sont fondées sur des critères de rentabilité économique, et visent à minimiser le risque des investisseurs et des exploitants. De même, les programmes d'appel des unités de production sont désormais basés



sur des coûts de marché difficilement prévisibles et soumis à une forte volatilité : le choix du mode d'approvisionnement des clients par les producteurs est pour partie dicté par les opportunités fournies par la bourse de l'électricité⁽¹⁶⁾, mais également par les différentiels de prix entre bourses européennes. Pour cette raison, il est difficile de développer une vision de long terme de l'impact du comportement des producteurs sur la production intérieure et le niveau des échanges transfrontaliers⁽¹⁷⁾.

Un autre facteur d'incertitude, dû à la séparation entre production d'électricité et gestion du réseau de transport, est lié au fait que les producteurs ne sont pas tenus d'informer le gestionnaire de réseau de toutes leurs décisions susceptibles d'avoir un impact sur le fonctionnement du système. Ainsi, les décisions de déclassement ou de mise en service de nouvelles unités peuvent n'être portées à la connaissance du gestionnaire de réseau que très tardivement, alors que les renforcements de réseau qui en résultent nécessitent une anticipation plus importante.

Le Schéma de développement, via son processus de concertation sur les hypothèses, contribue à réduire ces incertitudes, mais ne peut être un instrument suffisant pour garantir une parfaite adéquation entre le réseau de transport et les besoins des utilisateurs. Il est nécessaire que les producteurs informent RTE dès que possible de leurs intentions en matière d'évolution de leur parc, pour qu'il puisse les intégrer sans délai dans ses études de développement.

Enfin, l'apparition massive de production décentralisée est de nature à complexifier l'exploitation du système électrique. En effet, certaines unités de production (cogénérations ou centrales éoliennes, par exemple), sont pilotées selon des caractéristiques inhérentes au type de production, et non en fonction des besoins du système électrique national. Elles sont par ailleurs soumises à des aléas (force du vent) qui complexifient l'exploitation et la planification du réseau.

Un enjeu : la prise en compte de l'environnement

La France, pays signataire du protocole de Kyoto, s'est engagée à stabiliser ses émissions de gaz à effet de serre.

Au niveau européen, de récentes directives, adoptées par tous les pays membres de l'Union, fixent des orientations concernant l'évolution de la production

d'électricité pour une prise en compte rationnelle de l'environnement.

La directive 2001/77/CE (cf. [9] page 44), visant à promouvoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, fixe des objectifs indicatifs nationaux compatibles avec un objectif de 22 % de la consommation totale d'électricité au sein de la Communauté, produite par des énergies renouvelables à l'horizon 2010. Pour la France, cet objectif se traduit par une valeur de référence de 21 % de la consommation intérieure en 2010.

Plus récemment, l'arrêté du 7 mars 2003, relatif à la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), détermine les objectifs de développement du parc électrique d'ici à 2007, par technique de production et par type de source d'énergie primaire (renouvelable ou non). L'arrêté prévoit notamment le recours à des appels d'offres pour développer des filières ou des techniques dont le développement est inférieur aux objectifs fixés, ou pour assurer l'équilibre offre – demande du système électrique français.

Ainsi, il prévoit de développer en France, d'ici à 2007, entre 2 000 et 6 000 MW de puissance installée en technique éolienne, dont 500 à 1 500 MW de centrales éoliennes en mer.

Les directives européennes 2001/80/CE (cf. [10] page 44) et 2001/81/CE (cf. [11] page 44), visant à limiter l'émission de polluants atmosphériques, pourraient quant à elles contribuer à des décisions de retrait d'exploitation pour les équipements de production thermique classique les plus anciens dès les prochaines années, ou au moins à imposer à ces centrales une durée d'utilisation très réduite.

Hypothèses concernant le volume et la localisation de la production

La Programmation pluriannuelle des investissements de production fixe des orientations en matière de développement de production par type d'énergie. Dans son processus d'élaboration, quelques zones ont été mises en évidence, dont la desserte par le réseau public de transport d'électricité et le parc de production actuel ne suffisent pas à garantir complètement la sécurité d'approvisionnement (notamment dans les péninsules électriques).

Dans le cadre de l'élaboration du Schéma de développement, l'option retenue consiste à définir un scénario de référence qui tienne compte des informations les

16 La bourse française de l'électricité, Powernext, est l'outil de négociation à la disposition des opérateurs européens du trading de l'électricité. Powernext offre à la négociation des contrats horaires standardisés portant sur la livraison d'électricité le lendemain sur le hub français, la livraison physique de l'électricité étant placée sous la responsabilité de RTE.

17 Une méthodologie de prévisions des échanges transfrontaliers a toutefois été développée par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel. Elle repose sur une modélisation simplifiée du jeu du marché, basé sur une prévision des fondamentaux de prix dans différents pays d'Europe.

plus fiables en matière de consistance du parc de production. Néanmoins, lorsque cela se justifie, des variantes sont étudiées pour évaluer l'impact de la présence ou de l'absence d'une unité de production donnée.

Production nucléaire

On considère que la durée de vie minimale des centrales nucléaires est de quarante ans : le parc de production nucléaire est donc stable à l'horizon d'étude du Schéma de développement. Compte tenu des incertitudes liées à sa localisation au moment de l'étude, le Schéma de développement ne prend pas en compte, par ailleurs, l'impact sur le réseau d'un futur réacteur nucléaire EPR.

Thermique classique

En l'absence d'informations fiables, le parc thermique classique est considéré comme constant sur toute la période d'étude, à l'exception du déclassement des centrales de Champagne-sur-Oise et de Montereau en 2004, et Vaires-sur-Marne en 2005, ainsi que du raccordement des cycles combinés au gaz de Dunkerque, d'une puissance de l'ordre de 800 MW.

Groupes de grosses productions hydrauliques

Aucune évolution significative du parc de production hydraulique raccordé au réseau de RTE n'est retenue à l'horizon considéré.

Énergies renouvelables

Concernant les sources d'énergie renouvelables, seule la production d'électricité d'origine éolienne connaît un développement significatif. En effet, les possibilités d'implantation de cogénération économiquement jus-

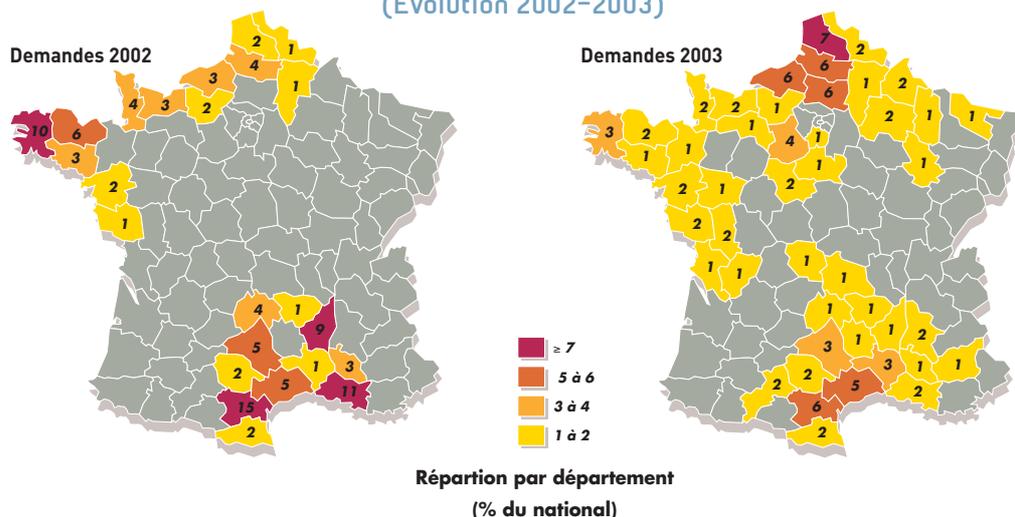
tifiées sont aujourd'hui quasiment saturées (les besoins ayant été comblés ces dernières années pour les installations les plus importantes grâce au mécanisme d'obligation d'achat), et l'évolution du prix du gaz rend également ce type de filière moins attractif. L'installation des quelques unités est toutefois prise en compte localement dans certaines régions. Quant aux autres types de production (biomasse, photovoltaïque, déchets ménagers...), le volume de projets prévus par l'arrêté PPI n'est pas de nature à influencer le développement du réseau de façon significative.

Le Schéma de développement retient une hypothèse de développement de la production d'origine éolienne au niveau national de l'ordre de 6 000 MW en 2007, qui correspond à la fourchette haute de l'arrêté PPI.

Ce volume global est à comparer au volume de demandes de raccordement formulées par les producteurs aux gestionnaires du réseau de transport et de distribution, qui s'élevait à environ 12 000 MW au total début 2003. Dans la mesure où la concrétisation des demandes de raccordement des productions éoliennes est suspendue à l'obtention par les producteurs des autorisations administratives nécessaires à leur implantation, il semble établi que seule une fraction des demandes actuelles aboutira à l'installation effective d'une production. Qui plus est, le volume et la localisation de ces demandes varient considérablement d'une année sur l'autre. La consistance des files d'attente, qui permettent de gérer les demandes de raccordement des producteurs éoliens sur une zone donnée, est soumise à une forte volatilité. Les cartes ci-dessous indiquent le pourcentage par département du volume national de parcs d'éoliennes sur terre reflété par les files d'attente⁽¹⁸⁾, telles qu'elles étaient constituées début 2002 et début 2003.

18 Les demandes de raccordement des producteurs éoliens sont examinées par RTE dans leur ordre d'arrivée.

Demandes de raccordement de producteurs éoliens (Évolution 2002-2003)





D'une année sur l'autre, on constate une diffusion des demandes sur tout le territoire. Par exemple, le poids de la région Bretagne dans les demandes de raccordement enregistrées début 2002 s'élevait à 19 % ; un an plus tard, il tombait à 7 %. Parallèlement, des régions qui n'avaient enregistré aucune demande de raccordement début 2002 — comme Champagne-Ardenne — représentaient un pourcentage significatif début 2003 (5 % pour Champagne-Ardenne) de la totalité des demandes au niveau national.

Au niveau régional, en l'absence d'informations fermes concernant l'implantation de ces nouvelles unités, les modalités de prise en compte de nouvelles fermes éoliennes varient en fonction de l'appréhension de la problématique du développement de la production décentralisée par les acteurs représentés dans les instances de concertation. Dans certaines régions (Nord-Pas-de-Calais, Picardie, Rhône-Alpes, Auvergne), le volume national fixé par l'arrêté PPI est décliné au prorata des demandes de raccordement de producteurs éoliens répertoriées dans les files d'attente disponibles au cours du premier trimestre 2003. Dans d'autres, la totalité des demandes est prise en compte (régions de l'est et de l'ouest de la France), ou seule la capacité d'accueil est examinée (Languedoc-Roussillon). Dans tous les cas, la cohérence avec les Schémas de services collectifs élaborés au niveau régional est recherchée.

Les éventuelles contraintes engendrées par le raccordement de ces productions directement liées à leur localisation et leur puissance, devront être réactualisées dans les exercices futurs du Schéma de développement.

3.3 HYPOTHÈSES CONCERNANT LES ÉCHANGES EN EUROPE

Les échanges d'énergie entre les pays d'Europe répondent à une double finalité. D'une part, ils permettent le secours mutuel au sein de l'Europe, lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production, en faisant appel instantanément aux producteurs et transporteurs des pays voisins. Les interconnexions sont donc prioritairement utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité. D'autre part, ils contribuent

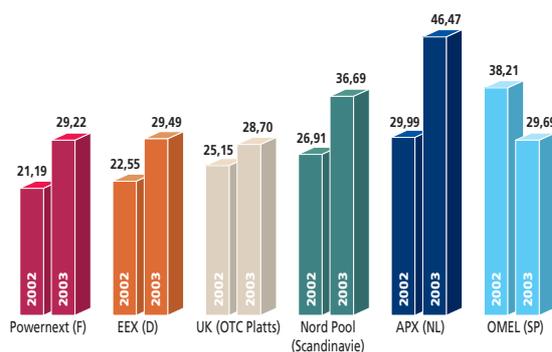
au bon fonctionnement du marché concurrentiel, en permettant à un client d'acheter son énergie à un fournisseur d'électricité situé dans un autre pays de l'Union européenne.

L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en Europe a un impact sur la circulation des flux d'énergie sur le réseau : de nouvelles opportunités d'échanges peuvent conduire les producteurs européens à utiliser différemment leur parc de production, et RTE voit s'exprimer de nouveaux besoins, difficilement prévisibles, en termes de mouvements d'énergie entre la France et ses voisins, mais aussi entre pays tiers *via* le réseau français.

Le niveau des échanges dépend essentiellement des différentiels de prix au sein du marché européen de l'électricité. Ainsi, l'année 2003, marquée par des conditions climatiques exceptionnelles (grand froid en hiver, sécheresse et canicule en été), a vu le différentiel France – Grande-Bretagne et France – Espagne évoluer vers une plus grande attractivité des marchés ibérique et anglais ; d'où une baisse des flux exportés vers ces deux pays. Le solde net exportateur des échanges avec l'étranger a atteint 66 TWh en 2003, ce qui représente une baisse de 14 % par rapport aux valeurs atteintes en 2002.

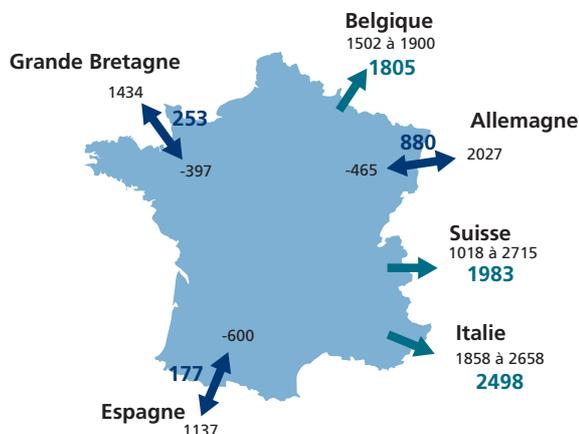
Le graphe ci-dessous indique l'évolution du prix moyen des bourses européennes constaté en 2002 et 2003.

Prix des bourses européennes (€/MWh)



Pour une direction géographique donnée, le volume, voire le sens des échanges est sujet à une forte variabilité, comme l'illustre la carte page 20 : on indique les puissances échangées en mégawatts, en moyenne, sur les jours ouvrables du mois de janvier 2003, ainsi que la dispersion de ces puissances autour de cette valeur moyenne sur cette même période.

Variabilité des puissances commerciales échangées Jours ouvrables janvier 2003



19 Cet objectif de 10 %, fixé en mars 2002 au sommet européen de Barcelone, correspond au rapport entre la capacité totale d'interconnexion du pays et la capacité de production installée.

Les valeurs des échanges dans chaque direction géographique correspondent aux échanges commerciaux, c'est-à-dire aux contrats liant des producteurs et des consommateurs de part et d'autre de la frontière. Les valeurs affichées par pays ne reflètent cependant pas les flux physiques observés sur chacune des lignes transfrontalières : le réseau de transport européen étant interconnecté, les flux d'énergie se répartissent en fonction des caractéristiques physiques des différents ouvrages et des équilibres entre l'offre et la demande de chaque pays. Par ailleurs, la France constitue un point de passage pour des échanges commerciaux entre pays tiers.

Concernant l'évolution des échanges pour la décennie à venir, on identifie, à partir du fonctionnement d'aujourd'hui, la compétitivité du parc français par rapport au parc européen en fonction de son degré de sollicitation en France. On en déduit des hypothèses d'échanges pour les différentes périodes de l'année et aux échéances considérées.

Le Bilan prévisionnel prévoit ainsi une érosion du solde exportateur à long terme, plus ou moins rapide selon le rythme de développement de la consommation et de la production décentralisée en France, notamment d'origine éolienne. On prévoit, par ailleurs, une tendance à l'accroissement des importations depuis la Grande-Bretagne et l'Espagne, et vraisemblablement une augmentation des exportations vers l'Europe du Nord. Notons que la diminution du solde des échanges ne correspond pas nécessairement à la baisse du volume des puissances échangées, mais à une sollicitation plus équilibrée des interconnexions entre importations et exportations.

Sur le plan des puissances transitées, le réseau d'interconnexion peut constituer un frein à la fluidité du marché européen : le jeu du marché peut conduire à des volumes d'échanges supérieurs aux capacités de transport disponibles. Pour faire face à ces situations, RTE peut soit limiter l'accès au réseau, soit réaliser un réaménagement des programmes de production qui se répercute sur les coûts du transport.

La Commission européenne souhaite que les congestions aux frontières soient résorbées, et a fixé un objectif d'interconnexion électrique entre les États au moins équivalent à 10 % de la capacité de production de chaque État-membre⁽¹⁹⁾.

3.4 CONCERTATION SUR LES HYPOTHÈSES

Les travaux engagés au sein des instances régionales mises en place dans le cadre de la réalisation des volets régionaux du Schéma de développement ont permis de construire, sur la base d'une concertation la plus large possible, un corps d'hypothèses reflétant les spécificités locales.

Les évolutions de la demande à l'échelle locale ont été élaborées par l'examen détaillé des réalisations des consommations énergétiques et de leur répartition sectorielle, en fonction des perspectives de développement socio-économique établies par les acteurs concernés, et en cohérence avec le cadre de référence fixé par le Bilan prévisionnel au niveau national.

Les perspectives de développement de la production par filière ont été élaborées au sein des instances de concertation en croisant les tendances définies dans les Schémas de services collectifs de l'énergie, précédemment établis avec les demandes de raccordement recueillies par RTE et les distributeurs, dans le respect des objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle des investissements de production.

Par ailleurs, certaines régions ont choisi d'examiner différents scénarios contrastés d'évolution de la consommation au niveau local (impact de grands projets industriels), de la production (développement de la filière éolienne) ou des échanges, permettant aux diverses sensibilités de s'exprimer au cours de la concertation, et de balayer un large spectre d'hypothèses.



4

Les différents types de contraintes

4.1 TYPOLOGIE

Une « zone de fragilité électrique » correspond à un ensemble de points du réseau où l'on identifie, à plus ou moins long terme, une contrainte induisant un risque de non-respect d'un ou plusieurs objectifs assignés au réseau, tels qu'ils ont été exposés au chapitre 2.2.1. On considère dans cet exercice uniquement les contraintes du réseau dont la résorption implique des travaux importants, soumis aux arbitrages de la collectivité.

Ces contraintes ont été groupées en cinq catégories :

- la sécurité d'alimentation des clients et / ou la sécurisation de l'alimentation d'une ville ou d'une poche de consommation ;
- le raccordement de nouveaux clients au réseau RTE ;
- la performance technique et économique du système électrique ;
- le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine ;
- la sécurisation mécanique des ouvrages pour faire face aux événements climatiques extrêmes.

4.1.1 La sécurité d'alimentation

Ce type de contrainte regroupe les zones sujettes à des risques de dégradation de la qualité de fourniture (coupures de la clientèle ou chutes de tension), liés à une trop faible capacité du réseau existant, en particulier en cas d'incidents survenant sur des ouvrages.

4.1.2 Le raccordement des clients

Il s'agit des besoins d'adaptation du réseau pour le raccordement au réseau de transport d'un client (consommateur ou producteur), qu'il s'agisse d'un nouveau raccordement ou d'un renforcement de raccordement existant. Les besoins relatifs aux raccordements des postes sources, qui correspondent à un besoin de développement des réseaux de distribution, figurent également dans cette catégorie.

Ce besoin d'adaptation du réseau concerne :

- le raccordement physique du client : nécessité de créer des liaisons pour raccorder le client (suivant sa situation géographique) au réseau public de transport ;
- l'impact de ce raccordement sur le réseau public de transport. En effet, il peut être nécessaire de renforcer le réseau en amont pour alimenter un client consommateur ou évacuer la production d'un client producteur.

4.1.3 La performance technique et économique du système

Ce type de contrainte est lié à une inadéquation du réseau face aux besoins de fluidité du marché de l'électricité. Dans le cas où des ouvrages ne peuvent supporter les flux d'énergie qui découlent des programmes d'appel fournis par les producteurs, RTE est amené à demander des modifications de ces programmes d'appel, ou la limitation des échanges commerciaux dans une direction donnée. Le surcoût d'exploitation résultant de la « désoptimisation » du programme de production initial est supporté *in fine* par l'ensemble des utilisateurs.

4.1.4 Le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine

Ce type de contrainte concerne les ouvrages anciens pour lesquels se pose la question du renouvellement ou de travaux lourds de réhabilitation pour le maintien en exploitation, dans le respect des objectifs de sûreté de fonctionnement du système.

Le vieillissement de chaque ouvrage dépend essentiellement des choix techniques qui ont présidé à sa conception, et de son environnement : un ouvrage ancien n'est pas nécessairement obsolète. Les politiques techniques de maintenance et de renouvellement ont pour objectif de tirer le meilleur parti des infrastructures existantes, et le renouvellement

ne se décide pas sur un simple critère d'âge, mais en examinant de façon globale l'importance et la qualité du service rendu.

4.1.5 Robustesse face aux phénomènes climatiques extrêmes

Les événements climatiques survenus ces dix dernières années, et le retour d'expérience des tempêtes de 1999 ont conduit RTE à engager une politique de sécurisation des ouvrages du réseau de transport d'électricité, en considérant le nouvel arrêté technique du 17 mai 2001⁽²⁰⁾ (nouvelles normes de résistance mécanique aux conditions climatiques). Cette politique vise à garantir, lors d'événements climatiques exceptionnels, la sûreté de fonctionnement du système électrique et la continuité d'alimentation de la clientèle, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens.

Cette politique s'applique au patrimoine existant, et le Schéma de développement n'a pas vocation à présenter le détail des ouvrages concernés par les opérations de sécurisation prévues. Cependant, compte tenu de l'importance de ces dossiers, qui peuvent interférer localement avec les questions de développement de réseau, nous en présentons ici les axes majeurs.

La politique nationale de sécurisation mécanique du réseau se décline en deux volets :

- d'une part, les mesures de remise à niveau destinées à traiter à moyen terme les faiblesses du réseau identifiées lors des événements climatiques des années quatre-vingt-dix ;
- d'autre part, le déploiement du programme de sécurisation mécanique du réseau sur une quinzaine d'années.

4.1.5.1 Mesures de remises à niveau

Lors des événements climatiques des années quatre-vingt-dix, des faiblesses de composants ou d'ouvrages du réseau avaient été identifiées. Des travaux de mise à niveau avaient déjà été menés pour certains ouvrages. L'objectif est maintenant d'assurer la mise en œuvre des correctifs nécessaires sur l'ensemble du réseau existant.

De façon détaillée, ces mesures se déclinent selon les trois programmes suivants :

- le programme « Tranchées forestières », qui consiste en l'élargissement des tranchées forestières conformément aux directives internes, de façon à garantir

l'absence de contact électrique conducteurs / végétation, dans un cadre convenu d'hypothèses ;

- le programme « Pylônes faible marge », destiné à l'identification des pylônes utilisés à la limite de leur dimensionnement (compte tenu des conditions réglementaires prévalant à la date de construction) puis à leur renforcement par la pose d'éléments mécaniques supplémentaires ;
- le programme « Fondations à risque », destiné à l'identification et au renforcement des fondations présentant des performances de tenue insuffisantes.

4.1.5.2 Programme de sécurisation mécanique des ouvrages

Le programme de sécurisation mécanique des ouvrages vise à avoir un dimensionnement des ouvrages du réseau de transport d'électricité qui permette d'assurer le fonctionnement du système dans des conditions de sûreté suffisantes, et de garantir la reprise d'alimentation de façon à respecter les engagements suivants, une fois le déploiement de la politique finalisé :

- en cas d'événements similaires à ceux de décembre 1999, la quasi-totalité des postes reste alimentée ;
- au-delà, pour les tempêtes de force supérieure, la reprise de service doit être assurée en moins de cinq jours.

Pour ce faire, chaque poste du réseau de transport d'électricité devra être doté, à l'issue du déploiement de la politique, d'une alimentation mécaniquement sûre permettant de garantir la tenue de l'ouvrage dans les conditions climatiques nouvellement définites. Les liaisons concernées sont identifiées en tenant compte des perspectives d'évolution des ouvrages.

En premier lieu, des dispositifs anticascades sont mis en œuvre sur les ouvrages ou portions d'ouvrages identifiés. Ils visent à interposer à intervalles réguliers des supports dont la tenue mécanique permet de circonscrire le phénomène de ruine à un nombre limité de pylônes ; cela facilite la réalimentation rapide des clients, en évitant la ruine par entraînement d'un nombre élevé de supports d'un ouvrage, lors d'événements climatiques tels que givre ou tempête.

Dans un second temps, la sécurisation des ouvrages retenus est réalisée sur l'intégralité de leur longueur.

20 L'arrêté technique interministériel fixe les « conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique ».



Par ailleurs, des mesures sont adoptées en termes de dimensionnement des ouvrages du réseau de transport placés à proximité des zones d'habitations et des voies de communication importantes, afin de réduire les conséquences de tels événements climatiques exceptionnels sur la sécurité des personnes et des biens.

4.2 DÉTECTION DES CONTRAINTES : MÉTHODE

Différentes méthodes sont utilisées selon le type de contrainte.

On distingue en premier lieu les contraintes relatives au fonctionnement du réseau, c'est-à-dire au rôle de chaque ouvrage dans le système électrique. Ces contraintes sont généralement liées aux limitations des capacités thermiques des ouvrages, qui peuvent engendrer des risques de coupures sur la clientèle, entraver la fluidité du marché (par la limitation des échanges transfrontaliers ou par la désoptimisation des programmes d'appel), ou pénaliser l'arrivée d'un client producteur ou consommateur. Ces contraintes sont détectées par une méthode d'analyse par simulation numérique des situations pour lesquelles des risques potentiels sont identifiés.

Les autres contraintes sont liées à l'état du patrimoine, c'est-à-dire à l'adaptation aux nouvelles normes techniques ou aux effets du vieillissement du réseau. Elles concernent donc la problématique du maintien en conditions opérationnelles du patrimoine et de la sécurisation mécanique des ouvrages. Elles sont détectées par la connaissance approfondie, par le biais d'expertises, de chacun des équipements présents sur le réseau.

4.2.1 Simulation des situations à risque

L'analyse par simulation numérique de situations à risque permet d'anticiper les insuffisances du réseau sur la base des hypothèses de consommation et de production retenues à un horizon de temps donné. Un outil de calcul informatique modélise l'ensemble des clients (consommateurs et producteurs) et simule certains états du système électrique et en analyse l'incidence pour la clientèle, afin d'identifier les situations « à risque ».

L'analyse porte à la fois sur la fréquence des situations

et leur criticité pour la clientèle. Le croisement de ces deux paramètres permet de déterminer la gravité de la situation, qui traduit le degré de contrainte sur le réseau.

Situations étudiées

Une « situation » est caractérisée par :

- un état du système électrique, c'est-à-dire :
 - > un niveau de consommation et de production des clients, compte tenu de leurs variations journalières et annuelles, donc sur un palier horaire donné ;
 - > les capacités thermiques des ouvrages du réseau public de transport qui dépendent de la saison (les capacités des ouvrages sont plus faibles en été) ;
- un ensemble d'aléas affectant ce système :
 - > les aléas relatifs au niveau de consommation et de production (grand froid, forte ou faible hydraulicité, présence de vent...);
 - > les incidents pouvant intervenir sur le réseau public de transport, soit sur aléa extérieur, soit sur défaillance d'un ouvrage.

La combinaison de ces aléas permet de construire un ensemble de situations, dont les plus critiques sont généralement les suivantes :

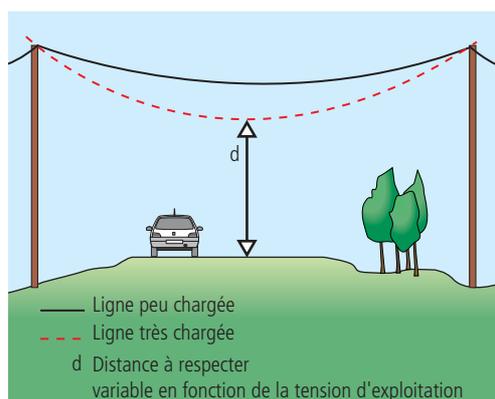
- pour la période d'hiver, où les consommations sont souvent les plus fortes, on étudie deux régimes de fonctionnement du réseau :
 - > le régime normal, ou « N », correspondant à une situation normale d'exploitation du réseau, c'est-à-dire où tous les éléments du réseau sont disponibles. Ce régime est étudié avec un niveau de consommation élevé (correspondant à une période de grand froid) ;
 - > le régime dégradé, ou « N-1 », correspondant à la perte d'un élément réseau (liaison ou transformateur) avec consommations normales. L'étude de cette situation est très importante, puisque celle-ci se présente non seulement en cas de panne, mais également lors des consignations d'ouvrages nécessaires pour travaux de maintenance ou de développement. De plus, c'est dans ce régime que les situations sont les plus contraignantes, la même puissance étant à transiter à travers un nombre plus réduit d'ouvrages ;
- pour la période d'intersaison (printemps et automne), où les consommations sont parfois

encore soutenues, alors que les capacités thermiques des ouvrages du réseau sont déjà réduites, on étudie :

- > le régime « N » avec consommations élevées (période de froid) ;
- > le régime « N-1 » avec consommations normales ;

- pour la période d'été, où les capacités thermiques des ouvrages du réseau sont minimales et où le niveau de consommation des industriels (ou le niveau de production de certains producteurs) peut être élevé, on étudie les régimes N et N-1 avec consommations normales

En régime normal (N) ou dégradé (N-1), les ouvrages du réseau doivent être capables de respecter les limites d'intensité admissible dans les conducteurs, induites par les contraintes d'échauffement de ceux-ci. Les limites thermiques des ouvrages dépendent du type de conducteur et du régime auquel ils sont soumis (N ou N-1⁽²¹⁾). En cas de dépassement de ces limitations, les ouvrages peuvent non seulement subir une détérioration des conducteurs, mais également induire des problèmes de sécurité dus au non-respect des distances minimales sous les ouvrages, du fait de l'allongement des conducteurs par échauffement. Ce phénomène est illustré par le dessin ci-dessous.



Évaluation de l'impact sur le réseau électrique

Les outils de simulation numérique permettent de quantifier la gravité des situations étudiées (fréquence de la situation et impact pour la clientèle). Notons que, suivant les régions, les points horaires où apparaissent les contraintes ne sont pas forcément homogènes (contraintes d'été liées à l'évacuation de l'hydraulique, couplées à une demande forte

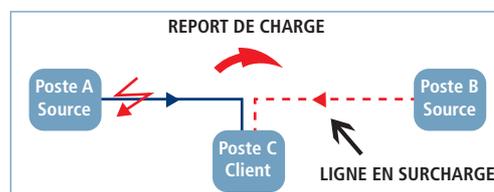
dans les régions du Sud, contraintes d'hiver liées à la pointe de la consommation ailleurs).

Les deux exemples ci-dessous illustrent la problématique des régimes « N-1 » et les conséquences en termes de contrainte qu'elle peut induire.

Exemple 1 : sécurité d'alimentation

Le schéma suivant décrit une portion du réseau où un poste client consommateur C est alimenté à partir de deux postes sources A et B.

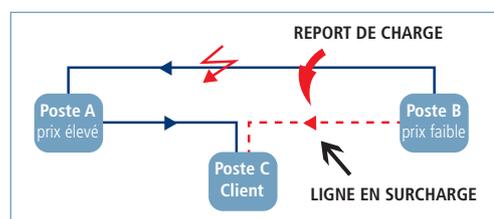
Dans le cas où un défaut survient sur l'ouvrage reliant le poste client au poste source A, l'ouvrage poste source B – client C peut entrer en surcharge, et il en résulte un risque de coupure du client.



Ce type de contrainte, lié à la sécurité d'alimentation, est caractéristique des réseaux de répartition, qui ne disposent généralement pas d'autre marge de manœuvre que la coupure de la clientèle pour résoudre la surcharge due à la perte d'un ouvrage. Le mode de détection de ces contraintes est généralement déterministe : les situations à risque correspondent à des points horaires particuliers (passage de la pointe d'hiver, par exemple) et des incidents bien identifiés. La criticité de la situation est liée à la fréquence de l'incident et au volume d'énergie non distribuée sur la période de temps considérée.

Exemple 2 : performance technique et économique du système

Sur le schéma ci-dessous, un poste client consommateur C est alimenté à partir de deux postes producteurs A et B. Dans le programme d'appel fourni à RTE, la production B correspond à une unité dont le prix de revient est faible ; elle est donc ici démarrée à son maximum. En revanche, la production A, plus chère, est démarrée à mi-capacité. Le client est donc alimenté *via* la boucle ABC en situation N.



21 les ouvrages sont capables de supporter un certain niveau de surcharge en N-1, mais pendant une durée limitée.



Si un défaut survient sur l'ouvrage reliant les postes A et B, l'ouvrage B-C entre en surcharge. Pour éviter la coupure, le gestionnaire de réseau peut modifier le programme d'appel initial, en demandant à B de diminuer sa production, afin de soulager l'axe B-C, et à A d'augmenter le niveau de production démarrée pour faire face à l'appel de consommation du poste client, et compenser la baisse de production de B. La désoptimisation du programme d'appel qui résulte de ces réaménagements est mise en œuvre de façon préventive, c'est-à-dire avant même que l'incident ne survienne, si celui-ci est identifié comme susceptible d'engendrer des surcharges. En effet, les délais nécessaires au démarrage des unités de production sont souvent supérieurs aux durées de surcharges admissibles sur les conducteurs.

Ce type de contrainte, lié à la performance technico-économique du système, est généralement détecté sur des structures de réseau suffisamment maillées, avec une forte présence de production modulable. Il est caractéristique du réseau de grand transport. Le mode de détection de ces contraintes est généralement probabiliste : un très grand nombre de configurations de disponibilité de la production est envisagé pour évaluer le volume d'énergie « redispachée » pendant la période considérée.

4.2.2 Analyse de la qualité de fourniture

La qualité de fourniture recouvre une large gamme de perturbations affectant l'onde électrique (creux de tension, harmoniques, flicker, taux de déséquilibre) ou sa continuité (coupures longues et brèves⁽²²⁾). Un certain nombre de contrats⁽²³⁾ définissent les engagements mutuels à respecter par RTE et ses clients en matière de qualité de fourniture.

L'état des lieux de la qualité de fourniture observée sur le réseau à la fin des années quatre-vingt a conduit EDF à engager, à partir de 1992, une politique volontariste d'amélioration de la qualité. Celle-ci a conduit à des niveaux de qualité aujourd'hui globalement satisfaisants sur tout le territoire. Ainsi, excepté certains « points noirs » qui subsistent dans ce domaine, la politique de RTE est de maintenir le niveau de qualité actuelle

À l'heure actuelle, les engagements de RTE en matière de coupures longues et brèves sont basés sur des moyennes constatées les années précédentes.

En cas de non-respect de ces engagements, des études ciblées sont conduites, et l'intérêt de procéder à un renforcement du réseau est examiné au cas par cas, en fonction de la rentabilité économique et de la sensibilité de la clientèle.

De ce fait, le Schéma de développement n'aborde pas de manière spécifique les aspects qualité de fourniture, excepté quelques points dûment identifiés dans les volets régionaux.

4.2.3 Expertise des ouvrages

Les contraintes liées à l'état du patrimoine sont identifiées grâce à la connaissance approfondie de chacun des ouvrages au plus près du terrain.

Concernant celles liées à la robustesse face aux événements climatiques extrêmes, la démarche d'ensemble a été exposée au chapitre 4.1.5.

S'agissant du maintien en conditions opérationnelles, compte tenu du nombre important d'ouvrages ayant atteint leur durée de vie « théorique » (voir chapitre 2.3.3), et donc susceptibles de faire l'objet d'actions de réhabilitation lourde ou de renouvellement, une réflexion globale sur la gestion du patrimoine du réseau est engagée à RTE depuis plusieurs années. Une méthode de hiérarchisation des ouvrages concernés a été mise au point, pour définir la priorité avec laquelle il convient de lancer des expertises approfondies et les études de solutions.

Ces priorités sont établies à la maille régionale en fonction de plusieurs critères, permettant de croiser :

- une vision patrimoniale : comportement technique de l'ouvrage, état des différents composants (usure, corrosion) ;
- une vision fonctionnelle : importance de l'ouvrage pour la qualité de fourniture et la sûreté de fonctionnement, enjeu de l'ouvrage à long terme.

Les ouvrages identifiés comme prioritaires font ensuite l'objet d'expertises qui permettent d'appréhender de façon détaillée l'état des composants de l'ouvrage, et de faire de premières propositions concernant les solutions possibles (réhabilitation, renouvellement), ainsi qu'un premier chiffrage.

Cette démarche d'expertise n'a pas encore été menée à son terme sur l'ensemble des ouvrages. Ainsi, le Schéma de développement ne présente pas une vision parfaitement exhaustive des contraintes de maintien en conditions opérationnelles du patrimoine.

22 COUPURES BRÈVES : interruptions de l'alimentation électrique comprises entre une seconde et trois minutes. On rencontre surtout ce type de coupures lorsque le réseau est capable d'éliminer lui-même le défaut et de reprendre automatiquement l'alimentation de la clientèle. La durée de la coupure correspond au temps de fonctionnement des protections d'élimination du défaut et des automatismes de reprise de service.

COUPURES LONGUES : interruptions de l'alimentation électrique supérieures à trois minutes. Elles correspondent souvent à des défauts longs sur un ouvrage du réseau de transport sans possibilité de reprise automatique de la clientèle par un quelconque secours. Des manœuvres, dont le délai est supérieur à trois minutes, sont nécessaires et se révèlent parfois suffisantes pour réalimenter la totalité de la clientèle.

23 Contrats Cart avec les clients industriels, contrats avec les gestionnaires de réseaux de distribution, ou avec les producteurs.

4.2.4 De la détection à la résolution des contraintes

La détection d'une contrainte à un horizon donné ne suffit pas à déclencher une décision de développement du réseau par RTE. Les décisions d'investissements prises par RTE sont fondées sur une analyse technico-économique, évaluée sur la durée, qui intègre une valorisation du service rendu par différentes stratégies de développement, et l'investissement à consentir pour mettre en œuvre cette stratégie.

Concernant les contraintes liées aux capacités thermiques des ouvrages⁽²⁴⁾, la première étape consiste à simuler les situations à risque, selon la méthodologie décrite au chapitre 4.2.1, dans la configuration initiale du réseau (sans renforcement), puis en supposant le réseau renforcé, en mettant en œuvre chacune des stratégies de développement susceptibles de résorber les contraintes identifiées (renforcement d'une liaison existante, nouvelle liaison, augmentation de la puissance de transformation...).

La deuxième étape consiste à valoriser les situations à risque, pendant toute la durée où le risque est présent, dans chaque configuration du réseau (avec et sans le renforcement). Des coûts sont en effet associés à chaque fois qu'intervient une coupure de la clientèle (énergie non distribuée) ou une désoptimisation du programme de production. Ces coûts sont liés respectivement au préjudice causé à la clientèle par une coupure, et au dédommagement des producteurs dont le programme de production a été perturbé du fait de la congestion. Des coûts sont également imputés au titre des pertes sur le réseau⁽²⁵⁾.

L'écart de valorisation obtenu avec et sans le renforcement correspond donc à l'économie engendrée par le nouvel ouvrage, en termes de coûts de congestion, d'énergie non distribuée et de pertes. La construction d'un indicateur de rentabilité, tenant compte du coût financier de l'ouvrage, permet

ensuite d'identifier la meilleure solution d'un point de vue technico-économique, parmi toutes les stratégies envisagées pour résorber la contrainte.

D'autres facteurs entrent également en ligne de compte (insertion environnementale, foisonnement avec d'autres politiques techniques) pour finalement faire émerger la solution électrique optimale qui sera proposée par RTE à la concertation.

Concernant les contraintes liées à l'état du patrimoine, l'arbitrage entre travaux de réhabilitation d'un ouvrage destinés à prolonger sa durée de vie, sa reconstruction, voire sa dépose, est examiné au cas par cas. Cette analyse intègre la problématique globale d'utilisation de l'ouvrage : rôle dans le réseau et accroissement de dépenses de maintenance.

Dans la recherche de stratégies de développement du réseau, les différents types de contraintes ne sont pas traités indépendamment, en particulier lorsque, dans une même zone, le réseau est insuffisamment développé et rencontre des problèmes de vétusté : les stratégies examinées doivent alors permettre d'optimiser les actions menées sur l'ensemble du patrimoine. Par exemple, le renouvellement d'un ouvrage peut à la fois répondre à des besoins de développement (augmentation de la consommation d'une zone), d'obsolescence (âge du réseau) et de sécurisation mécanique.

Rappelons enfin que le développement du réseau de transport contribue de manière non exclusive au respect de certains objectifs : des dispositifs de régulation des flux de puissance (transformateurs-déphaseurs), le développement de nouvelles capacités de production — en particulier décentralisée —, et la maîtrise de la demande dans une autre mesure, peuvent contribuer à soulager les congestions et à améliorer la sécurité d'approvisionnement. ■

24 Sécurité d'alimentation, performance technique et économique du système, raccordement des clients.

25 RTE achète en effet le volume de production équivalent aux pertes d'énergie sur le réseau de transport.



5

Exposé des contraintes du réseau à moyen / long terme

L'objectif de ce chapitre est de donner une vision d'ensemble des principales contraintes identifiées sur le territoire national, dans les volets régionaux du Schéma de développement établis en 2003. On n'expose ici que les plus significatives, le lecteur pouvant se reporter à l'annexe 2 pour une vision exhaustive de l'ensemble des contraintes à la maille de chaque région administrative.

Les contraintes ne se répartissent pas de façon homogène sur tout le territoire. Les régions sont confrontées à différentes contraintes selon la configuration du réseau (âge des ouvrages, densité), de la production (fort gisement de production éolienne : nord de la France ; région hydraulique : Sud et Rhône-Alpes) et de la demande (zone touristiques : sud de la France ; installations de zones d'activité : nord de la France ; proximité des frontières ; zones peu denses : Limousin).

Rappelons que le Schéma de développement fait état de la vision la plus probable des contraintes pressenties sur le réseau de transport d'électricité à moyen / long terme. Cette vision reste associée aux hypothèses relatives à l'évolution du contexte économique, industriel et énergétique, élaborées par les acteurs concernés au sein des Comités régionaux de concertation.

Certaines contraintes, généralement constatées aujourd'hui avec risques de délestage ou de modification du plan de production coûteuse pour la collectivité, ont déjà fait l'objet d'études approfondies par RTE et devraient être résolues dans un horizon de court / moyen terme, par un projet identifié actuellement en concertation ou en cours d'instruction réglementaire.

D'autres, anticipant généralement des faiblesses susceptibles d'apparaître d'ici à quelques années, font

actuellement l'objet d'études côté RTE : les exercices suivants du Schéma de développement permettront de suivre leur évolution, et éventuellement de présenter les projets destinés à les résorber.

5.1 SÉCURITÉ D'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

L'origine de ce type de contrainte et la façon dont elle est détectée sont respectivement décrites aux chapitres 4.1.1 et 4.2.1.

5.1.1 Des contraintes avérées levées par des projets à court terme

On présente dans ce paragraphe les principaux projets actuellement en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, la liste exhaustive des projets figurant dans l'annexe 2, par région administrative.

Alimentation du Sud-Est :

projet Boutre – Broc-Carros

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur importe largement son énergie, puisque la production locale ne couvre qu'un peu plus de la moitié de la consommation régionale.

La partie de la région Paca située au sud-est d'Avignon est alimentée par les lignes 400 et 225 kV Réaltor – Néoules – Broc-Carros et Sainte-Tulle – Lingostière. En cas de perte d'ouvrage de transport dans la région, le réseau ne peut alimenter toute la consommation, et du délestage est nécessaire (400 MW en 2003).

La création de la ligne 400 kV BOUTRE – BROC CARROS et le renforcement de la ligne 225 kV BOUTRE – COUDON (réalisé en 2003) apportent une nouvelle capacité d'import vers le littoral, et permettent un « bouclage » 400 kV de l'est de la région Paca⁽²⁶⁾.

26 Ce projet permet en outre de mieux utiliser les capacités de production hydraulique de la vallée de la Durance et du Verdon.

27 Le projet permet aussi de résoudre les contraintes liées à l'évacuation de la production thermique de la zone (voir chapitre 5.2.2).

Alimentation de Strasbourg et du Bas-Rhin : projet Vigy – Marlenheim

La sécurité d'alimentation de l'agglomération de Strasbourg et du Bas-Rhin en Alsace est aujourd'hui menacée. L'ensemble de cette zone repose en effet sur le poste 400 kV de Marlenheim, qui n'est alimenté que par une ligne à deux circuits 400 kV : un incident sur cet ouvrage provoque des risques de coupures. Le projet d'axe double Vigy – Marlenheim permettra notamment de sécuriser la zone⁽²⁷⁾.

Alimentation du Lot

La région de Cahors (Midi-Pyrénées) est alimentée par trois axes 63 kV de capacités différentes. L'augmentation des consommations de la zone et des charges SNCF fragilise le réseau qui est déjà le siège de forts transits Nord-Est / Sud-Ouest liés à l'évacuation de la production hydraulique du Massif central. Le renforcement de l'axe nord existant Férouge – Cahors permettra de soulager la zone. Le projet a fait l'objet d'un débat public en 2003.

Alimentation de l'ouest de l'Île-de-France

La croissance des consommations de cette zone a conduit à fragiliser l'alimentation de la clientèle. Deux renforcements sont prévus en très haute tension :

- la création, d'ici à 2007, du poste 400 / 225 kV d'Yvelines, raccordé au poste d'Élancourt par une liaison 225 kV, devrait permettre de sécuriser l'alimentation de la clientèle des Yvelines, du sud des Hauts-de-Seine et du quart sud-ouest de Paris ;
- au nord-ouest de la première couronne, le projet de création de liaison souterraine 225 kV Nanterre – Nourotte permettra de rééquilibrer les charges entre les postes de la zone.

Alimentation du bassin annécien

Le bassin annécien (Rhône-Alpes) est alimenté en trois poches non sécurisées, à partir d'un réseau issu du réseau 400 kV national via les postes de transformation de Génissiat, de Cornier et d'Albertville. Par ailleurs, l'ensemble du réseau est d'ores et déjà saturé. La création d'un poste de transformation 400 / 63 kV (actuellement en cours de concertation) permettra de lever les difficultés d'alimentation de l'agglomération d'Annecy. Le projet comporte des étapes ultérieures qui permettront de lever les difficultés d'alimentation des zones situées à l'est d'Annecy.

Nord lyonnais

Le réseau nord de Lyon fonctionne d'ores et déjà à saturation et ne permet pas, en l'état, de faire face à l'accroissement des consommations industrielles et résidentielles dans cette zone. Le projet de création du poste 225 / 63 kV de Cailloux-sur-Fontaines résoudra cette contrainte.

Alimentation du Soissonnais

Le réseau 63 kV du Soissonnais connaît à court / moyen terme une redistribution des charges et des problèmes de qualité de fourniture. La création d'une liaison 225 kV et le renforcement de la transformation 225 / 63 kV, sont destinés à renforcer l'alimentation électrique de la zone.

Alimentation de la Vendée

Le réseau de transport est insuffisant pour bien alimenter la Vendée, où le dynamisme de certaines zones (côtières notamment), amènent le réseau haute tension en limite de capacité. Cette situation est aggravée par les forts transits interrégionaux, orientés du Poitou-Charentes vers la Bretagne. Un premier élément de réponse à l'alimentation de la Vendée sera apporté par le projet de création d'une nouvelle injection 225 / 90 kV à Val-de-Sèvres, couplée avec un renforcement du réseau 90 kV sur Pouzauges. Un transformateur-déphaseur, installé au poste de Granzay au départ vers Niort, permettra également de soulager les contraintes de la zone.

Zone de Saint-Nazaire – La Baule – Guérande

Afin d'assurer la sécurité d'alimentation électrique et la capacité de développement de la zone de Saint-Nazaire, de la Baule et de la presqu'île guérandaise — deuxième pôle de consommation derrière l'agglomération nantaise —, il est prévu de remplacer la ligne 63 kV Guersac – Pontchâteau par une ligne 225 kV.

Autres agglomérations

- **Agglomération de Caen** : de fortes contraintes, en situation normale et dégradée sur la transformation 225 / 90 kV du poste de la Dronnière, situé au sud de Caen, et sur les ouvrages 90 kV en sortie du poste entraînent des risques de coupures qui concernent toute la région caennaise. Pour y remédier, le projet consiste à renforcer la transformation et les lignes d'alimentation de l'agglomération.



- **Agglomération d'Amiens** : le réseau d'alimentation 90 kV arrivant à saturation, il a été décidé de basculer les charges sur le réseau 225 kV via le poste source d'Amargue et ses nouvelles alimentations 225 kV, plus aptes à les accueillir.

- **Agglomération de Montpellier** : la structure des réseaux de la zone de Montpellier entraîne, à moyen terme, des risques de surcharge, avec des conséquences en termes de coupures longues et brèves et de tenue de tension.

- **Agglomération de Mulhouse** : à moyen terme, on observe un dépassement des capacités de transits des ouvrages (lignes, transformateurs) alimentant le « pays du Sundgau », situé au sud de Mulhouse. La création du poste de transformation 225 / 63 kV d'Hirsingue, permettra de lever la majorité des contraintes dès 2006, en rapprochant la source d'énergie électrique des lieux de consommation.

5.1.2 Des contraintes qui appelleront des réaménagements du réseau à moyen terme

Avec les hypothèses élaborées aux niveaux national et régional, les simulations réalisées dans le cadre de cet exercice ont permis d'identifier d'autres contraintes : certaines sont moins critiques ou susceptibles d'apparaître à plus long terme. D'autres, au contraire, sont déjà constatées sur le réseau et devront être résolues à moyen terme. Pour ces contraintes, des études approfondies sont d'ores et déjà menées par RTE, afin d'identifier les meilleures stratégies pour les lever.

On présente ici les contraintes les plus significatives, et le lecteur pourra se reporter à l'annexe 2 pour une description exhaustive, par région administrative.

Alimentation de la Vendée

Le réseau de transport demeure insuffisant pour bien alimenter la Vendée, malgré les aménagements prévus (nouvelle injection 225 / 90 kV et renforcement du réseau 90 kV). Le fort potentiel d'énergie électrique arrivant au sud de Niort (Granzay), combiné au fort appel de la Loire-Atlantique et de la Bretagne sur le poste d'interconnexion et de transformation de Cordemais, sollicite le réseau de transport qui arrive en limite de capacité.

Alimentation de Dax

Les réseaux 63 et 225 kV de la région de Dax sont le

siège de très nombreuses contraintes qui rendent leur exploitation très délicate. À cela s'ajoutent un taux annuel très élevé d'accroissement de la consommation (3,6 % de 1996 à 2000, avec des prévisions de l'ordre de 3 % d'ici à 2005), et une sollicitation supplémentaire en cas d'exportations vers l'Espagne. La puissance mise en précarité est d'environ 250 MW en 2002.

Alimentation de Strasbourg

Une contrainte apparaît sur une des liaisons 225 kV d'alimentation du poste de Graffestaden à partir du poste 400 / 225 kV de Marlenheim, qui dessert une partie de la ville de Strasbourg et du nord de l'Alsace.

Alimentation de l'est de la région parisienne

Des contraintes très importantes risquent de survenir à très court terme sur plusieurs couloirs 225 kV de la zone, en particulier autour du poste 400 / 225 kV de Villevaudé, et dans le Val-de-Marne

Boucle 63 kV du nord des Ardennes

Des contraintes de transits apparaissent à moyen terme sur cette zone située entre les postes 225 / 63 kV de Chooz et Mohon. La situation, si elle est maîtrisée aujourd'hui, pourrait rapidement se dégrader en cas de croissance soutenue des consommations.

Autres agglomérations

- **Grenoble** : à moyen terme, les alimentations nord-ouest et nord-est à 225 kV de Grenoble s'avèrent insuffisantes pour alimenter la clientèle d'une part — en particulier en prévision de l'arrivée de clients industriels — et pour évacuer la production hydraulique d'autre part.

- **Agglomération de Perpignan** : l'augmentation sensible des consommations de la zone, qui attire beaucoup de nouveaux résidents, fragilise le réseau 63 kV desservant l'agglomération (en particulier au départ du poste 400 / 63 kV de Baixas).

- **Agglomération de Montpellier** : compte tenu de la structure des réseaux 63 kV et de la sensibilité des consommations de la zone montpelliéraine, des surcharges risquent d'apparaître à moyen terme dans différents cas de perte d'ouvrages 63 kV ou 225 kV, avec des conséquences en termes de coupures longues et brèves, et de tenue de la tension.

- **Agglomération de Dijon** : l'évolution naturelle

des charges sature à moyen terme la capacité de transformation des postes d'injection situés autour de Dijon. En dépit des travaux prévus à court terme (construction du câble Petit Bernard – Romelet), le réseau 63 kV ainsi que les transformations installées demeurent sous-dimensionnés.

- **Nancy** : L'organisation du réseau 63 kV issu des deux postes de transformation alimentant l'agglomération, conduira à une insuffisance de transformation. De plus, l'alimentation de la boucle *intramuros* de Nancy arrivera à saturation.

- **Nice – Cannes – Grasse – Antibes** : cette grande zone urbaine du littoral méditerranéen est alimentée par des lignes 225 kV issues des postes de Broc-Carros et Biançon. À moyen terme, la perte d'une de ces lignes risque d'entraîner, à certaines périodes, le déclenchement automatique des ouvrages restants, et de conduire ainsi à la mise hors tension de toute la zone.

- **Avignon** : dès aujourd'hui, la perte d'une des lignes 225 kV alimentant une zone englobant l'agglomération d'Avignon et une partie du sud du Vaucluse et du nord des Bouches-du-Rhône entraîne, à certaines périodes, des surcharges sur les autres ouvrages, avec pour conséquences des coupures importantes (de l'ordre de 100 MW) de la clientèle.

5.2 RACCORDEMENT DES CLIENTS

La problématique du raccordement se pose différemment suivant la nature du client, qu'il soit producteur ou consommateur, industriel ou distributeur. Si l'arrivée d'un client entraîne nécessairement la réalisation des ouvrages permettant son raccordement sur le réseau de transport (liaisons et / ou poste de raccordement), il peut arriver que la nouvelle injection / soutirage engendre des contraintes sur le réseau de transport situé en amont du client, par saturation des ouvrages déjà présents et non dimensionnés pour l'accueillir.

On a choisi dans ce chapitre de distinguer :

- les raccordements des distributeurs, par la création de nouveaux postes sources, qui sont liés à une augmentation significative des consommations

d'une zone (correspondant généralement à l'installation de nouvelles zones d'activité, par exemple à proximité des agglomérations) ;

- les raccordements de clients identifiés : RFF, clients industriels, producteurs ;

- les raccordements des producteurs éoliens, dont la problématique est traitée dans sa globalité, dans la mesure où la forte volatilité des demandes ne permet pas de dresser un inventaire fiable des contraintes engendrées (voir chapitre 3.2.2). Un éclairage est toutefois donné sur les contraintes susceptibles d'apparaître sur le réseau amont.

NB : les besoins avérés de raccordement des clients ne sont connus qu'à court terme. Les contraintes observées à long terme ne peuvent résulter que d'hypothèses caractérisées par une forte volatilité (voir chapitre 3.2.2). Les contraintes présentées dans ce document reflètent l'ensemble des demandes de raccordement connues des gestionnaires de réseaux début 2003. Certains projets de raccordement sont susceptibles d'être modifiés ou abandonnés par les demandeurs ; d'autres peuvent s'ajouter à la liste.

5.2.1 Raccordements de postes sources

La création d'un poste source peut être nécessaire pour satisfaire les besoins de développement du réseau de distribution, lorsque sa capacité est insuffisante pour alimenter les consommations (création de zones d'activités, par exemple). Cette contrainte peut être résolue soit par un renforcement du réseau de distribution à partir des postes sources existants, soit par l'apport d'une nouvelle injection de puissance, c'est-à-dire par la création d'un nouveau poste source. L'arbitrage entre les deux types de solutions s'appuie sur une comparaison de leurs performances technico-économiques, vues du réseau de distribution, et compte tenu des coûts du raccordement du nouveau poste source.

Les cartes des pages suivantes indiquent les projets de création de postes sources en cours d'instruction réglementaire, et les contraintes identifiées sur les réseaux de distribution qui correspondent à une demande formulée par les distributeurs, pour laquelle une étude est en cours.



Postes sources en projet





5.2.2 Raccordements de clients identifiés RFF

Afin de développer un véritable réseau ferroviaire transeuropéen pour le fret et les voyageurs, et d'améliorer les temps de parcours entre agglomérations, de nouveaux projets de lignes à grande vitesse sont envisagés par RFF à moyen terme. Le développement de ces nouvelles lignes s'accompagne de la mise en service de points de soutirage (« sous-stations ») destinées à leur alimentation électrique.

Parmi ces projets, le TGV Est est destiné à relier direc-

tement Paris au centre des principales villes de l'Est de la France, d'ici à 2007. Cette ligne à grande vitesse sera raccordée au réseau de RTE — 400 ou 225 kV — par l'intermédiaire de cinq sous-stations réparties sur trois régions et situées aux points kilométriques 22, 88, 151, 212 et 270 : l'Île-de-France (poste 400 kV de Penchard en coupure sur la ligne 400 kV Plessis-Gassot – Chambray), la Champagne-Ardenne (postes 225 kV de Vézilly en coupure sur la ligne 225 kV Ormes – Soissons, et de Cuperly en double antenne depuis Vesles 225 kV), et la Lorraine (postes



de Moulon raccordé en antenne depuis Vandières 225 kV, et Trois Domaines, en coupure sur l'axe 225 kV Revigny – Vandières). La création de ces sous-stations nécessite, dans certains cas, des réaménagements du réseau ou un renforcement des transformations. Afin de respecter les échéances fixées par RFF pour la mise en service commerciale du TGV, les cinq sous-stations devraient être raccordées en 2005 (les cinq projets correspondants sont actuellement en cours d'instruction réglementaire).

D'autres projets envisagés par RFF à moyen terme font l'objet de demandes de raccordement des futures sous-stations :

- le projet de ligne à grande vitesse « Rhin-Rhône » qui devrait permettre de réaliser l'interconnexion européenne entre l'Europe du Nord et de l'Est et la Méditerranée. Deux sous-stations sont prévues en Franche-Comté (entre Montbéliard et Belfort et au nord de Besançon), et une sous-station en Bourgogne à l'est de Dijon ;
- le projet de ligne à grande vitesse « Languedoc-Roussillon » qui complète l'alimentation du bassin méditerranéen vers l'Espagne. Deux sous-projets sont envisagés : le contournement de Nîmes et de Montpellier, avec la création d'une sous-station à Montpellier et la ligne nouvelle Perpignan – Barcelone, avec le raccordement d'une sous-station au sud-ouest de Perpignan ;
- d'autres projets ferroviaires de RFF, comme la ligne à grande vitesse entre Lyon et Turin, n'ont pas été pris en compte dans ce premier Schéma de développement, compte tenu des incertitudes portant sur les puissances et les localisations des sous-stations.

Le raccordement d'autres sous-stations est prévu, dont certaines sont en cours d'instruction : en Bretagne (Château-Malo en 2005), Lorraine (Langley et Moyenmoutiers en 2004), Pays de la Loire (La Roche-sur-Yon en 2006). Des demandes ont été formulées en Aquitaine, Midi-Pyrénées, Champagne-Ardenne et Franche-Comté.

Clients industriels et nouvelles productions

Des projets de raccordement de clients consommateurs ou producteurs sont recensés dans les volets régionaux du Schéma de développement, et nécessitent la création de nouveaux ouvrages (lignes de raccordement ou création de postes), voire des renforcements du réseau amont.

Les projets de nouvelles productions concernent la centrale à cycle combiné au gaz de Dunkerque, des unités de cogénération (IGCC Normandie au Havre), d'incinération d'ordures ménagères (environs de Saint-Jean-de-Folleville, Syctom à Issy-les-Moulineaux) et de fermes éoliennes.

5.2.3 Raccordements de producteurs éoliens

Les récentes directives européennes visant à promouvoir les sources d'énergies renouvelables, et traduites en objectifs chiffrés dans l'arrêté concernant la Programmation pluriannuelle des investissements de production, ont conduit les pouvoirs publics à proposer des incitations financières qui suscitent un fort engouement de la part des futurs producteurs d'énergie d'origine éolienne. RTE et les gestionnaires de distribution reçoivent un grand nombre de demandes de raccordement pour lesquelles ils réalisent des études de réseau, afin d'évaluer la capacité d'accueil des sites les plus sollicités par les producteurs. Ces demandes sont le plus souvent localisées sur les sites les plus favorables du point de vue du potentiel éolien (zones de vent, topologie du terrain...), mais ces zones ne sont pas forcément celles qui engendrent le moins de difficultés d'évacuation pour le réseau de transport.

Comme on l'a vu au chapitre 3.2.2, les files d'attente qui reflètent les demandes de raccordement évoluent très rapidement : les producteurs formulent leurs demandes bien avant de recevoir les autorisations administratives nécessaires à leur implantation, les éventuelles contraintes engendrées par leur raccordement sur le réseau ne constituant qu'un des éléments de l'optimisation de leur projet.

La répartition des demandes de raccordement de production éolienne est aujourd'hui relativement diffuse sur tout le territoire : la quasi-totalité des régions administratives était concernée au premier semestre 2003. Trois zones principales se détachent cependant, reflétant les zones à fort potentiel éolien : une zone « Ouest », incluant la Bretagne et une partie des régions Basse-Normandie et Pays de la Loire ; une zone « Nord », incluant le Nord-Pas-de-Calais, la Haute-Normandie, l'Île-de-France, la Picardie et une partie de la région Centre ; et une zone « Sud » comprenant le Languedoc-Roussillon, l'Auvergne et Rhône-Alpes.

Pour un volume de production donné au niveau national, la présence de contraintes dépend directement de la diffusion des demandes sur le territoire. Des études menées récemment par RTE ont montré que la capacité d'accueil du réseau existant se monte à près de 7 000 MW au total, sous réserve que les projets soient placés sur des sites « favorables » du point de vue du réseau de transport : à l'exception de zones déjà contraintes par d'autres types de production, la capacité d'accueil est d'autant plus grande que la répartition des projets est uniforme sur le territoire. En revanche, l'hypothèse de 6 000 MW à l'horizon 2007, cohérente avec les objectifs fixés dans la PPI, et déclinée géographiquement selon la répartition reflétée dans les files d'attente, fait émerger des contraintes. Le lecteur pourra se reporter aux cartes régionales de l'annexe 2, qui font figurer les contraintes correspondant aux demandes formulées au premier trimestre 2003. Compte tenu de leur forte volatilité (voir chapitre 3.2.2), on ne présente ici que les zones où le réseau, déjà saturé, ne permet pas d'écouler une nouvelle production.

Sont concernées en premier lieu des zones à fort potentiel éolien, où le réseau est inadapté au développement de cette production, comme le Languedoc-Roussillon, où la production hydraulique est déjà très présente et sature d'ores et déjà le réseau de transport. Si un volume global sur la région de l'ordre de 1 000 MW (production terrestre et *offshore*) est raccordable sur le réseau régional, sous réserve d'une localisation adaptée, des contraintes apparaissent dans d'autres configurations de localisation (conflit d'évacuation avec l'hydraulique).

Ce type de contrainte est identifié dans d'autres régions, de façon plus localisée. Il s'agit du nord de la France, en particulier la frontière Pas-de-Calais – Picardie qui fait l'objet de très nombreuses demandes de raccordement, ou de l'Auvergne, où le réseau de transport d'électricité ne peut assurer en toutes circonstances l'évacuation de la production éolienne (en particulier dans le Cantal et la Haute-Loire).

Dans d'autres régions, certains ouvrages sont en limite de contrainte pour certaines configurations de l'implantation de projets particuliers, comme en Champagne-Ardenne.

Par ailleurs, si ce premier exercice ne met pas en évidence de contrainte sur le réseau des régions du Grand Ouest (Poitou-Charentes, Pays de la Loire, Bretagne, Centre), une accélération des demandes de

raccordement et la délivrance des premiers permis de construire par les préfets dans ces régions peut engendrer l'apparition de faiblesses du réseau pour évacuer cette production.

À l'inverse, certaines régions peuvent accueillir les demandes prises en compte sans engendrer de contraintes, le nombre de demandes enregistrées demeurant relativement faible à ce jour. Il s'agit d'une zone partant de l'est de la France (Lorraine, Franche-Comté, Alsace, Bourgogne) vers un grand quart sud-ouest (Limousin, Aquitaine). La Haute-Normandie est une région disposant également d'une forte capacité d'accueil de la production éolienne.

Une estimation plus détaillée des « zones de fragilité électrique » liées à l'implantation de production éolienne sera disponible dans les exercices suivants du Schéma de développement, à mesure que les demandes de raccordement auront été confirmées par les producteurs.

5.3 PERFORMANCE TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE DU SYSTÈME

La bonne marche du marché européen de l'électricité se caractérise d'une part par le respect des programmes d'appel des producteurs, et d'autre part par la fluidité des échanges d'électricité entre les pays. Or la limitation des capacités thermiques des ouvrages peut être un obstacle au bon fonctionnement du marché : le gestionnaire de réseau peut être amené, comme on l'a vu, à limiter les échanges dans certaines directions géographiques, ou à demander aux producteurs des réaménagements de leur production.

5.3.1 Difficultés d'évacuation de la production

Certaines zones sont sujettes dès aujourd'hui à des réaménagements de la production, liés le plus souvent à des conflits d'évacuation de la production de plusieurs groupes, que les limitations de capacité du réseau empêchent d'acheminer.

Il s'agit en premier lieu des zones où la production hydraulique est déjà très importante (moitié sud du pays) et où les contraintes sont parfois aggravées par l'arrivée éventuelle de production éolienne (voir chapitre 5.2.3).



En Aquitaine, la production locale est pénalisée. Il en est de même en Midi-Pyrénées, et certaines contraintes dans cette région et en Languedoc-Roussillon peuvent également influencer l'évacuation de la production hydraulique du Massif central, des Cévennes, voire la production thermique et hydraulique de la vallée du Rhône.

En Auvergne, en période de forte hydraulité, les axes 225 000 volts d'évacuation de cette production sont exploités à la limite de leur capacité.

En Rhône-Alpes, lorsque le réseau doit à la fois évacuer la production hydraulique et permettre les transits d'énergie interrégionaux, la situation est d'autant plus délicate, les lignes n'étant pas dimensionnées pour ce double usage (axes 225 kV de l'Ardèche et axes 225 kV de l'agglomération grenobloise).

Par ailleurs, la ligne 400 kV Chaffard – Grande-Île constitue un goulet d'étranglement dans la gestion du système électrique de la région : de très faible capacité, elle s'avère incapable d'alimenter les consommations industrielles ou pour alimenter les stations de pompage, et engendre des modifications des plans de production nucléaires et hydrauliques. Le projet Lyon – Chambéry (remplacement de la ligne 400 kV à un circuit Chaffard – Grande-Île par une liaison 400 kV à deux circuits) permettra de résorber ces difficultés.

En Paca, l'absence de « bouclage » du réseau 400 kV et la faible densité du réseau sous-jacent nécessite le démarrage de productions thermiques très coûteuses (et très polluantes) dans la région, et une désoptimisation de la production hydraulique. La création de l'axe 400 kV Boutre – Broc-Carros et le renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon permettent de créer une nouvelle capacité d'import vers le littoral, et de mieux utiliser les capacités de production hydraulique de la vallée de la Durance et du Verdon⁽²⁸⁾.

En Lorraine et en Alsace, l'évacuation de la production mosellane entraîne des congestions sur le réseau 225 kV entre Vigy et Saint-Avoid, qui nécessitent un réaménagement de la production locale, notamment thermique et hydraulique. La création de la liaison 400 kV Vigy – Marlenheim résoudra cette difficulté. Par ailleurs, le poste de Sarrebourg n'est pas dimensionné pour permettre d'assurer un lien entre l'Alsace

et la Lorraine. La construction du poste de Sarrebourg Nord 225 kV, dans le cadre du projet Vigy – Marlenheim résoudra cette contrainte⁽²⁹⁾.

En Nord-Pas-de-Calais, le réseau à 400 kV d'évacuation de la centrale nucléaire de Gravelines, et alimentant la région lilloise, est bouclé dans la partie sud par un axe unique de faible capacité de transit : Argoeuves (Amiens) – Chevalet – Gavrelle (Arras) – Avelin (Lille). En transitant la puissance issue des centrales nucléaires normandes, la partie de cet axe comprise entre Argoeuves et Gavrelle joue un rôle prépondérant dans l'alimentation de l'agglomération d'Arras et du bassin minier, au travers du poste de Gavrelle.

En cas d'incident affectant ce réseau, l'axe Argoeuves – Chevalet – Gavrelle doit reprendre une partie de la charge électrique, et se trouve en saturation compte tenu de la demande de la région lilloise. En heure de pointe, ces incidents peuvent entraîner des surcharges avec risque d'effondrement en cascade conduisant à des coupures profondes de l'alimentation⁽³⁰⁾. Pour éviter les surcharges, des baisses de production de la centrale nucléaire de Gravelines sont nécessaires et compensées par le démarrage de productions locales d'origine fossile, plus coûteuses et plus polluantes. La reconstruction de cet axe permet de résorber ces contraintes

5.3.2 Pénalisation des échanges transfrontaliers

La France, interconnectée avec de nombreux pays, est naturellement exportatrice vers ses voisins, et constitue également le point de passage de transits internationaux : les lignes d'interconnexion sont sollicitées en permanence.

Plusieurs contraintes de ce type sont localisées au niveau des interconnexions avec les pays voisins : on distingue les plaques France – péninsule ibérique, Belgique – Allemagne – Pays-Bas, et France – Suisse – Italie. Dans sa volonté d'augmenter le taux d'interconnexion des pays membres de l'Union européenne la Commission européenne a identifié une liste de projets prioritaires⁽³¹⁾ dans sa décision n° 1229/2003/CE (cf. [12] page 44).

Ces projets sont caractérisés par leur contribution au renforcement de la sécurité d'approvisionnement et par leur impact significatif sur le fonctionnement concurrentiel du marché intérieur.

28 Ce projet permet également de sécuriser l'alimentation de la zone, en évitant le recours au délestage (voir chapitre 5.1.1).

29 Le poste de Sarrebourg Nord permettra en outre d'améliorer la qualité de fourniture dans la région de Sarrebourg.

30 Aux heures de faibles charges d'été ou d'intersaison, il peut être nécessaire pour la sécurité du système de modifier le plan de production local à moindre coût, en faisant fonctionner des groupes charbon ou fioul de la région, avec pour conséquences des surcoûts de production importants. À noter que les exportations vers la Belgique, en raison de l'appel de puissance vers le poste d'Avelin qu'elles occasionnent, constituent un amplificateur de contrainte.

31 Les projets prioritaires européens concernant le réseau de transport français, indiqués dans la décision du Parlement européen, sont les suivants : lignes Moulaine – Aubange, Avelin – Avelgem et Vigy – Marlenheim, augmentation de la capacité par le biais de l'interconnexion existante entre la France et l'Italie ; nouvelle interconnexion entre la France et l'Italie ; nouvelle interconnexion traversant les Pyrénées entre la France et l'Espagne ; nouvelles connexions dans le nord de la France, nouvelles connexions dans le sud-ouest de la France.

• *Plaque France – péninsule ibérique*

La France et l'Espagne ont exprimé une volonté commune d'augmenter leurs capacités d'échanges. L'objectif que les deux pays se sont fixé est l'atteinte d'une capacité de 2 800 MW en 2006, conditionnée par la mise en service de la liaison Baixas – Bescano prévue à cet horizon. Notons que la volonté exprimée par les pouvoirs publics est d'amener, à moyen terme, le niveau d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 4 000 MW ; ce qui nécessitera la construction d'une ligne supplémentaire.

• *Plaque France – Belgique – Allemagne – Pays-Bas*

Grâce à sa forte capacité de production, la France exporte largement vers le nord de l'Europe, alors que les Pays-Bas importent massivement leur énergie. Cette énergie, lorsqu'elle provient de la France, traverse la Belgique et l'Allemagne, en empruntant des axes d'interconnexion qui ne sont pas dimensionnés pour supporter ces flux. Le goulet d'étranglement observé à la frontière franco-allemande a été en partie soulagé, au cours de l'année 2002, par la mise en service du nouvel axe de forte capacité Vigy – Uchtelfangen (reliant Metz à Saarbrück). Les lignes 400 kV et 225 kV franchissant la frontière franco-belge, quant à elles, n'ont pas fait l'objet de développements récents et restent le maillon faible de cette plaque. Elles devraient cependant être soulagées en partie par le renforcement, à moyen terme, de la ligne d'interconnexion située entre Avelin (Lille) et Avelgem (pose d'un deuxième terne).

L'augmentation des échanges vers le nord de l'Europe conduit d'autres axes 225 kV transfrontaliers à être fortement sollicités, comme l'axe Chooz – Jamiolles, ainsi que la transformation 400 / 225 kV de Mazures qui alimente simultanément le réseau régional des Ardennes et le sud de la Belgique.

Par ailleurs, le réseau 225 kV demeure très fortement chargé dans le nord de la France (Holque – Guarbecque), où une forte production doit être évacuée (production nucléaire de Gravelines, thermique, doublées d'import éventuel depuis l'Angleterre).

À plus long terme, l'évolution des échanges avec le nord de l'Europe pourrait entraîner des contraintes sur le réseau 225 kV de Lille. À l'inverse, en cas d'échanges faibles sur l'interconnexion France – Belgique ou d'import vers la France, l'axe 225 kV Mastaing – Perizet pourrait entrer en contrainte.

• *Plaque France – Suisse – Italie*

L'interconnexion avec l'Italie est constituée des axes 400 kV Albertville – Rondissonne (ligne double terne) et la ligne Villarodin – Venaus, de faible capacité. Malgré l'installation d'un transformateur-déphaseur à La Praz en 2002, qui permet de réorganiser les flux et de mieux évacuer la production hydraulique de la Maurienne, la capacité totale des liaisons franco-italiennes limite les possibilités d'échanges transfrontaliers.

5.4 MAINTIEN EN CONDITIONS OPÉRATIONNELLES DU PATRIMOINE

Les décisions concernant le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine ne s'appuient pas — comme on l'a vu au chapitre 4.2.3 — sur un simple critère d'âge, mais sont fondées sur le croisement de visions patrimoniales et fonctionnelles qui découlent d'analyses approfondies des composants de l'ouvrage, de son rôle dans le réseau et de son insertion dans l'environnement. Les projets présentés dans ce chapitre résultent de ces analyses.

5.4.1 Des projets en cours d'instruction

La carte (page 37) indique les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire. Les régions les plus concernées sont situées dans une large moitié nord de la France, en particulier dans les régions de l'Est, du Nord et la région parisienne.

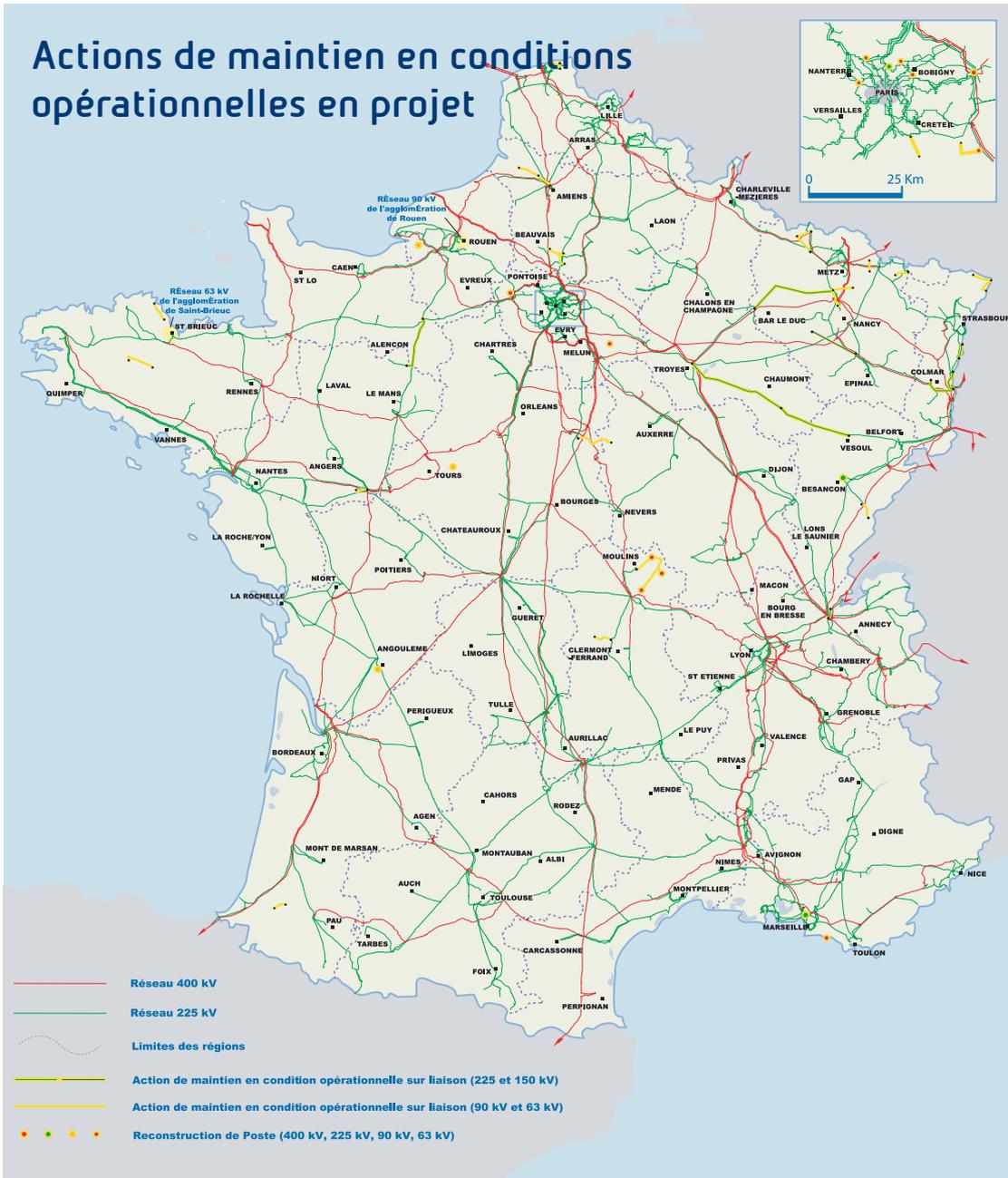
En Lorraine, en Franche-Comté et en Alsace, une partie du réseau 63 kV sera concerné à court / moyen terme par des travaux de reconstruction. Plusieurs ouvrages seront également déposés. Concernant la très haute tension, on notera la réhabilitation partielle des liaisons 225 kV Revigny – Vandières en Lorraine. En Champagne-Ardenne, le changement des conducteurs de la file 225 kV Crenoy – Rolampont – Pusy est également prévu.

L'Île-de-France est concernée par la vétusté de postes THT (reconstruction des postes de Villevaudé 400 kV et Ampère 225 kV), ou HT, en particulier dans une zone s'étalant au nord de la première couronne. Le réseau 63 kV du sud-est du Val-de-Marne sera réaménagé à moyen terme.

Au nord de la région parisienne (Picardie, Haute-Normandie et Nord-Pas-de-Calais), des actions de



Actions de maintien en conditions opérationnelles en projet



reconstruction des ouvrages 90 kV et 63 kV (liaisons et postes) sont prévues à très court terme.

À noter enfin la réhabilitation de la ligne 225 kV Aube – Commerveil (Basse-Normandie), réalisée en 2003, la reconstruction en technique 225 kV de la liaison 150 kV Les Ancizes – Volvic (Auvergne), et le renouvellement de la liaison double terre Arlod – Génissiat (Rhône-Alpes).

Au total, ce sont plus de 500 kilomètres de liaisons haute tension (63 kV et 90 kV) et une douzaine de postes HT qui sont concernés.

5.4.2 Un diagnostic des besoins à poursuivre

De premières expertises ont permis à RTE d'identifier d'ores et déjà un certain nombre d'ouvrages (liaisons et postes) devant faire l'objet, à moyen terme, d'actions de maintien en conditions opérationnelles. Pour ces ouvrages, des analyses approfondies permettront, d'une part d'identifier les composants vétustes ou obsolètes, et d'autre part de mesurer leur enjeu pour le système électrique. À l'issue de ces études, la solution optimale pourra être envisagée (renouvellement, réhabilitation, voire dépose).

Ces études demandent une connaissance détaillée de l'état de chaque équipement composant l'ouvrage, qui s'acquiert grâce à des analyses approfondies menées sur le terrain. Toutes ces analyses n'ayant pas été menées à terme à ce jour, le Schéma de développement ne propose pas une liste exhaustive des contraintes. On expose ici les principales identifiées sur le réseau, et le lecteur pourra se reporter à l'annexe 2 pour une présentation détaillée des ouvrages concernés, tous niveaux de tension confondus.

Concernant la très haute tension, plusieurs ouvrages devront faire l'objet, à terme, d'actions de maintien en conditions opérationnelles : il s'agit essentiellement d'une partie du réseau 225 kV de la région Centre, du réseau 400 kV et 225 kV d'évacuation de la production hydraulique du Massif central, et d'une partie du réseau 225 kV du Haut-Rhin (dont l'âge des ouvrages est souvent supérieur à soixante ans). Concernant la haute tension, des travaux seront vraisemblablement à prévoir en Alsace, en Lorraine, en Picardie et dans le Nord-Pas-de-Calais. La région parisienne devra poursuivre les actions sur les postes 63 kV, ainsi que sur les postes 400 kV du Chesnoy et 225 kV de Villejust et Villevaudé.

Les exercices futurs du Schéma de développement permettront de préciser, une fois les résultats des expertises disponibles, les ouvrages devant faire l'objet d'actions de renouvellement ou de réhabilitation. Dans les dix ans à venir, on peut considérer que les expertises devront porter sur un gisement de près de 4 000 kilomètres de lignes aériennes, dont plus des trois quarts en haute tension.

5.5 LES CONTRAINTES SUR LE RÉSEAU DE GRAND TRANSPORT À 400 KV

Ce chapitre vise à donner une vision globale des contraintes du réseau de grand transport.

Il reprend les contraintes déjà signalées dans le chapitre précédent.

5.5.1 Quelques contraintes relatives à la sécurité d'alimentation

Les « péninsules électriques 400 kV » constituent les premières « zones de fragilité électrique », dès lors que le réseau 225 kV ne permet pas de — ou ne suffit plus à — garantir la continuité de fourniture : Alpes-Maritimes et bande côtière de Provence-Alpes-Côte d'Azur ; Strasbourg et Bas-Rhin⁽³²⁾. Ces contraintes doivent être levées à moyen terme avec la concrétisation des projets Boutre – Broc-Carros et Vigy – Marlenheim.

Le déficit de production en Bretagne fragilise également le réseau dans cette région, en y rendant plus délicate la tenue de la tension. Pour y faire face et éviter un incident de grande ampleur comme en 1987, les groupes de Cordemais sont aujourd'hui de plus en plus sollicités.

5.5.2 Des goulets d'étranglement sur le réseau coûteux pour la collectivité

En premier lieu, la trop faible capacité de certains axes peut limiter les échanges d'énergie entre les régions.

Ces « congestions » conduisent à diminuer la production de certains sites pour faire appel à d'autres groupes, plus chers et plus polluants : c'était le cas des axes de la basse vallée du Rhône — jusqu'à la mise en service des nouvelles lignes Tavel – Tricastin en 2002 —, ainsi qu'aujourd'hui les axes Lyon – Chambéry (ligne Chaffard – Grande-Île) et Amiens –

32 Jusqu'à l'horizon considéré, l'alimentation de la pointe Bretagne est garantie par le réseau 225 kV régional, avec la mise en service d'un transformateur-déphaseur au poste de Launay.



Arras (ligne Argoeuves – Chevalet – Gavrelle) dont le tronçon entre Chevalet et Gavrelle été mis en service en 2003, pour une reconstruction complète en 2004.

Les autres contraintes de ce type sont localisées au niveau des interconnexions avec les pays voisins. Elles constituent des goulets d'étranglement qui limitent la fluidité des échanges et freinent la mise en place d'un marché concurrentiel de l'électricité en Europe : l'augmentation des capacités d'échanges, avec l'Espagne notamment mais aussi vers la Belgique, est liée à la mise en service à moyen terme de nouvelles lignes d'interconnexion : le projet Baixas – Bescano permettra d'atteindre une capacité d'échange de 2 800 MW, et la pose du deuxième terme de la ligne Avelin – Avelgem permettra de soulager les contraintes qui pèsent sur les lignes d'interconnexion.

Des congestions peuvent également apparaître sur le réseau en amont des interconnexions, comme dans les Landes, pour atteindre 4 000 MW d'échanges avec l'Espagne ou sur le réseau de la région lilloise.

De fortes importations d'électricité de Grande-Bretagne vers le continent créent par ailleurs des congestions sur le réseau 400 kV — ainsi que sur les réseaux de tension inférieure — en Nord-Pas-de-Calais.

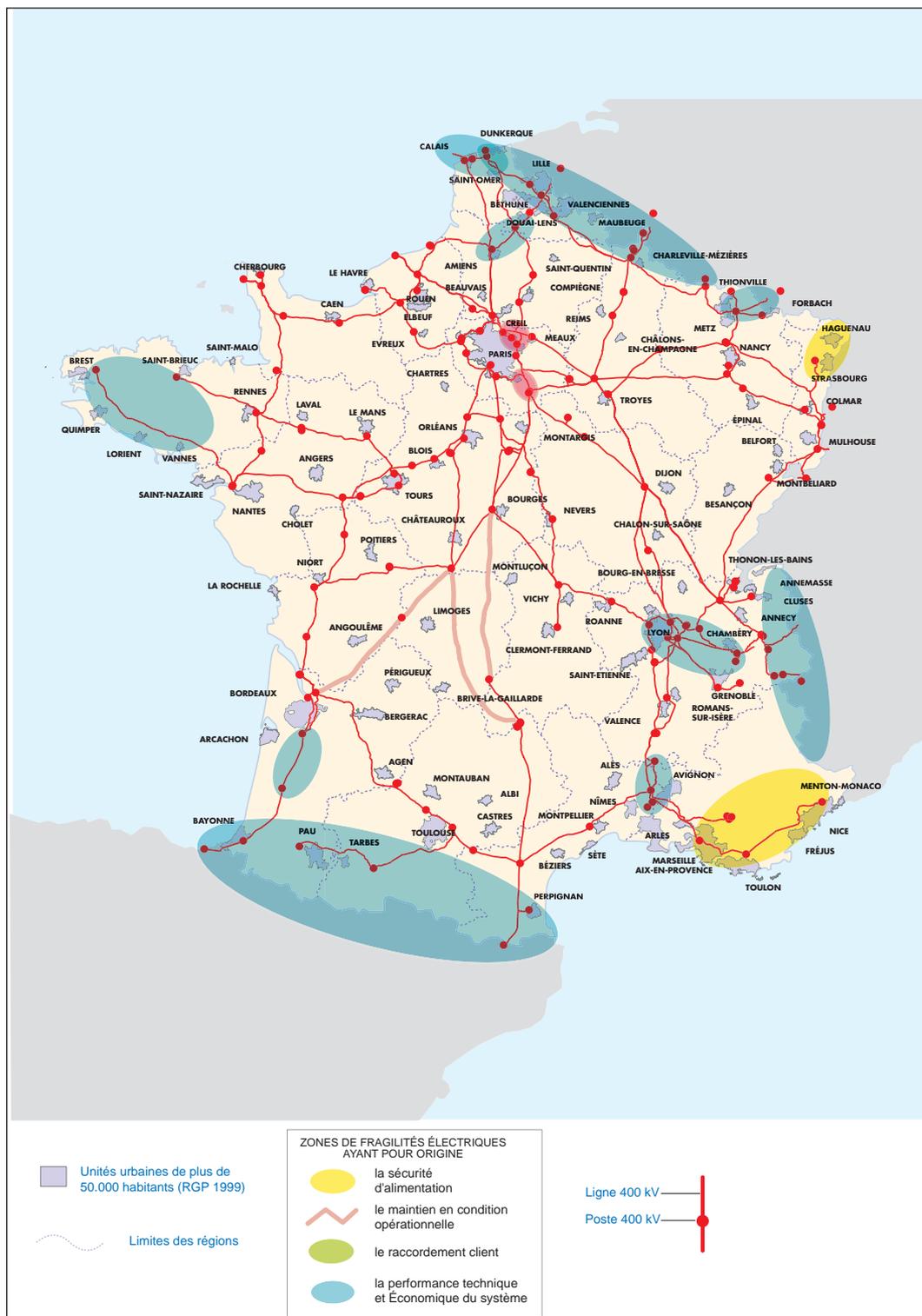
5.5.3 Une problématique de renouvellement encore relativement marginale

Le réseau 400 kV est relativement récent : schématiquement, les lignes simples (5 000 kilomètres) sont les plus anciennes avec un âge moyen de trente-neuf ans en 2001 ; les files de pylônes portant deux circuits ou plus (8 200 kilomètres) ont un âge moyen de dix-neuf ans en 2001.

Dans le cas des liaisons entre Lyon et Chambéry ou entre Amiens et Arras, les questions de vieillissement ont rejoint le problème de trop faible capacité (*voir chapitre 5.5.2*) pour proposer la dépose / reconstruction de ces ouvrages.

Le réseau d'évacuation de l'hydraulique du Massif central compte des lignes parmi les plus anciennes du réseau, en 400 kV et plus encore en 225 kV. À terme, se pose la problématique de leur renouvellement, et ensuite de l'évolution du réseau dans cette zone.

En outre, deux postes du réseau 400 kV de la région parisienne devront faire l'objet de réaménagements à moyen terme. Il s'agit des postes du Chesnoy (Montereau) et de Villevaudé (Marne-la-Vallée), dont la réhabilitation est proposée pour 2008 : au-delà des matériels, leur structure même ne répond plus aux normes actuelles d'exploitation, et s'avère aujourd'hui inadaptée au regard de leur fonction sur le réseau.





6

Conclusion

6.1 UN PREMIER EXERCICE

La réalisation du présent Schéma de développement est le premier exercice de ce type. Il s'insère dans la logique globale de prévisions à moyen / long terme de l'évolution du système électrique prévue par la loi du 10 février 2000.

Il constitue le volet réseau de transport de ces études prospectives. Il a pour but d'identifier les contraintes susceptibles d'apparaître sur le réseau à un horizon de dix à quinze ans, sur la base d'un corps d'hypothèses élaboré par RTE à partir du bilan prévisionnel, de la programmation pluriannuelle des investissements de production et de données recueillies à l'échelon régional.

Au plan de l'organisation, ce premier exercice a permis de mettre en place et de conforter l'articulation entre Bilan prévisionnel, PPI et Schéma de développement. Il met en évidence l'importance de l'actualisation périodique de ce Schéma, compte tenu des incertitudes et de l'évolutivité des hypothèses, notamment celles relatives à la production.

Il a également permis de mettre en place ou de relancer les instances de concertation régionales, selon des modalités adaptées au contexte. Il est en effet particulièrement important que la vision la plus probable des contraintes pressenties sur le réseau soit associée à des hypothèses relatives à l'évolution du contexte économique, industriel et énergétique, élaborées par les acteurs concernés au sein de ces instances régionales. Cette concertation permet ainsi de garantir que les contraintes identifiées, et par la suite les projets de développement de réseau qui seront envisagés pour les résoudre, correspondent aux besoins réels pour accompagner le développement de la région.

6.2 LES HYPOTHÈSES

Les besoins d'évolution du réseau sont étroitement liés à l'évolution de la consommation, des échanges entre pays, et de la consistance du parc de production.

Les hypothèses liées à l'évolution de la consommation s'appuient sur des chroniques passées et de nombreux travaux externes à RTE. Les écarts entre les différents scénarios sont relativement faibles et se traduiraient essentiellement par une anticipation ou un décalage dans le temps de la réalisation des ouvrages de renforcement de réseau.

Les hypothèses concernant les échanges en Europe sont liées à la volonté politique de développer les échanges internationaux pour, d'une part assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux, en favorisant les possibilités de secours mutuel au sein de l'Europe lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production ; d'autre part favoriser la constitution d'un marché européen de l'électricité. Elles traduisent l'évolution des différentiels de prix au sein du marché européen de l'électricité, et la compétitivité des groupes de production français au sein du parc européen.

Les hypothèses de production sont plus volatiles ou difficiles à prévoir que par le passé. Si les parcs de production nucléaire et hydraulique sont stables à l'horizon du Schéma de développement, il existe des incertitudes sur les déclassements éventuels de tranches thermiques et sur le raccordement de nouveaux cycles combinés. En matière d'énergies renouvelables, si les possibilités d'implantation de cogénération économiquement justifiées sont aujourd'hui quasiment saturées, le développement de la production d'origine éolienne, que ce soit en termes de volume global ou de localisation, est encore très difficile à appréhender.

6.3 LES CONTRAINTES ET LES PROJETS

De nombreuses contraintes mentionnées dans le Schéma de développement sont déjà présentes aujourd'hui. Une grande partie d'entre elles font l'objet de projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, dont il est nécessaire que la réalisation intervienne à court terme (au plus tard dans les cinq ans à venir) pour les lever.

Parmi les contraintes existantes les plus significatives avec projets engagés, les zones suivantes sont concernées :

- pour la sécurité d'alimentation, l'est de la région Paca, l'ouest de l'Île-de-France, le bassin annécien, le nord lyonnais, le département du Lot, le Soissonnais, la Vendée, Strasbourg et le Bas-Rhin, la zone de Saint-Nazaire – La Baule – Guérande, ainsi que les agglomérations de Caen, d'Amiens, de Montpellier et de Mulhouse ;
- pour la performance technique et économique du système, les régions Paca, Alsace et Lorraine vis-à-vis de l'évacuation de la production thermique et hydraulique, Rhône-Alpes vis-à-vis de l'évacuation de la production nucléaire et hydraulique, Nord-Pas-de-Calais vis-à-vis de l'évacuation de la production nucléaire et thermique. L'insuffisance des capacités d'interconnexion avec l'Espagne, la Belgique et l'Allemagne devrait également être levée par des projets engagés ;
- pour le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine, essentiellement une large moitié nord de la France, en particulier les régions de l'Est, du Nord et la région parisienne. En tout, ce sont plus de 500 kilomètres de liaisons et une douzaine de postes qui sont concernés

Toutefois, le Schéma de développement met également en évidence d'autres contraintes sans projet engagé à ce jour, soit parce que le niveau actuel de ces contraintes est trop faible pour justifier un renforcement du réseau, soit parce qu'elles n'apparaissent qu'à moyen terme. Ces contraintes font l'objet d'études au sein de RTE, et les exercices suivants du Schéma de développement permettront de suivre leurs évolutions, et éventuellement de présenter les projets destinés à les résorber.

Les principales zones concernées par ces contraintes sont :

- pour la sécurité d'alimentation, la Vendée, la région de Dax, Strasbourg et le nord de l'Alsace, l'est de la région parisienne, le nord des Ardennes, ainsi que les agglomérations de Grenoble, Perpignan, Montpellier, Dijon, Nancy, Nice – Cannes – Grasse – Antibes et d'Avignon ;
- pour la performance technique et économique du système, essentiellement vis-à-vis de l'évacuation de la production locale, les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Auvergne, Rhône-Alpes et Midi-Pyrénées ;
- à noter, au titre des interconnexions internationales, la volonté de la Commission européenne d'augmenter le taux d'interconnexion des pays membres de l'Union européenne, qui se traduit par l'identification de projets prioritaires au-delà de ceux déjà décidés, notamment avec la Belgique, l'Espagne et l'Italie ;



- pour le maintien en conditions opérationnelles du patrimoine, il est nécessaire que RTE poursuive le diagnostic des besoins en menant des analyses approfondies pour préciser les ouvrages qui devront faire l'objet d'actions de renouvellement ou de réhabilitation.

Il convient également de mentionner les projets de raccordement des clients :

- pour l'alimentation du réseau ferré, notamment les sous-stations pour le TGV Est, ainsi que pour les projets de lignes à grande vitesse « Rhin-Rhône » et « Languedoc-Roussillon » ;
- les producteurs éoliens ;
- des raccordements de postes sources nécessaires pour satisfaire les besoins de développement des réseaux de distribution, et ponctuellement des raccordements de clients industriels ou autres producteurs.

Enfin, l'ensemble des régions est concerné par la mise en œuvre de la politique de sécurisation mécanique destinée à accroître la robustesse du réseau public de transport face aux événements climatiques extrêmes.

6.4 PERSPECTIVES POUR LES EXERCICES SUIVANTS

Outre l'actualisation des hypothèses de consommation qui sera faite à partir du prochain Bilan prévisionnel prévu en 2005, le prochain Schéma de développement devra s'attacher, pour accroître sa précision, à actualiser et fiabiliser les hypothèses concernant la production, notamment le thermique avec les perspectives de déclassement éventuelles, et la production éolienne pour laquelle les appels d'offres récemment lancés permettront d'avoir une meilleure visibilité sur le développement et la localisation de ce parc.

Le deuxième point pour lequel RTE disposera d'une meilleure vision des perspectives concerne le patrimoine réseau, avec d'une part la progression de la politique de sécurisation mécanique, et d'autre part une appréciation plus précise des besoins dans le domaine du maintien en conditions opérationnelles *via* les résultats des expertises sur l'état du patrimoine en cours.



Bibliographie

[1] Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative au développement et à la modernisation du service public de l'électricité.

[2] Schémas de services collectifs de l'énergie : décret n° 2002-560 du 18 avril 2002.

[3] Circulaire du 9 septembre 2002 : CAB n° 47498 MZ/PE.

[4] Accord Réseaux électriques et environnement 2001-2003, signé le 30 janvier 2002.

[5] Bilan prévisionnel 2006–2015.

[6] Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité NOR INDI03008871A.

[7] Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique NOR ECOI0100130A.

[8] Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996, et directive 2003/54/CE du Parlement et du Conseil européen du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

[9] Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

[10] Directive 2001/80/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion.

[11] Directive 2001/81/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques.

[12] Décision n° 1229/2003/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie.

[13] Énergie 2010–2020 : 3 scénarios énergétiques pour la France : rapport de l'atelier présidé par François Moisan. Commissariat général du plan (septembre 1998).



ANNEXE 1

Contexte réglementaire et administratif relatif aux projets de réseau

Les ouvrages de transport d'énergie électrique sont réalisés dans un but d'utilité publique. La reconnaissance de l'utilité publique du projet est nécessaire dès lors qu'il nécessite le recours à la mise en servitudes ou à l'expropriation.

L'appréciation de l'utilité publique résulte de la mise en présence de l'intérêt spécifique du projet avec les autres intérêts, publics ou privés (patrimoine culturel et naturel, agricole, industrie, urbanisme et aménagement du territoire...). Elle est reconnue au terme d'une procédure administrative, précédée d'une large concertation, et dont l'étude d'impact est la pièce maîtresse.

Dès 1992⁽³³⁾, EDF s'est engagée à mettre en œuvre, le plus en amont possible de chacun de ses projets de haute et très haute tension, une large concertation avec l'ensemble des partenaires concernés (élus, associations...). En particulier, des mesures de réduction d'impact des lignes aériennes et de compensation ont été prévues (recours à la technique souterraine, indemnisation du préjudice visuel...).

Les accords « Réseaux électriques et environnement », signés entre l'État et le groupe EDF, expriment les engagements environnementaux d'EDF — et désormais de RTE — relatifs au réseau de transport d'électricité auprès des pouvoirs publics. Le dernier accord, signé au début de l'année 2002, institue, pour chaque projet, la mise en place d'instances de concertation au niveau local, et décrit le dispositif d'accompagnement des projets de nouvelles lignes électriques. La circulaire (cf. [4] page 44) adressée le 9 septembre 2002 aux préfets de région et de département, précise la position de l'administration sur les modalités d'application de l'accord relatives à l'organisation, au niveau local, de la concertation préalable

aux procédures réglementaires des projets d'ouvrages électriques. On décrit dans les chapitres qui suivent les différentes phases de l'instruction administrative des projets de développement, et les livrables propres à chaque étape.

L'ÉTUDE PRÉALABLE DE L'OPPORTUNITÉ DES PROJETS

La circulaire du 9 septembre 2002 prévoit l'élaboration par le maître d'ouvrage de deux dossiers visant à apprécier l'opportunité du projet.

RTE élabore tout d'abord le dossier de justification technico-économique de l'ouvrage, qui précise les hypothèses et les besoins qui sont à l'origine du projet, les différentes solutions envisagées permettant de satisfaire les besoins identifiés, ainsi qu'une estimation des avantages et inconvénients au regard notamment du montant de l'investissement et de l'impact sur l'environnement.

Le dossier de justification technico-économique fait l'objet d'une présentation à l'autorité de tutelle, c'est-à-dire :

- pour les projets de lignes à 400 kV ou 225 kV, la Direction de la demande et des marchés énergétiques (Dideme) ;
- pour les projets de lignes à 90 kV et 63 kV et les postes, la Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (Drire) concernée.

Si le dossier est jugé recevable, le maître d'ouvrage est invité à élaborer un dossier de présentation⁽³⁴⁾ sur lequel s'appuiera la concertation préalable à l'instruction administrative du projet. Ce dossier reprend les éléments de justification technico-économique du projet en les rendant accessibles aux non-spécialistes,

33 Protocole du 25 août 1992.

34 Le dossier de présentation est rédigé à l'intention du préfet, ou du ministre chargé de l'Énergie si l'ouvrage est une ligne de tension supérieure ou égale à 225 kV.

fournit une proposition d'aire d'étude permettant de déterminer le périmètre géographique de la concertation, et présente les principes généraux de l'insertion environnementale de l'ouvrage et les mesures d'accompagnement. Il précise également dans quelle mesure le projet s'inscrit dans les orientations du Schéma de développement.

LA CONCERTATION

Étape indispensable du projet, la concertation doit permettre de définir les caractéristiques et les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement du projet, et d'apporter une information de qualité aux populations concernées par le projet. Elle est organisée, sous l'égide du préfet, en partenariat avec les services départementaux et régionaux, les maires, les associations, les acteurs socio-économiques.

Les résultats des consultations et des différentes études qui en découlent conduisent à l'élaboration de l'étude d'impact du projet. Cette étude comporte tout d'abord l'analyse de l'état initial de l'environnement dans un périmètre suffisamment vaste pour n'éliminer aucune solution techniquement envisageable. Puis, au vu des contraintes recensées, elle présente plusieurs cheminements ou fuseaux possibles, dont l'un, dénommé « fuseau de moindre impact », est finalement retenu à l'issue de la concertation préalable. L'étude d'impact détaille alors les mesures envisagées pour supprimer, réduire ou compenser les effets dommageables attendus de l'ouvrage.

À l'issue de la phase de concertation, le préfet détermine le fuseau de moindre impact (pour les lignes) ou l'emplacement (pour les postes) qui sera soumis à l'instruction réglementaire.

En complément de cette concertation, un débat public peut être organisé sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP). Ce débat ne revêt pas de caractère décisionnel.

Concernant les mesures d'accompagnement des projets, l'élaboration du Programme d'accompagnement de projet (PAP) prévu dans l'accord « Réseaux électriques et environnement », est menée parallèlement à la concertation. Par ailleurs, la circulaire du 9 septembre 2002 rappelle les cas où le recours à l'enfouissement doit être privilégié.

LA PROCÉDURE DE DUP

Elle comporte les phases suivantes :

- la consultation des maires concernés par le projet et les services civils et militaires, afin de leur permettre de faire valoir leurs éventuelles observations ;
- l'enquête publique, organisée dans toutes les communes concernées par le projet, d'une durée minimale d'un mois, qui permet de tenir le public informé du projet et de recueillir ses observations. Elle est diligente par un commissaire enquêteur ou une commission d'enquête qui, à l'issue de l'enquête, présente ses conclusions, lesquelles peuvent être favorables ou non au projet, et éventuellement assorties de réserves ou de recommandations.

Le dossier complet est adressé au préfet, lequel le transmet à RTE qui répond aux questions du public et du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête. La signature de la déclaration d'utilité publique incombe au ministre chargé de l'Énergie pour les lignes de tension supérieure ou égale à 225 kV et, le cas échéant, avec cosignature par le ministre chargé de l'Urbanisme en cas de mise en compatibilité de Plan d'occupation des sols ou de Plan local d'urbanisme, et au(x) préfet(s) dans les autres cas.

L'ÉLABORATION DU TRACÉ DE DÉTAIL

Les études de détail de l'ouvrage, élaborées par RTE en liaison notamment avec les services de l'administration, les communes concernées et les chambres d'agriculture, ont pour objectif de définir le tracé ou l'emplacement exact de l'ouvrage. En particulier, les autorisations de passage sont recherchées auprès des propriétaires et des exploitants, *via* des conventions amiables. En cas de désaccord, la procédure de mise en servitude est mise en œuvre.

Sous l'égide du préfet, un double contrôle sur la réalisation des ouvrages s'exerce :

- la Drire procède à l'instruction de l'autorisation d'exécution des travaux visant à assurer le respect de la réglementation technique, et notamment des règles de sécurité ;
- la Direction départementale de l'équipement procède à l'instruction de la demande de permis de construire visant à s'assurer de la conformité du projet (de ligne ou de poste) aux règles d'urbanisme.

Il s'agit de la dernière étape avant la réalisation des travaux. ■



ANNEXE 2

Description des contraintes par région administrative

■ Région

Alsace

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 13,6 milliards de kilowattheures en 2002. Le Bas-Rhin représente environ 58 % du total. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2 % de 1990 à 1999, contre 2,40 % pour la France. Le secteur industriel est prépondérant dans la consommation électrique du Haut-Rhin. Il est également à noter que l'agriculture représente une très faible part.

Les prévisions pour la décennie à venir sont à peu près conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,4 % jusqu'en 2013.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 18,8 milliards de kilowattheures, dont plus de 75 % d'origine thermique (centrale de Fessenheim). Le reste se répartit entre l'hydraulique (20 % centrales du Rhin) et la cogénération.

Les prévisions d'évolution en Alsace sont minimales.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En région Alsace, près de 280 kilomètres de réseau, essentiellement 63 kV, avaient plus de cinquante ans en 2003. Cependant, ces ouvrages anciens ne sont pas de facto obsolètes, mais ces chiffres montrent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau et de sa réhabilitation.

La sécurité d'alimentation

L'alimentation du Bas-Rhin et de l'agglomération strasbourgeoise repose principalement sur le poste 400 / 225 kV de Marlenheim et le réseau 225 kV servant à évacuer la production hydraulique implantée le long du Rhin. Les exigences en matière de sécurisation des grandes agglomérations font apparaître une contrainte sur l'alimentation de Strasbourg. Cette contrainte disparaîtra après la réalisation des projets THT majeurs des quatre prochaines années concernant le Bas-Rhin :

- établissement d'un lien 400 kV direct entre les postes de Vigy (Moselle) et de Marlenheim ;
- création d'une injection 400 / 225 kV au sud de Strasbourg (Scheer).

Des renforcements de transformation 225 / 63 kV dans les postes de l'agglomération strasbourgeoise devront être entrepris, et de nombreuses liaisons d'électricité de Strasbourg sur poteaux béton devront faire l'objet d'un maintien en conditions opérationnelles. Dans la zone nord-est du réseau qui subit des contraintes diverses, le poste 225 kV de Seltz sera créé ; il sera relié à Gamsheim dès 2004.

Le dynamisme du département du Haut-Rhin (reconversion réussie du bassin potassique, « explosion » en dix ans de la consommation du Sundgau) fait apparaître, à moyen terme, un déficit global de transformation 225 / 63 kV sur la région de Mulhouse, ainsi qu'une fragilisation de l'alimentation 63 kV du Sundgau (Altkirch). La création en première étape du nouveau poste de transformation 225 / 63 kV d'Hirsingue permet de répondre

efficacement à la majorité des problèmes. Dans une seconde étape, la transformation de Guebwiller devra être renforcée.

Les transformations de Logelbach se révèlent également insuffisantes à moyen terme. La réorganisation des transits sur le réseau de grand transport, consécutive à la création d'une liaison 400 kV entre Vigy (Lorraine) et Marlenheim (Bas-Rhin), conduit à décharger un peu ce poste, mais n'apporte pas, cependant, de solution pérenne à cette faiblesse.

Le raccordement des clients

Dans le Bas-Rhin, la création d'une sous-station LGV Est entre Dettwiller, Reichstett et Mommenheim permettra une éventuelle suppression du poste 63 kV de Mommenheim. Le raccordement d'un client industriel est également possible au poste de Sporeninsel.

Dans le Haut-Rhin, les nouveaux postes 63 kV de Marie-Louise (près de Mulhouse) et de Sainte-Croix-en-Plaine n'engendrent pas de contrainte supplémentaire. L'augmentation de la puissance de la sous-station de Rixheim est envisagée par la SNCF.

La problématique éolienne

Très peu de projets de production éolienne sont envisagés dans la région.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Les réhabilitations des liaisons 225 kV Étupes – Sierentz, Kembs – Sierentz et Logelbach – Vogelgrun sont prévues en début ou en milieu de période.

Les liaisons 63 kV Gerstheim – Rhinau, Marckolsheim – Vogelgrun ainsi que des ouvrages 63 kV de l'ÉS seront renouvelés.

■ Région

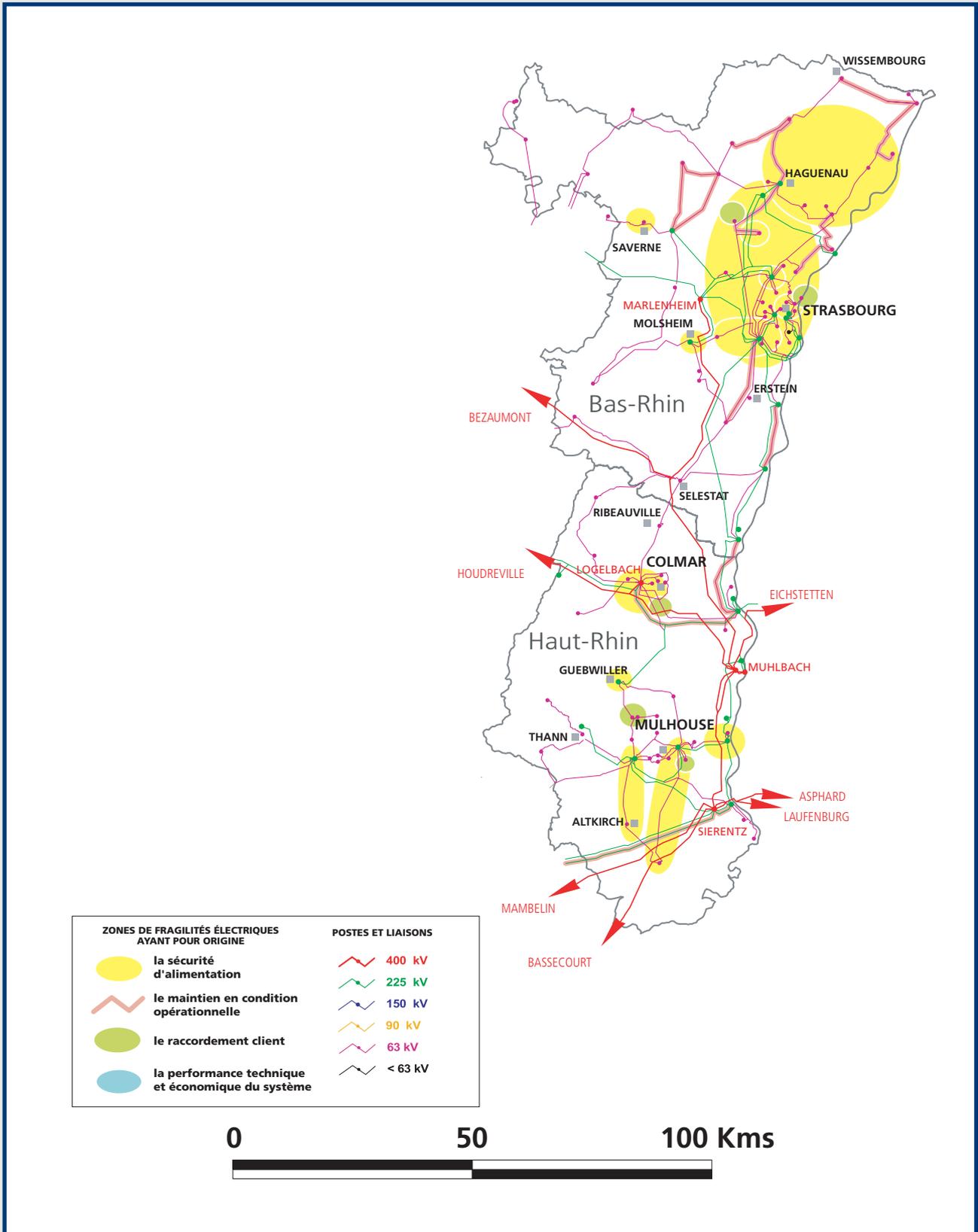
Alsace

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Haut-Rhin	Création du poste 225 kV d'Hirsingue
Sécurité alimentation	Bas-Rhin	Axe 400 kV Marlenheim – Vigy
Raccordement client	Haut-Rhin	Création du poste 63 kV de Marie-Louise
Raccordement client	Haut-Rhin	Création du poste 63 kV de Sainte-Croix-en-Plaine
MCO	Bas-Rhin	Reconstruction de la liaison 63 kV Marckolsheim – Vogelgrun
MCO	Bas-Rhin	Reconstruction de la liaison 63 kV Gerstheim – Rhinau



■ RÉGION ALSACE



■ Région

Aquitaine

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 19,5 milliards de kilowattheures en 2002. Le département de la Gironde représente environ 40 % de cette consommation, les Pyrénées-Atlantiques et les Landes environ 20 % chacun, le Lot-et-Garonne et la Dordogne autour de 10 % chacun. Corrigée des aléas climatiques, sur la période 1990–1999, la croissance moyenne annuelle de la consommation de la région Aquitaine s'est élevée à 2,4 %, niveau comparable à celui de la France sur la même période. Cette croissance régionale de la consommation d'électricité s'appuie sur un développement important des secteurs tertiaire et résidentiel au détriment de l'industrie. Concernant le secteur industriel, les principales branches consommatrices d'électricité sont la chimie, le papier-carton, l'énergie et la sidérurgie.

Pour la décennie à venir, le Bilan prévisionnel estime que la croissance de consommation annuelle d'énergie électrique française sera de 1,3 % en moyenne. Pour la région Aquitaine, les estimations issues du scénario médian prévoient une croissance de 1,4 % par an, donc légèrement supérieure à la moyenne nationale. Comme pour la décennie précédente, cette croissance régionale devrait être tirée par les secteurs tertiaire et résidentiel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 29,6 milliards de kilowattheures en 2002, la plus grande partie étant d'origine nucléaire. La production d'origine hydraulique issue des vallées pyrénéennes représente environ 3 % du total français. La production régionale est également en partie assurée à partir de sites thermiques classiques, dont certains cogénérateurs.

Les hypothèses de production retenues tiennent compte des hypothèses les plus probables de déclassements de groupes en fin de vie, fournies par les producteurs. Le gisement hydrologique régional est équipé, le potentiel résiduel reste limité en volume et est majoritairement raccordable sur le réseau HTA géré par les gestionnaires des réseaux de distribution (prise en compte dans les prévisions d'appel de puissance des postes sources HTB / HTA).

Concernant la production d'origine éolienne, l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003 envisage une hypothèse comprise entre 2 000 et 6 000 MW à l'horizon 2007 au niveau national. Compte tenu du potentiel régional et des demandes de raccordement aux réseaux de RTE ou des distributeurs, aucun projet n'a été pris en compte à l'horizon 2010 dans la région Aquitaine.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Les pôles d'activité de la côte atlantique connaissent un important développement industriel et tertiaire : agglomérations de Bordeaux, de Bayonne – Anglet – Biarritz, bassin d'Arcachon, Entre-deux-Mers – Sainte-Foy-La-Grande – Libournais, périphérie de Morcenx. Il en est de même pour l'agglomération de Pau, le nord-ouest de la Dordogne, la région de la vallée de la Garonne avec notamment l'agglomération agenaise, et la zone de Casteljaloux. Dans l'est et le sud-ouest du département des Landes, c'est l'activité agricole soutenue — en particulier l'arrosage en été — qui constitue un fort appel de puissance.

Dans toutes ces zones, le réseau de transport, parfois ancien, arrive en limite de capacité, notamment en été avec l'activité touristique.

Les autres contraintes sont dues à des réseaux souvent anciens, comportant des ouvrages de faible capacité et peu maillés. Cela se traduit par une baisse de la qualité de fourniture : risques de coupures et qualité de tension.

Mussidan et sa région ainsi que le Médoc ont déjà connu des coupures d'alimentation. Des risques de coupures existent aussi dans la zone de Langon – Bazas – La Réole, en périphérie de Mont-de-Marsan, ou dans le Fumélois au nord-est du Lot-et-Garonne. Le nord de la région villeneuvoise et la vallée du Lot en aval de Sarlat sont desservis par des ouvrages 63 kV isolés.

Le Sarladais est alimenté par une artère 63 kV saturée. La continuité d'alimentation ne peut donc pas être assurée en cas d'incident sur un ouvrage du réseau.

Le raccordement des clients

Parmi les dix contraintes de ce type recensées, sept concernent le distributeur et sont liées à des croisances de la consommation pour lesquelles pour-

rait être envisagée soit une garantie de l'alimentation actuelle, soit la création d'un nouveau poste. Au niveau industriel, les demandes concernent l'alimentation de la SNCF et l'augmentation de puissance du client CEA–Le Barp dans le cadre du projet Mégajoule.

La performance technique et économique

Les échanges en Europe

La Commission européenne souhaite que les congestions aux frontières soient résorbées et que les pays membres atteignent un objectif de 10 % du niveau d'interconnexion d'ici à 2005 (*cf. sommet européen de Barcelone de mars 2002*). Ce niveau d'interconnexion est le rapport entre la capacité totale d'interconnexion du pays et la capacité de production installée dans le pays ; pour l'Espagne, sa valeur en 2001 était de 4 %. L'objectif rappelé par les pouvoirs publics est d'amener à moyen terme le niveau d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 4 000 MW.

L'évacuation de la production

Les vallées d'Oloron, d'Aspe, du Gave d'Ossau et du Gave de Pau comportent de nombreuses usines hydrauliques. Le réseau, relativement ancien, s'avère de trop faible capacité pour permettre l'évacuation de la production dans certaines configurations d'hydraulicité.

Par ailleurs, la zone de Montignac et l'est de la Dordogne sont desservis mais fragilisés par des ouvrages dont les capacités de transit sont saturées par l'énergie produite localement.

■ Région

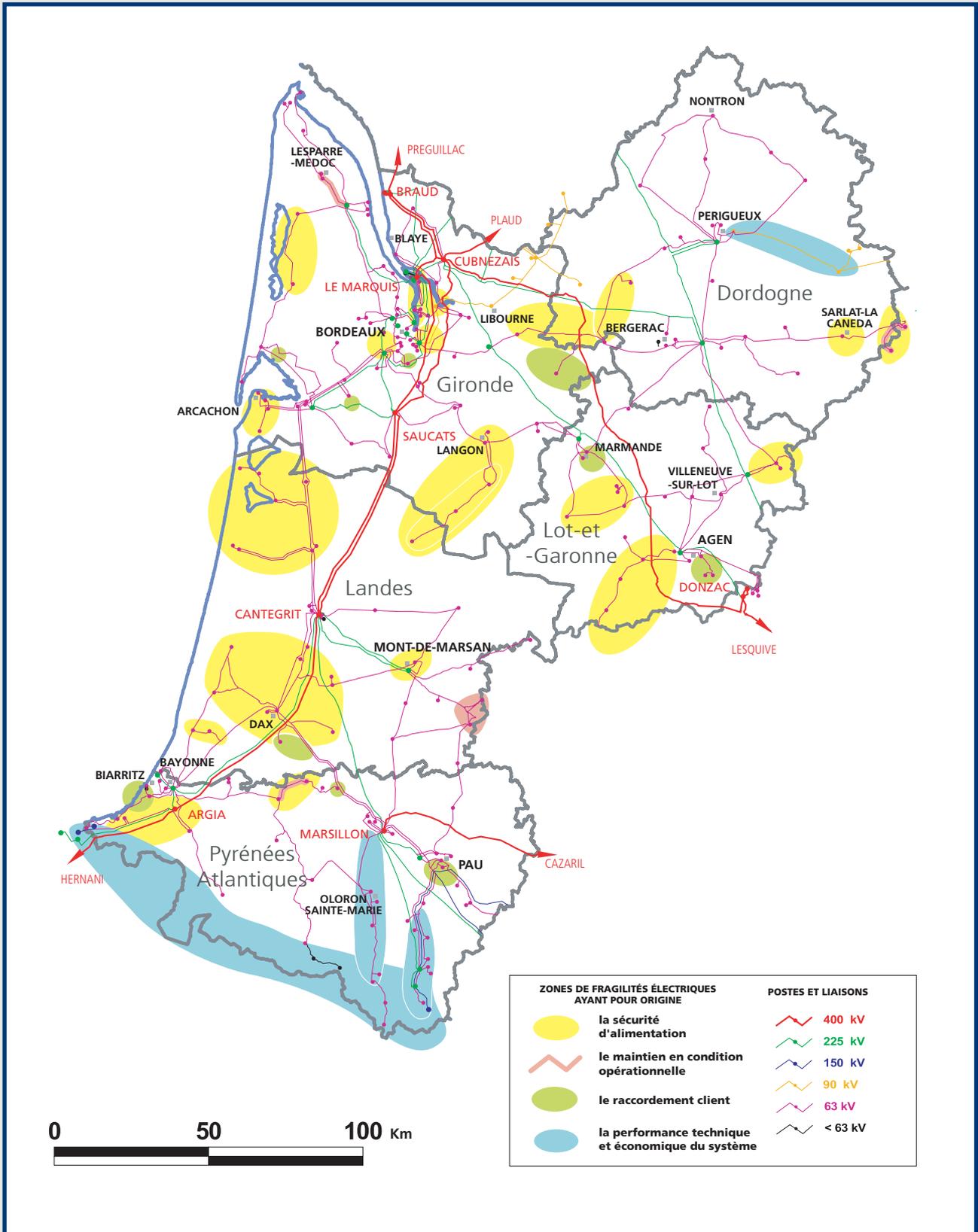
Aquitaine

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Dordogne	Sécurisation de l'alimentation ouest du Lot Reconstruction de la ligne 63 kV Souillac – La Mothe Fénelon
Sécurité alimentation	Gironde	Renforcement de l'alimentation de la zone de Langon – Bazas Création de la liaison 63 kV Langon – Saucats
Sécurité alimentation MCO	Pyrénées-Atlantiques	Reconstruction de la ligne 63 kV Auterrive – Puyoo
MCO	Dordogne	Reconstruction du poste distributeur de Fontpinquet (Périgueux)
Raccordement client	Lot-et-Garonne	Création du poste distributeur au sud-ouest de Marmande (Patras)
Raccordement client	Gironde	Raccordement du client CEA–Le Barp



RÉGION AQUITAINE



■ Région

Auvergne

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 8 milliards de kilowattheures en 2002. Le Puy-de-Dôme représente près de la moitié du total, l'Allier un peu plus de 25 %, tandis que la Haute-Loire et le Cantal se partagent les 25 % restants. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,57 % de 1990 à 1999, contre 2,40 % pour la France. La région se caractérise par une dynamique plus importante du secteur industriel que la moyenne nationale (augmentation de 2,61 % en moyenne annuelle de la consommation en énergie électrique du secteur de 1990 à 1999, contre 1,60 % pour la France).

Les prévisions pour la décennie à venir sont inférieures aux prévisions nationales (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 % contre 1,20 % France).

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1,8 milliard kilowattheures en 2002, dont 90 % d'origine hydraulique. Elle est donc fortement importatrice. La production hydraulique représente 2,7 % de la production hydraulique nationale, et provient principalement du Cantal.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle 200 MW sont considérés sur la région, en cohérence avec l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Dans l'ensemble, la région Auvergne est dotée d'un réseau de transport d'électricité adapté et pérenne. Cependant, certains points sont à surveiller, notamment concernant l'implantation des projets éoliens qui peuvent avoir un impact très important sur le réseau de transport.

La sécurité d'alimentation

Au nord de Thiers (Puy-de-Dôme), la qualité de fourniture du réseau de transport s'avère médiocre, notamment du point de vue des coupures longues. Le réseau est en cours de réadaptation, afin de résoudre ces problèmes.

En situation de défaillance (perte d'ouvrage de transport), les zones Ambert – Dore (Puy-de-Dôme) et Brioude – Langeac (Haute-Loire) peuvent d'ores et déjà connaître des difficultés d'alimentation, en raison des faibles capacités des lignes alimentant ces zones. Cependant, aucune évolution du réseau n'est justifiée dans les cinq années à venir pour lever ces contraintes.

À plus long terme, en cas d'incident, le réseau de transport atteint ses limites pour alimenter les agglomérations de Clermont-Ferrand et du Puy-en-Velay.

Le raccordement des clients

Montluçon (Allier), après une période économiquement délicate, doit connaître une redynamisation (extension de la ZI Pasquis, construction du Parc des sports...) d'ici à 2005.

De plus, le distributeur rencontre des difficultés pour secourir les clients industriels de cette zone. La création d'un poste source s'avère donc nécessaire afin d'accompagner au mieux cette dynamique de croissance.

La performance technique et économique

En période de forte hydraulité, les axes 225 kV situés pour partie en Ardèche et pour partie en Haute-Loire sont exploités dès aujourd'hui à la limite de leur capacité. Pour autant, à ce jour, les études menées n'ont pas justifié d'évolution de réseau d'un point de vue technico-économique.

La problématique éolienne

La moitié sud de la région Auvergne (sud du Puy-de-Dôme, Haute-Loire et est du Cantal essentiellement) est concernée par de nombreux projets éoliens. L'implantation de ces projets a un impact fort sur le réseau de transport en Haute-Loire et dans le Cantal notamment.

On retiendra qu'actuellement, environ 110 MW sont raccordables en Auvergne sans renforcement du réseau (70 MW en Haute-Loire et 40 MW dans le Puy-de-Dôme). Au-delà de ce seuil, le réseau de transport d'électricité ne peut assurer l'évacuation de ces productions en toutes circonstances.

Localement, l'implantation de fermes éoliennes peut aggraver des contraintes existantes (notamment dans les zones déjà excédentaires en production).

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Une partie du réseau 63 kV du nord-est de l'Allier sera réaménagée prochainement (entre les postes de Dompierre, Donjon, Séminaire et Varennes).

Dans le Puy-de-Dôme, deux liaisons 63 kV sont concernées par ce type de contrainte : d'une part, la liaison Enval – Saint-Sauves pour laquelle des études sont en cours ; d'autre part, la liaison Ancizes – Volvic qui va être reconstruite en technique 225 kV.

■ Région

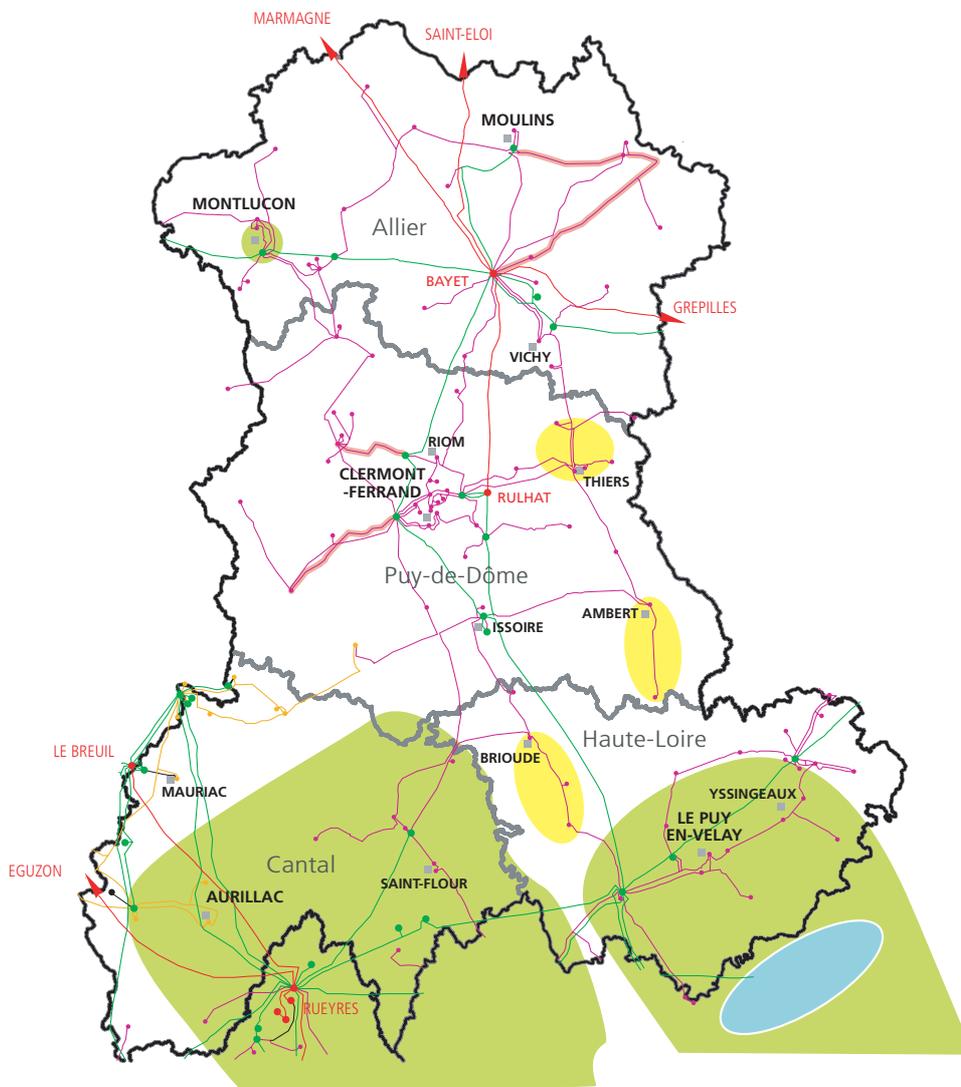
Auvergne

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Puy-de-Dôme	Suppression de points triples sur les liaisons 63 kV entre Saint-Yorre, Puy-Guillaume, Le Limouzat, Celles, Thiers et La Vernelle
Raccordement client	Allier	Création du poste source Saint-Jacques
MCO	Allier	Réaménagement du réseau 63 kV entre les postes de Dompierre, Donjon, Séminaire et Varennes
MCO	Puy-de-Dôme	Reconstruction en technique 225 kV de la ligne Ancizes – Volvic



■ RÉGION AUVERGNE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et Économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 8,6 milliards de kilowattheures en 2002. Le Calvados représente 44 % de cette consommation, la Manche 34 % et l'Orne 22 %.

La dernière décennie a été marquée par une forte croissance du secteur tertiaire, une assez forte croissance du secteur résidentiel, et une croissance modérée du secteur industriel par rapport à la moyenne nationale.

Les prévisions pour la décennie à venir voient un ralentissement de la croissance des secteurs tertiaire et résidentiel, et une croissance stable du secteur industriel. Globalement, le taux de croissance annuel de la région est estimé à 1,2 % (1,4 % pour le Calvados et 1,0 % pour la Manche et l'Orne), légèrement en retrait par rapport aux prévisions établies au niveau national dans le cadre du Bilan prévisionnel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 16,7 milliards de kilowattheures en 2002, essentiellement à partir de la centrale nucléaire de Flamanville.

Les prévisions d'évolution concernent uniquement la production d'origine éolienne, et ont été établies en cohérence avec l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des contraintes sur la transformation 225 / 90 kV de Coquainvilliers au nord de Lisieux seront résolues par le remplacement des trois transformateurs actuels par de plus puissants (projet en cours de construction).

La progression des consommations sur l'agglomération de Caen entraînera des risques de coupures à court terme. Un projet de développement de réseau sera prochainement soumis à concertation.

La croissance globale des consommations dans le secteur d'Isigny-sur-Mer entraînera à moyen terme une insuffisance des capacités de transit des lignes 90 kV situées entre Terrette (au nord-ouest de Saint-Lô), Isigny, Bayeux et Caen.

La croissance globale des consommations du nord du département de la Manche entraînera à moyen terme une insuffisance des capacités de transformation 400 / 90 kV d'une part, et des capacités de transit des lignes 90 kV d'autre part, de la zone comprise entre les postes 400 / 90 kV de Terrette (au nord-ouest de Saint-Lô) et de Tollevast (au sud de Cherbourg).

La progression des consommations dans le sud du département de la Manche entraînera des risques de coupures sur l'Avranchin à court terme.

L'augmentation des consommations dans le département de l'Orne fragilise à moyen terme la transformation 225 / 90 kV des postes d'Aube et de Flers.

La problématique éolienne

La capacité d'accueil dans la région est compatible avec les objectifs fixés par l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La réhabilitation, à l'été 2003, de la ligne 225 kV entre les postes d'Aube (au sud-ouest de l'Aigle) et de Commerveil (au sud de Mamers, dans la Sarthe) a permis de résoudre une contrainte de vétusté sur cette ligne.

■ Région

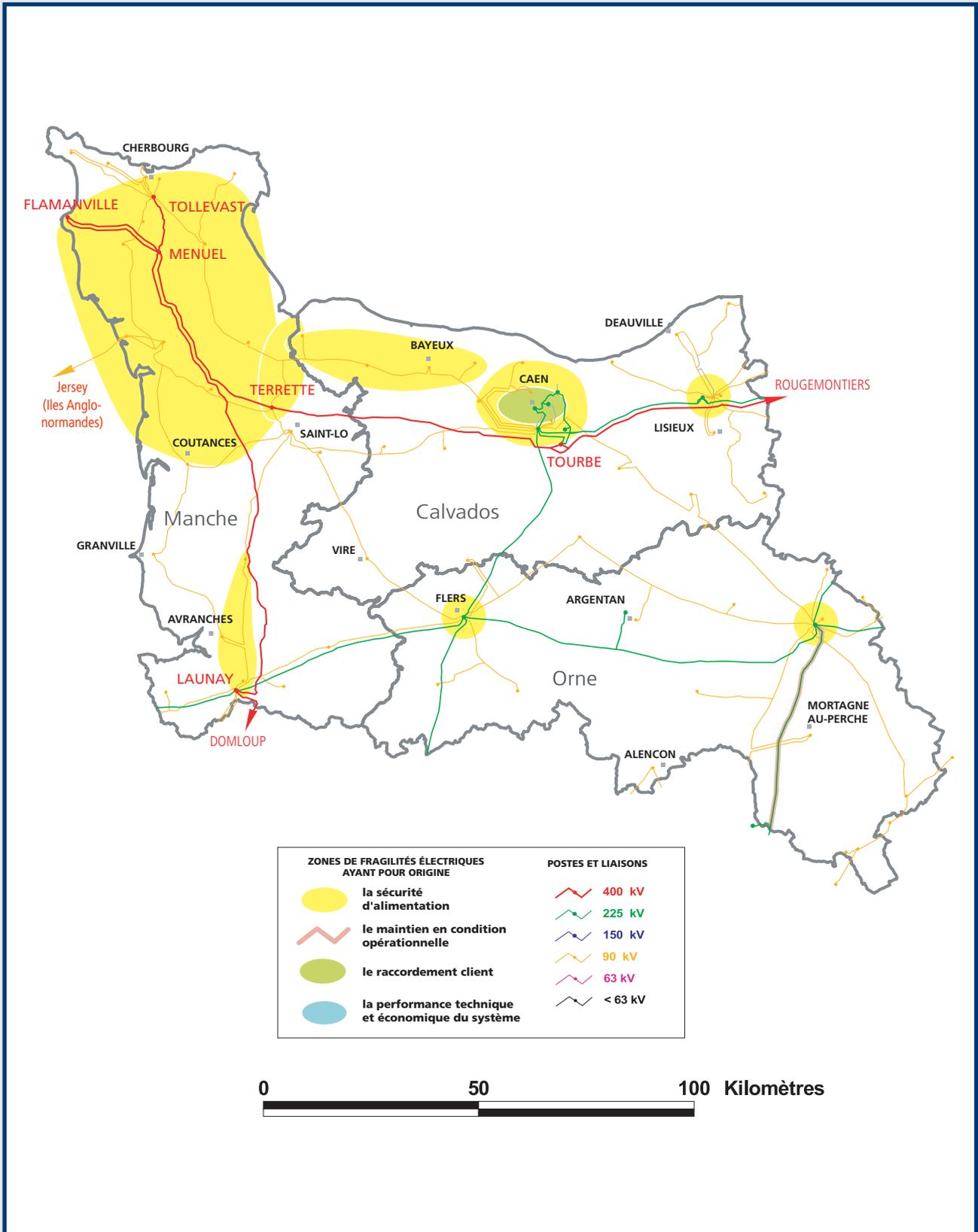
Basse-Normandie

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Calvados	Remplacement des trois transformateurs 225 / 90 kV existants de Coquainvilliers par des plus puissants
Sécurité alimentation	Calvados	Agglomération de Caen : ajout d'un transformateur au poste de Ranville + création de la ligne 90 kV Ranville – Saint-Contest
Sécurité alimentation	Manche	Création d'une nouvelle ligne à deux circuits 90 kV entre les postes d'Avranches et de Launay, et d'une ligne 90 kV entre les postes de Launay et de Villedieu à partir des deux lignes actuelles Avranches – Launay et Avranches – Villedieu (résolution des contraintes de transit et de tension)



RÉGION BASSE-NORMANDIE



■ Région

Bourgogne

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 10,6 milliards de kilowattheures en 2002. La Saône-et-Loire représente environ 40 % du total, la Côte-d'Or un peu moins de 30 %, tandis que la Nièvre et l'Yonne se partagent les 30 % restants. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,2 % de 1990 à 1999, contre 2,4 % pour la France. Le secteur industriel est prépondérant dans la consommation électrique de la Saône-et-Loire. Cela provient de la présence de nombreuses industries : Kodak, Alstom, Michelin... La part du secteur résidentiel de la Nièvre est plus importante que dans les autres départements.

Les prévisions pour la décennie à venir sont à peu près conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,3 % jusqu'en 2013.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1 milliard de kilowattheures, à plus de 95 % d'origine thermique (centrale de Belleville qui influence la Nièvre, bien que située dans le Cher, et Lucy 3). Le reste se répartit entre la cogénération (3 %) et l'hydraulique. Elle est fortement importatrice.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle près de 500 MW sont considérés sur la région.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En région Bourgogne, près de 1 600 kilomètres de réseau, essentiellement 63 kV, ont plus de cinquante ans en 2003. Cependant, ces ouvrages anciens ne sont pas de facto obsolètes, mais ces chiffres montrent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau et de sa réhabilitation.

La sécurité d'alimentation

Les contraintes identifiées concernent l'alimentation de l'agglomération de Dijon (Côte-d'Or).

L'évolution naturelle des charges sature à moyen terme la capacité de transformation 225 / 63 kV des postes de Champs – Régnaud et Couchey, ainsi que le réseau HT entre ces deux postes.

L'accroissement des consommations sur la zone de Nevers sature à moyen terme la capacité de transformation (poste de Saint-Éloi). L'axe Cosne – Fortaie – Neuvy, situé au nord de la Nièvre, constitue un goulet d'étranglement à moyen terme. Plusieurs solutions sont actuellement à l'étude.

En Saône-et-Loire, l'évolution des charges sur le poste du Creusot contribue à saturer le réseau qui dessert à la fois cette ville et Autun. Ces contraintes portent sur les transformations 225 / 63 kV d'Henri-Paul et de Gueugnon.

La transformation 225 / 63 kV de Mâcon ne permet plus, à moyen terme, de faire face à l'augmentation naturelle des charges, importantes au nord de Mâcon. Les lignes 63 kV Flacé – Mâcon arrivent également à saturation en fin de période.

Les augmentations des consommations dans l'Yonne ont saturé la transformation 225 / 63 kV du poste de Rousson. Le remplacement des transformateurs

existants (déjà engagé) permet de lever la contrainte. Les capacités de l'artère 63 kV issue du poste de Tonnerre doivent être augmentées pour lever la contrainte.

Le raccordement des clients

La création d'un nouveau poste 63 kV à Quatre-Croix (proche de Courtenay) et le transfert de charge d'EGS Seine-et-Marne vers EGS Yonne fragilisent de nouveau la transformation de Rousson. L'augmentation de la charge industrielle au poste 63 kV de Romelet aggrave légèrement les contraintes détectées sur la zone de Dijon.

La performance technique et économique

Aucune contrainte de ce type n'a été détectée dans la région Bourgogne.

La problématique éolienne

Des projets de production éolienne sont envisagés dans la région.

L'Yonne représente un volume de 320 MW situé notamment près d'Auxerre (250 MW).

En Côte-d'Or, un volume de 210 MW est en projet, réparti surtout entre Vielmoulin et Henri-Paul.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

À la sortie du poste de Venarey (Côte-d'Or), les conducteurs de la liaison 63 kV Venarey – Vielmoulin devront être changés.

La liaison électrique 150 kV Champvert – Henri Paul ainsi que trois ouvrages 63 kV entre Henri Paul et Gueugnon sont concernés par des opérations de maintien en conditions opérationnelles.

■ Région

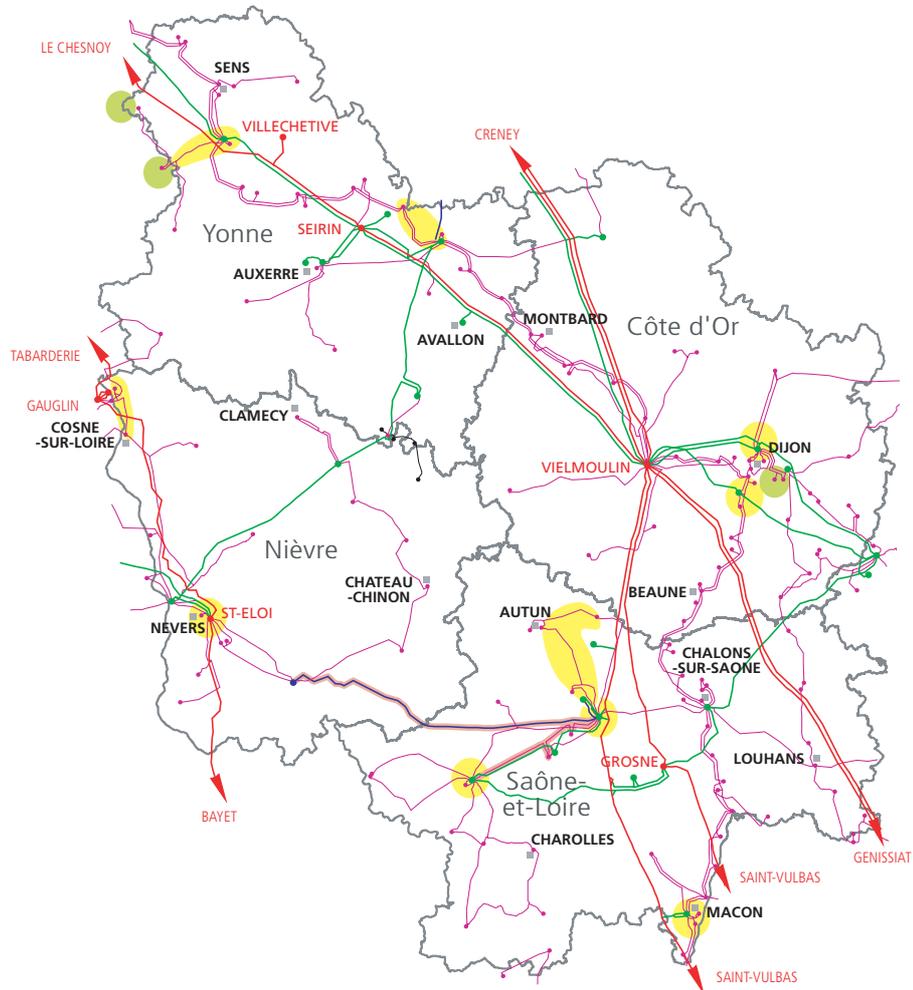
Bourgogne

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Côte-d'Or	Construction du câble 63 kV Petit Bernard – Romelet
Sécurité alimentation	Saône-et-Loire	Ajout d'un transformateur 225 / 63 kV de 100 MVA Gueugnon



RÉGION BOURGOGNE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV



■ Région

Bretagne

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 17,2 milliards de kilowattheures en 2002. Le Morbihan et l'Ille-et-Vilaine représentent un peu plus de 50 % de la consommation totale de la Région. Le taux de croissance moyen annuel en énergie, corrigé des variations saisonnières, a été de 2,5 % entre 1996 à 2002, contre 2,10 % pour la France. La région se caractérise par une dynamique plus importante dans le secteur résidentiel et industriel (qui représentent respectivement 42 % et 29 %) que dans le secteur industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir affichent une croissance annuelle moyenne de 2,1 %, avec une dominante pour l'Ille-et-Vilaine et le Morbihan. Ces valeurs sont supérieures au taux du niveau national fourni par le Bilan prévisionnel (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 %). Cela est dû en particulier aux secteurs industriel et résidentiel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1 milliard de kilowattheures en 2002, dont environ 90 % essentiellement par la centrale marémotrice de la Rance (puissance installée 240 MW) et, dans une moindre mesure, par les turbines à combustion de Brennilis et Dirinon (puissance installée totale de 490 MW). La Bretagne ne produit ainsi que 5 % de l'énergie qu'elle consomme. Avec une consommation en pointe de 3 500 MW en moyenne, la région est très fortement importatrice. Ces échanges se font principalement avec les réseaux 400 kV et 225 kV, par l'intermédiaire de deux plates-formes d'échanges ou postes d'interconnexion : Domloup, à l'est de Rennes, et Cordemais, à proximité de Nantes.

Les prévisions d'évolution concernent les demandes d'études de raccordement de production d'origine éolienne. La région Bretagne, dans sa contribution régionale au Schéma de services collectifs de l'énergie, estime entre 500 et 1 000 MW le potentiel éolien à l'horizon 2020, si l'acceptation locale est acquise, et si les perspectives *offshore* se développent.

Par ailleurs, des investissements importants sur la période 2004–2005 seront engagés pour atténuer les effets du déficit de production. Pour la suite, des évolutions de la structure du réseau et également du niveau de production installée sont à prévoir.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

De manière schématique, l'énergie électrique de la partie nord-est de la Bretagne, à savoir l'Ille-et-Vilaine et les Côtes-d'Armor, est essentiellement fournie à partir du poste d'interconnexion et de transformation de Domloup (est de Rennes) et, dans une moindre mesure, par le poste de Launay (près d'Avranches).

La partie sud-est, à savoir le Morbihan et le Finistère, est approvisionnée par le poste d'interconnexion et de transformation de Cordemais (poste sur lequel est également raccordée la centrale de production). L'énergie vient essentiellement de ces deux grosses « plates-formes » d'approvisionnement.

La sécurité d'alimentation

Pour alimenter la région, de grosses quantités d'énergie doivent être transportées sur des distances relativement importantes à partir des deux principales sources pour alimenter la Bretagne (Cordemais et Domloup). Ce qui induit des risques importants d'écroulement de tension en périodes de fortes charges.

Sur les réseaux 400 kV et 225 kV

La saturation des capacités de transport des réseaux à 225 kV, qu'ils soient issus de Domloup et Launay (pour le nord de la Bretagne), ou de Cordemais (pour le sud et l'ouest de la région) fait courir de gros risques à la qualité de la desserte électrique de la Bretagne.

Sur le réseau 90 kV et 63 kV

Les contraintes rencontrées sur ce genre de réseau sont essentiellement dues à deux types de difficultés : l'insuffisance de capacité de transit pour accompagner le développement de certaines zones ; et la nécessité, pour maintenir un service efficace, de se poser la question de travaux lourds de réhabilitation ou de renouvellement pour certains ouvrages.

Des augmentations de puissance de transformation seront à prévoir, notamment pour l'agglomération de Saint-Brieuc. L'augmentation de la consommation

fragilise des alimentations comme celle des agglomérations de Brest ou de Concarneau.

Le dispositif d'alimentation de l'agglomération rennaise nécessite d'être renforcé. Il en est de même pour les zones de Fougère et Vitré.

Les puissances de transformation pour alimenter les agglomérations de Vannes et de Lorient devront être renforcées.

Une solution devra être trouvée à la limite des capacités des réseaux alimentant la zone de Pontivy, et la zone située au nord de Lorient.

Le raccordement des clients

Le raccordement d'une sous-station SNCF sur le poste 63 kV de Saint-Malo est en cours d'instruction.

La performance technique et économique

Le caractère fortement importateur de la région Bretagne nécessite le renforcement du réseau THT actuel, conjugué à la mise en œuvre d'importants moyens de compensations.

À terme, le renforcement du niveau de la production régionale reste à étudier.

La problématique éolienne

En janvier 2003, les demandes de raccordement dans la région Bretagne représentaient cent quarante-cinq projets pour un peu plus de 955 MW, avec une forte concentration dans le Finistère et les Côtes-d'Armor. Début 2004, elles ne représentent plus que soixante-neuf projets pour une puissance d'environ 390 MW. Ces demandes ont fait l'objet d'études de raccordement, et ne mettent en évidence aucune contrainte de capacité d'accueil.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Il est nécessaire de maintenir en conditions opérationnelles un certain nombre d'ouvrages dans la baie de Saint-Brieuc ainsi qu'à l'est du département des Côtes-d'Armor et aux abords des agglomérations de Brest et de Concarneau.

■ Région

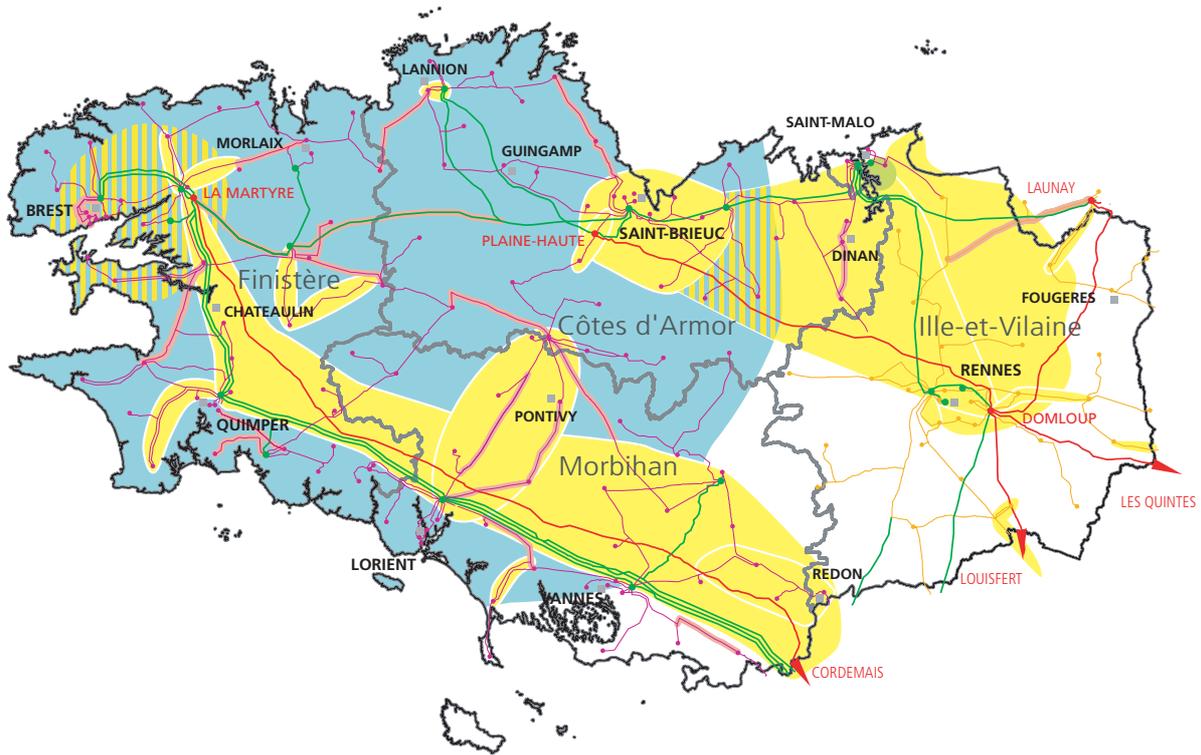
Bretagne

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Ille-et-Vilaine	Raccordement de la sous-station de Château-Malo en antenne sur le poste 63 kV de Saint-Malo
MCO	Côtes-d'Armor	Reconstruction de la ligne 63 kV Paimpol – Plourhan
MCO	Finistère	Reconstruction d'un tronçon de la liaison 63 kV Morlaix – Lanmeur
MCO	Finistère	Reconstruction de la ligne 63 kV Landerneau – Landivisiau
Sécurité alimentation	Côtes-d'Armor	Construction d'une liaison 63 kV entre Rostrenen et Saint-Nicolas avec dépose de la ligne Mur Rostrenen
Sécurité alimentation	Côtes-d'Armor	Zone de Saint-Brieuc : construction de 12 kilomètres de liaisons souterraines et dépose de 24 kilomètres de lignes
Sécurité alimentation	Morbihan	Construction d'une liaison 63 kV Locmalo – Plouay
Sécurité alimentation	Morbihan	Construction d'une liaison 63 kV Pontivy – Rabine



RÉGION BRETAGNE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et Économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV



■ Région

Centre

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 15 milliards de kilowattheure en 2002, le Loiret et l'Indre-et-Loire représentant la moitié de la consommation totale de la région.

La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 1,23 % de 1997 à 2002, contre 2,10 % pour la France. On distingue deux zones de consommations aux comportements différents, révélateurs des flux de population : le taux de croissance du nord de la région est deux fois plus élevé que celui du sud. La région se caractérise par une dynamique beaucoup plus importante dans les secteurs résidentiel et tertiaire que dans le secteur industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir affichent un taux de croissance moyen de 1,09 % par an jusqu'en 2010, et de 0,76 % par an dans la région au-delà de 2010, avec une dominante pour l'Indre-et-Loire et le Loiret. Ces valeurs sont inférieures aux taux du niveau national fournis par le Bilan prévisionnel (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 %).

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 80,3 milliards de kilowattheures en 2002. Quatre sites nucléaires en assurent presque l'intégralité (Saint-Laurent, Chinon, Dampierre et Belleville, soit 11 630 MW installés), la production hydraulique et les installations de cogénération restant marginales. Avec une consommation en pointe d'environ 3 700 MW en 2003, la région est fortement exportatrice, en particulier vers la région parisienne (zone de forte consommation), les Pays de la Loire et la Bretagne (faibles capacités de production).

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement les demandes d'études de raccordement de production d'origine éolienne.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des contraintes de transformation THT (400 / 225 kV) apparaissent à long terme sur les zones est (Bourges) et nord (Chartres) de la région.

Des contraintes sur la transformation et les ouvrages d'alimentation 90 kV apparaissent dans les zones de Dreux, de Pithiviers, d'Orléans, de Gien, de Châteauroux, de Vierzon, de Blois et de Tours.

Une restructuration des réseaux sera à envisager pour certaines d'entre elles.

Le raccordement des clients

Le raccordement de la ligne à grande vitesse Sud Europe Atlantique (LGVSEA) est en cours d'étude avec RFF. Des points de raccordements sur le réseau THT sont recherchés entre Tours, Châtelleraut et Poitiers. Côté EGS, hormis la création du poste source de Preuilly pour EGS Indre-et-Loire à partir du réseau Vienne, une alimentation du client Ibiden a été mise en service début 2004 depuis le poste 63 kV de Courtenay.

GDF a demandé le raccordement d'un nouveau poste en 90 kV à Cormelai.

La performance technique et économique

Les congestions liées à l'évacuation de la production de la centrale nucléaire de Civaux apparaissent sur le réseau 225 kV de la Vienne, donc au sud de la région Centre.

La problématique éolienne

En juin 2003, les demandes de raccordement dans la région Centre représentaient quatre-vingt-trois projets pour un peu plus de 650 MW. Ces demandes ont fait l'objet d'études de raccordement. Pour l'instant, il n'y a pas de contrainte d'accueil à ce niveau de production sur le réseau public de transport du Centre.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Les axes 225 kV Chaingy – Dambron et Mousseaux – Marmagne sont à renouveler partiellement (tronçons des années vingt et trente). Des postes 90 kV sont à réhabiliter dans les zones d'Orléans, de Chartres, de Tours et de Châteauroux. Le réseau 90 kV dans les départements de l'Indre (zone de Châteauroux et Varennes), du Cher (zone de Bourges) ainsi que les ouvrages alimentant une partie des agglomérations de Tours et d'Orléans sont anciens ; ce qui laisse présager un long travail de renouvellement pour leur remise à niveau, notamment en ce qui concerne les files SNCF Paris – Bordeaux et Paris – Limoges. Il sera à mener en priorité, car ces ouvrages sont également sollicités en termes de transits.

■ Région

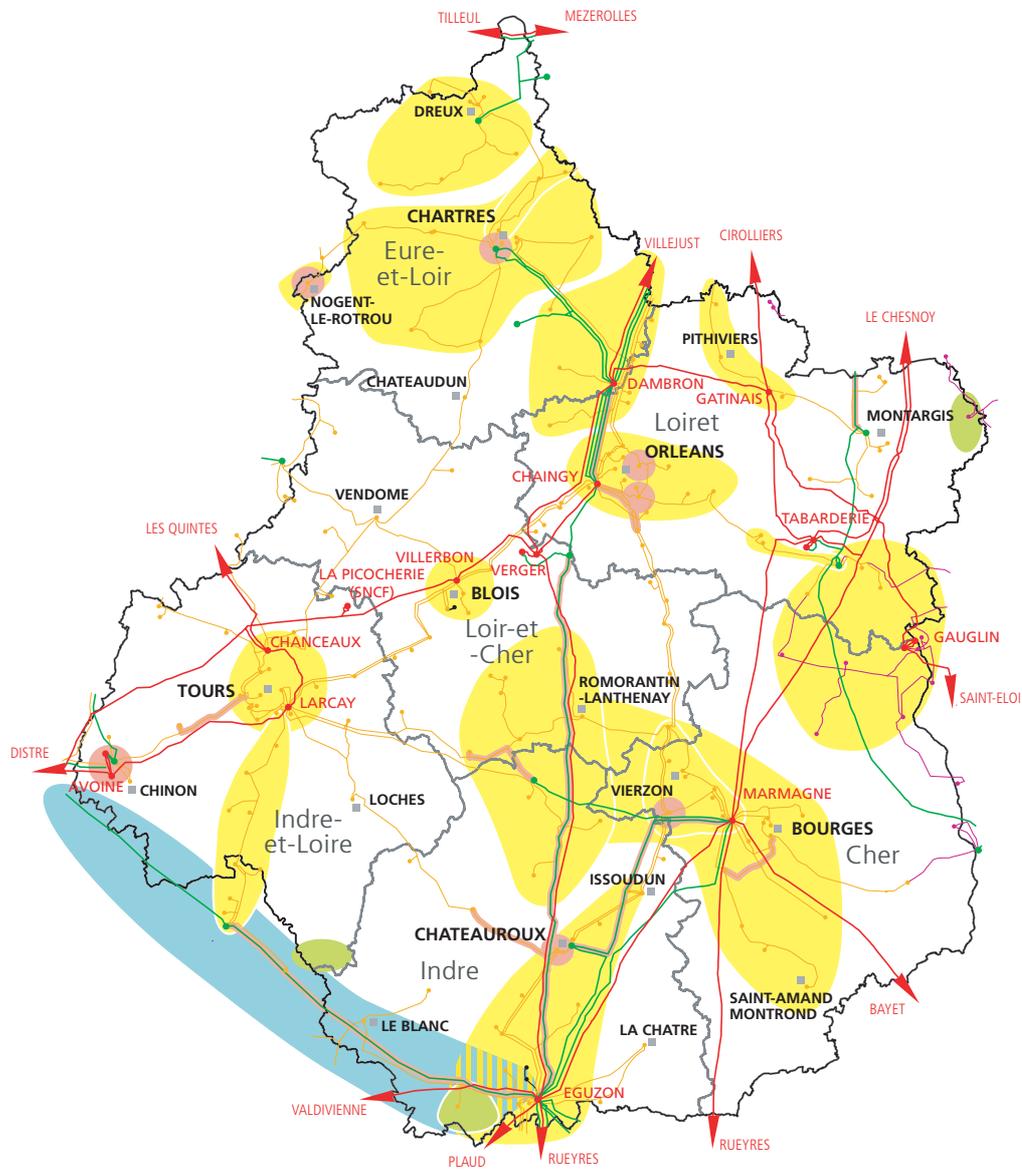
Centre

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Indre-et-Loire Vienne	Raccordement client EGS : Création d'un poste source 90 / 20 kV à Preuilly-Claise
Raccordement client	Indre	Raccordement client GDF : Création d'un poste 90kV à Cormelai
Raccordement client	Loiret	Raccordement client Ibidem : Création d'une alimentation 63 kV depuis le poste de Courtenay
MCO	Loiret	Enfouissement partiel de la liaison 63 kV Gien – Les Rublots
MCO	Indre-et-Loire	Reconstruction du poste 90 kV de La Commanderie
Sécurité alimentation	Indre-et-Loire	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV au poste d'Avoine
Sécurité alimentation	Indre-et-Loire	Déplacement et sécurisation des liaisons 400 kV Avoine – Larcaay 1 et 2
Sécurité alimentation	Loiret	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV au poste de Chaingy pour améliorer la sécurité d'alimentation d'Orléans
Sécurité alimentation	Loiret	Renforcement de transformation 225 / 90 kV au poste de Gien



RÉGION CENTRE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV

0 50 100 Kilomètres

■ Région

Champagne- Ardennes

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 9,4 milliards de kilowattheures en 2002. Le département de la Marne représente à lui seul plus de 40 % de la consommation, l'Aube et les Ardennes autour de 20 %, et la Haute-Marne 15 %. La croissance interannuelle en énergie est faible depuis 1998, et s'établit à 0,5 %.

Les prévisions pour la décennie à venir prolongent ce constat statistique et demeurent inférieures aux moyennes nationales établies par le Bilan prévisionnel, avec un taux de croissance de 0,4 % d'ici à 2005, qui se stabilise à 0,3 % ensuite.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 38,1 milliards de kilowattheures en 2002, dont la quasi-totalité d'origine nucléaire (centrales de Chooz et de Nogent-sur-Seine).

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle 290 MW sont considérés sur la région, en cohérence avec l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

L'évolution de la consommation autour de zones d'activités nécessite le renforcement d'ouvrages existants, et plus rarement la création de postes sources d'alimentation du réseau de distribution.

On pense notamment aux agglomérations de Châlons-en-Champagne, de Troyes, de Saint-Dizier, et, dans une moindre mesure, d'Épernay et de Chaumont.

Le raccordement des clients

Le raccordement de clients industriels sur des sites parfois distants du réseau électrique, nécessite d'importants ouvrages de raccordement, comme dans le cas du raccordement de la LGV Est Européenne, pour laquelle deux sous-stations seront implantées dans la région.

La performance technique et économique

Le réseau électrique de la région Champagne-

Ardenne est interconnecté avec la Belgique. Le développement des échanges internationaux sature certains ouvrages THT du réseau régional, comme la transformation de Mazures et la liaison franco-belge Chooz – Jamiolles 225 kV.

La problématique éolienne

Même si le volume retenu dans le présent exercice du Schéma de développement (40 % des projets présents dans la liste d'attente EGS–RTE, soit 290 MW pour la région) est compatible avec les capacités du réseau de transport, on se situe en limite de contrainte en certains endroits. L'arrivée ou le déplacement de certains projets pourrait provoquer l'apparition de contraintes, notamment à l'est de Châlons-en-Champagne.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Des travaux sont prévus sur les axes 225 kV Creney – Rolampont et Pusy – Rolampont.

■ Région

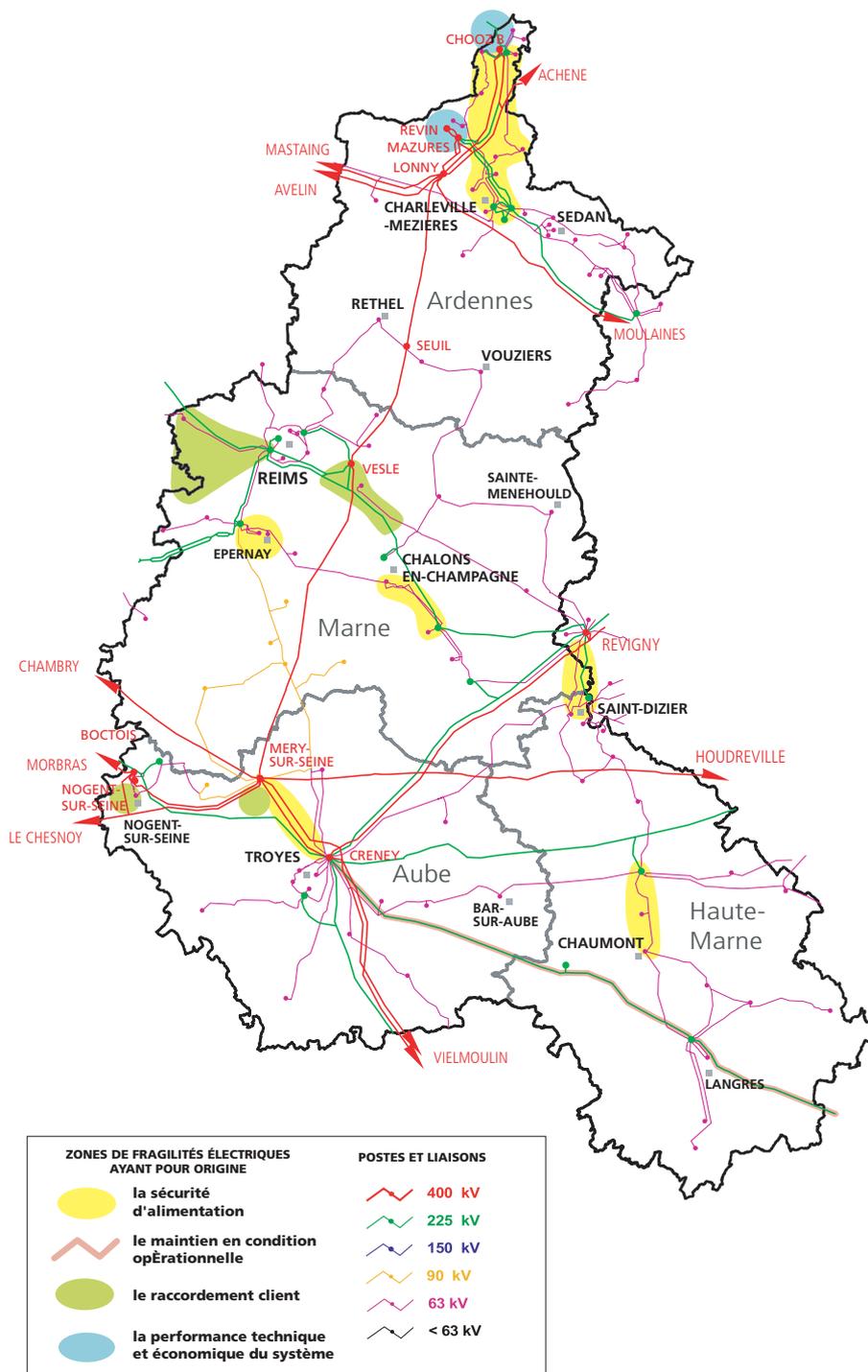
Champagne-Ardenne

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Marne	LGV Est / sous-station PK 88 : création du poste de Vézilly
Raccordement client	Marne	LGV Est / sous-station PK 151 : création du poste de Cuperly
MCO	Aube	Vétusté des conducteurs sur les liaisons 225 kV Crenoy – Rolampont et Pusy – Rolampont : changement des conducteurs sur les deux ouvrages



RÉGION CHAMPAGNE-ARDENNE



0 50 100 Kilomètres

■ Région

Franche-Comté

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 7,9 milliards de kilowattheures en 2002. Le Doubs et le Jura représentent les trois quarts du total, également répartis. La Haute-Saône représente 16 % et le Territoire de Belfort 9 %. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,4 % de 1990 à 1999, sensiblement identique à celle de la France. Du fait de la présence de Solvay, le secteur industriel est largement prépondérant dans la consommation électrique du Jura. Les répartitions sectorielles du Doubs et du Territoire de Belfort sont voisines de celle de la France.

Les prévisions pour la décennie à venir sont à peu près conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,2 % jusqu'en 2013.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1,6 milliard de kilowattheures, à 70 % d'origine hydraulique. Le reste se répartit entre la cogénération (23 %) et le thermique (7 %). Elle est fortement importatrice.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle près de 70 MW sont considérés sur la région.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En région Franche-Comté, 500 kilomètres de réseau 225 kV et 63 kV avaient plus de cinquante ans en 2003.

Cependant, ces ouvrages anciens ne sont pas *de facto* obsolètes, mais ces chiffres montrent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau.

La sécurité d'alimentation

L'évolution naturelle des charges de la zone de Besançon (Doubs), ainsi que les capacités réduites du réseau HT ne permettent plus une alimentation sécurisée. Le nouveau poste 63 kV de Montboucons ne résout que partiellement le problème.

Sur la zone de Liebvillers (Doubs), les faibles capacités du réseau ainsi que l'accroissement des charges entraînent des contraintes.

L'évolution des consommations des agglomérations fragilisent les transformations 225 / 63 kV de Pontarlier, Champagnole, Champvans, Vesoul et Argiésans qui arrivent à saturation.

Le raccordement des clients

Dans le cadre du projet LGV Rhin-Rhône, la SNCF envisage la création de deux sous-stations.

La première serait située à l'est de Belfort, et la

seconde au nord-ouest de Besançon.

Par ailleurs, la SNCF prévoit soit la création d'un poste 225 kV, soit une augmentation de puissance des postes de Mesnay et Mouremboz. Ce qui accroîtra les contraintes de transformation de la zone (Champagnole, Pontarlier, Champvans).

Au nord-est de Belfort, un aménageur prévoit la création d'une zone d'activité à Fontaine.

La problématique éolienne

Des projets de production éolienne sont envisagés dans la région.

Ce volume représenterait une puissance de 68 MW, dont 40 MW sur un même projet proche de Pontarlier.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La dégradation des conducteurs sur les liaisons 225 kV Mambelin – Pusy, Pusy – Rolampont et Étupes – Sierentz nécessite leur remplacement.

Le poste 63 kV de Palente (Besançon), qui est obsolète, va être reconstruit à partir de 2004.

La rénovation du matériel haute tension des postes de Pont-de-Roide et des Fins est prévue à partir de 2006.

■ Région

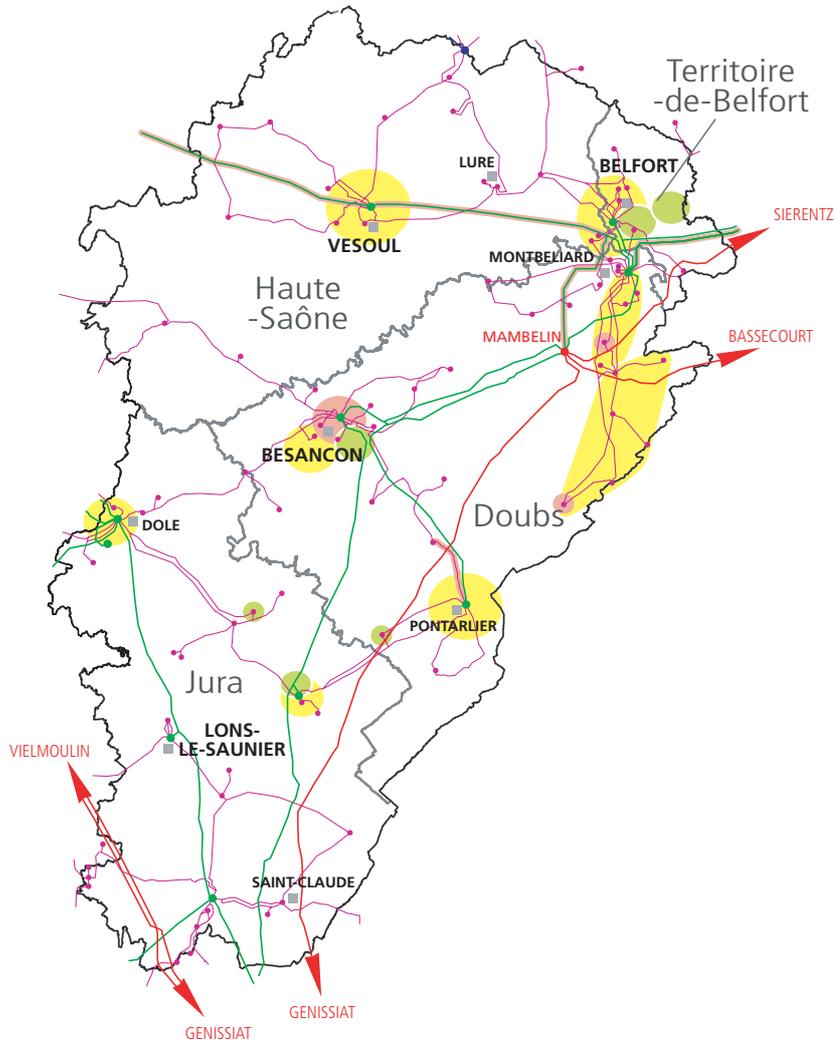
Franche-Comté

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
MCO	Haute-Saône	Reconstruction partielle de la liaison 63 kV Mouthier – Pontarlier
MCO	Haute-Saône	Reconstruction du poste 63 kV de Palente
MCO	Haute-Saône	Rénovation HT du poste 63 kV des Fins
MCO	Haute-Saône	Rénovation HT du poste 63 kV de Pont-de-Roide
MCO	Haute-Saône Doubs	Remplacement des conducteurs sur les liaisons Étupes – Sierentz, Mambelin – Pusy et Pusy - Rolampont



RÉGION FRANCHE-COMTÉ



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 15,5 milliards de kilowattheures en 2002. La Seine-Maritime représente 75 % de cette consommation et l'Eure 25 %. Les grandes évolutions de la consommation de 1990 à 1999 sont caractérisées par une forte croissance du secteur tertiaire, une assez forte croissance du secteur résidentiel, et une croissance modérée du secteur industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir sont à peu près conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,2 % pour la région (1,2 % pour la Seine-Maritime et 1,14 % pour l'Eure).

Le secteur industriel est prépondérant avec 57,9 % de la consommation en 2010, et marque une croissance en hausse, en particulier en Seine-Maritime où de nombreux projets sont attendus. En revanche, les secteurs résidentiel et tertiaire voient leur croissance ralentie.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 55,2 milliards de kilowattheures en 2002, fournis principalement par les centrales nucléaires de Penly et Paluel.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des contraintes de transit et de vétusté sur les deux liaisons alimentant le poste 90 kV de Rouen – Lessard devraient être résolues à court terme par le remplacement de la partie souterraine de ces liaisons (projet en cours d'instruction réglementaire). L'augmentation des consommations sur l'axe Paris – Rouen (autoroute A13) fragilise les réseaux 90 kV de la zone, et induit à long terme une contrainte sur la transformation 225 / 90 kV de Saint-Pierre-de-Bailleul.

Le raccordement des clients

La mise en service d'une unité de production électrique située dans l'agglomération du Havre nécessite une liaison d'évacuation double souterraine vers le poste 225 kV de Ratier (projet en cours de construction).

La mise en service d'une unité de production électrique située aux environs de Saint-Jean-de-Folleville nécessite la création d'un nouveau poste 90 kV (projet en cours de construction).

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

L'alimentation du nord de Rouen est fragilisée par le vieillissement des lignes 90 kV alimentant le triangle situé entre Vaupalière, Campeaux et Bourgay. Un projet de remise à niveau de ces ouvrages à court terme est en cours d'instruction réglementaire.

La vétusté du poste 90 kV de Pont-Audemer est résolue par sa reconstruction (projet en cours de concertation).

■ Région

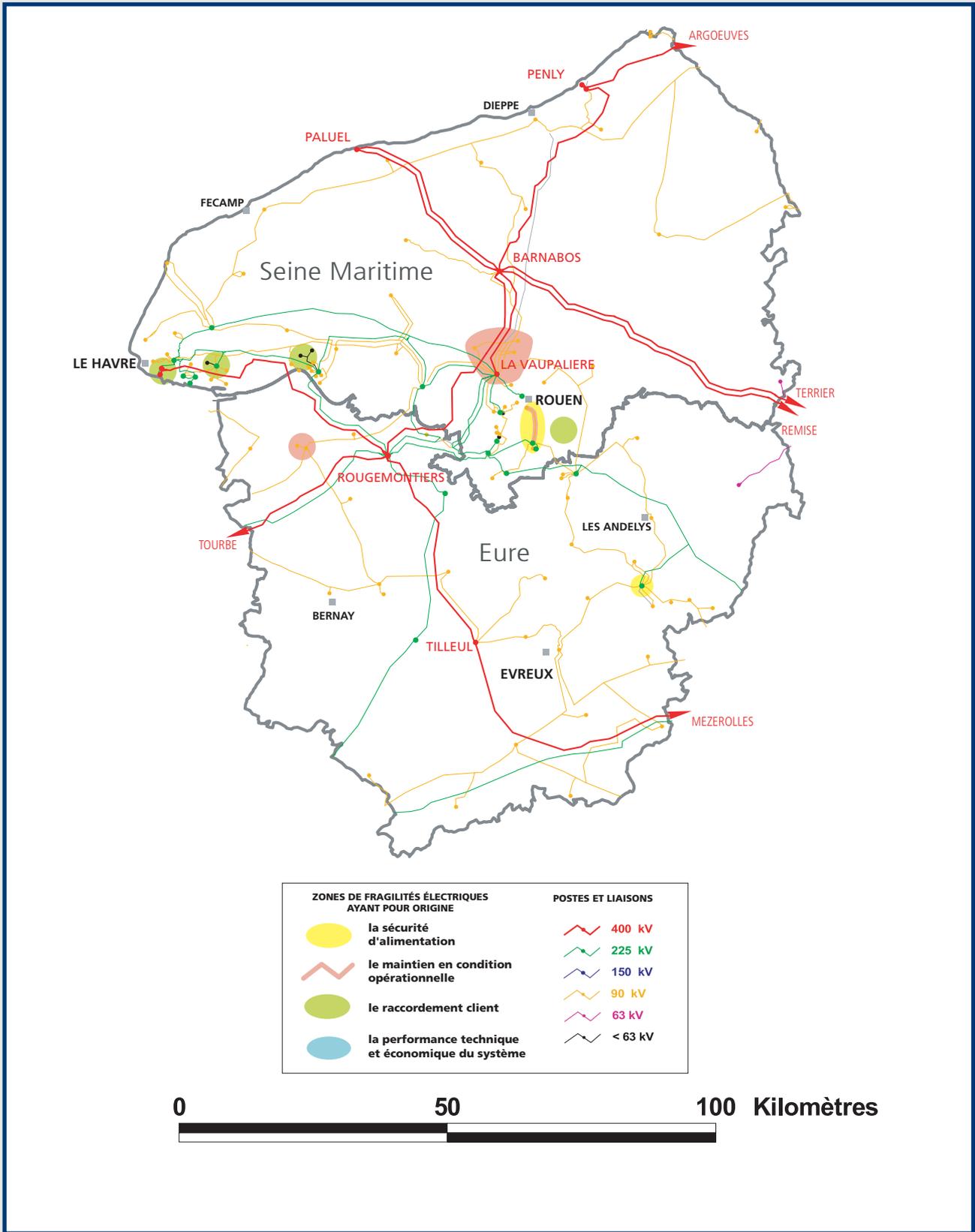
Haute-Normandie

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Seine-Maritime	Construction d'une liaison d'évacuation double souterraine vers le poste 225 kV de Ratier
Raccordement client	Seine-Maritime	Construction d'un nouveau poste 90 kV aux environs de Saint-Jean-de-Folleville
MCO Sécurité alimentation	Seine-Maritime	Remplacement de la partie souterraine des deux liaisons entre les postes 90 kV de Rouen-Lessard et Saint-Étienne-du-Rouvray
MCO	Eure	Reconstruction du poste 90 kV de Pont-Audemer
MCO	Seine-Maritime	Remise à niveau des lignes 90 kV alimentant le triangle entre les postes 90 kV de Vaupalière, Campeaux et Bourgay (agglomération de Rouen)



RÉGION HAUTE-NORMANDIE



■ Région

Île-de-France

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 61,5 milliards de kilowattheures en 2002. Paris a représenté 24 % de cette consommation, les Hauts-de-Seine et les Yvelines 13 % chacun, la Seine-et-Marne 12 %, l'Essonne 11 %, la Seine-Saint-Denis 10 %, le Val-de-Marne 9 % et le Val-d'Oise 8 %.

Les prévisions pour la décennie à venir sont conformes aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1,3 % pour la région (croissance due essentiellement au secteur tertiaire).

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 7,8 milliards de kilowattheures en 2002, provenant des centrales thermiques classiques de la région.

Les prévisions d'évolution sont marquées par l'arrêt définitif des groupes de production de Champagne-sur-Oise, Montereau, puis Vaires-sur-Marne, et la mise en service du nouveau groupe d'Issy-les-Moulineaux.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

La croissance des consommations du quart sud-ouest de l'Île-de-France conduit à une contrainte dans l'alimentation de toute la clientèle des Yvelines, du sud des Hauts-de-Seine et du quart sud-ouest de Paris. Le renforcement correspondant, en cours d'instruction réglementaire, consiste à créer le poste 400 / 225 kV à Méré, dans les Yvelines, et à le raccorder au poste d'Élancourt par une liaison 225 kV. Ces ouvrages ne devraient malheureusement pas être mis en service avant 2007, d'où une forte contrainte sur la zone entre 2003 et 2007.

La croissance des consommations sur le quart nord-ouest de la première couronne entraîne des contraintes sur la transformation 400 / 225 kV du poste de Cergy. Ce problème, déjà identifié et soumis à la concertation, est accentué par l'arrêt définitif des groupes de production de la centrale de Champagne-sur-Oise. La solution de renforcement, connue, consiste en la création d'une nouvelle liaison souterraine 225 kV entre Triel-sur-Seine (poste Nourottes) et Nanterre.

La progression des consommations sur le nord-est de la première couronne entraînera à court terme des contraintes sur la transformation 400 / 225 kV

de Villevaudé (Seine-et-Marne) et sur le couloir 225 kV Villevaudé – Romainville.

De la même manière, la progression des consommations dans le Val-de-Marne entraînera à court terme des risques de coupures, sur certaines périodes de l'année.

Le raccordement des clients

La création de la liaison TGV est nécessitera, pour son alimentation, la création d'un nouveau poste de transformation 400 kV sur la commune de Penchard, au nord-ouest de Meaux.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La vétusté de certains ouvrages alimentant la zone d'Épinay-sous-Sénart conduit à des menaces de coupures croissantes.

Le projet de reconstruction de lignes participant à cette alimentation est actuellement en cours de concertation.

En plus de la contrainte générale liée à la croissance de la consommation de cette zone, on constate que de nombreux ouvrages du nord-ouest de la première couronne — postes et liaisons souterraines — nécessiteront à court terme des travaux de réhabilitation.

■ Région

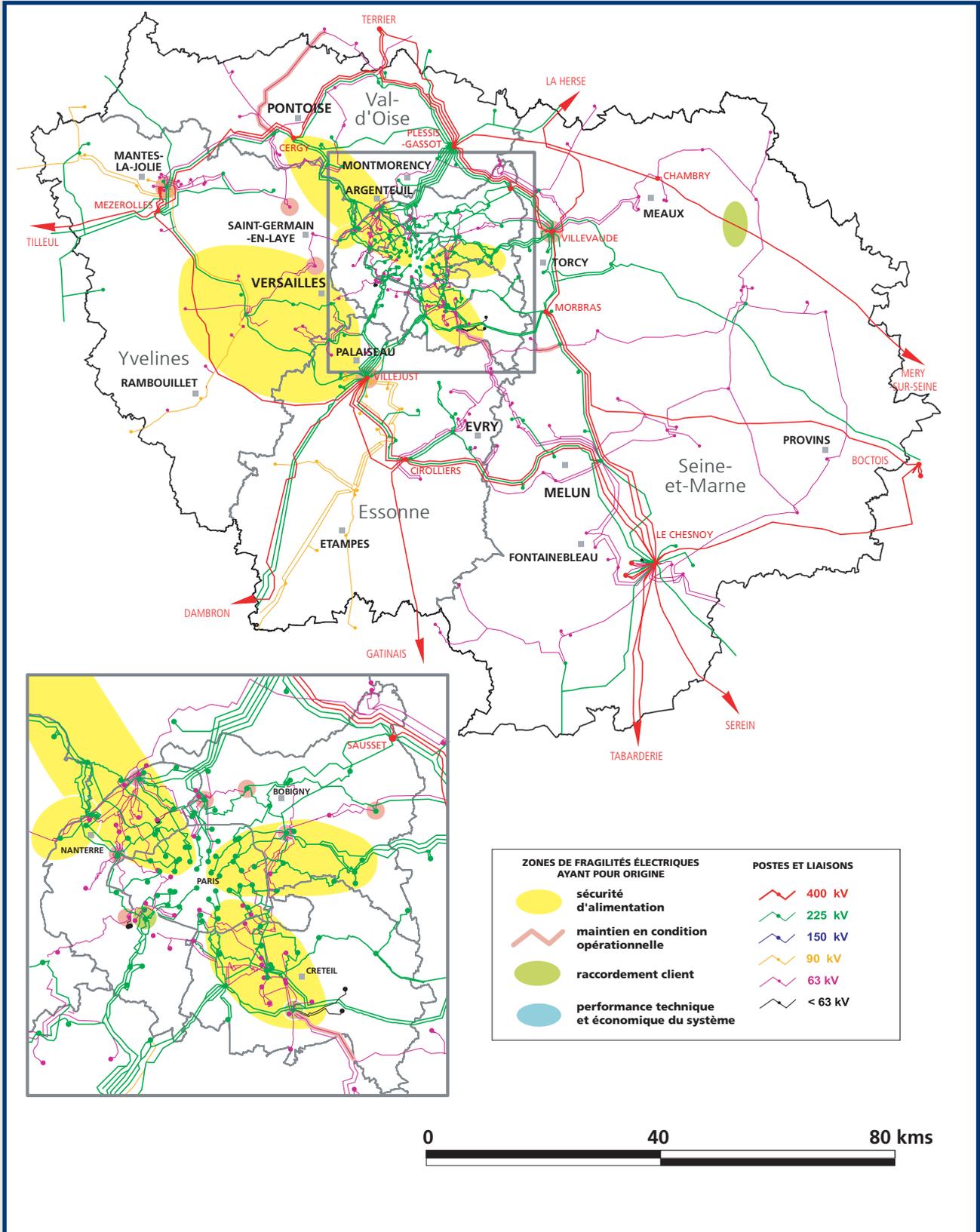
Île-de-France

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Yvelines	Construction du poste 400 / 225 kV Yvelines et de la liaison Élancourt – Yvelines 225 kV (contraintes sur les lignes 225 kV Élancourt – Villejust et Élancourt – Mézerolles)
Sécurité alimentation	Hauts-de-Seine	Création de la liaison souterraine 225 kV Nanterre – Nourottes (contraintes de transit)
Raccordement client	Seine-et-Marne	Création d'un poste 400 kV sur la commune de Penchard, au nord-est de Meaux (TGV Est)
Raccordement client	Hauts-de-Seine	Création d'une liaison souterraine 63 kV entre Harcourt et Issy-les-Moulineaux (raccordement du Syctom)
Raccordement client	Val-de-Marne	Création de deux liaisons souterraines 63 kV entre Villeneuve et Pasiphaé (raccordement du Siaap)
MCO	Seine-Saint-Denis	Renforcement du poste 225 kV et dépose du poste 63 kV de La Courneuve (vétusté du poste 63 kV de La Courneuve et des liaisons 63 kV l'alimentant)
MCO	Val-de-Marne	Reconstruction de la ligne 63 kV Cossigny – Jonchères, dépose des lignes Épinay – Villeneuve, et renforcement du poste de Cossigny 63 kV (vétusté des lignes d'alimentation d'Épinay-sous-Sénart)
MCO	Seine-et-Marne	Reconstruction / réhabilitation du poste 400 kV de Villevaudé
MCO	Seine-Saint-Denis	Reconstruction du poste 225 kV Ampère – Projet Seine
MCO	Hauts-de-Seine	Réhabilitation du poste 63 kV de Fallou
MCO	Hauts-de-Seine	Réhabilitation du poste de Puteaux 63 kV
MCO	Seine-et-Marne	Poste 63 kV de Pécy
MCO	Seine-et-Marne	Reconstruction de la partie HTB du poste 63 kV de Romainville
MCO	Yvelines	Réhabilitation du poste 63 kV de Porcheville



RÉGION ÎLE-DE-FRANCE



■ Région

Languedoc- Roussillon

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 13 milliards de kilowattheures en 2002, avec une pointe en puissance de 2 715 MW. L'Hérault et le Gard représentent chacun environ 30 % du total, l'Aude et les Pyrénées-Orientales 15 % et la Lozère 5 %. La croissance interannuelle, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,6 % pour la période 1990–2000. On note que les secteurs résidentiel et tertiaire prennent une part importante avec 74 %, à l'inverse de l'industrie (sauf pour le Gard) avec 25 %.

Les prévisions pour la décennie à venir intègrent une croissance démographique soutenue dans la région, et considèrent les grands projets connus de lignes à grande vitesse. Il en résulte une croissance régionale de 1,7 %, supérieure à la moyenne nationale (1,3 %).

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 2,7 milliards de kilowattheures en 2002, pour une puissance raccordée au réseau RTE de 2 300 MW.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle 1 000 MW sont considérés sur la région, en cohérence avec l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production du 7 mars 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation et le raccordement des clients consommateurs

La région Languedoc-Roussillon se caractérise par une forte consommation sur la côte méditerranéenne, concentrée autour des villes de Nîmes, Montpellier, Béziers, Narbonne et Perpignan. Cette zone, qui attire beaucoup de nouveaux résidents, connaît également une forte augmentation démographique.

Par ailleurs, cette zone côtière est marquée par l'arrivée de nouvelles infrastructures routières (contournement autoroutier de l'agglomération de Montpellier) et ferroviaires (TGV Méditerranée et TGV Barcelone – Perpignan).

Dans toute cette zone, le réseau de transport arrive en limite de capacité, notamment l'été avec l'activité touristique.

La performance technique et économique

La région Languedoc-Roussillon est traversée par des axes de transport Nord-Sud et Est-Ouest visant à évacuer la production hydraulique du Massif central, des Cévennes et de la vallée du Rhône vers les régions de forte consommation.

Toutefois, le réseau, relativement ancien, s'avère parfois de trop faible capacité pour permettre l'évacuation de cette production.

Enfin les ouvrages de transport qui traversent l'Aude et la région perpignanaise limitent les possibilités d'échanges d'énergie entre les différents pays de l'Union européenne.

La problématique éolienne

La région est particulièrement propice à l'installation de production d'origine éolienne, alors que le réseau de transport, déjà fortement sollicité par l'évacuation de la production hydraulique de la région, n'est pas dimensionné pour accueillir cette production supplémentaire.

Un volume de l'ordre de 1 000 MW sur la région peut néanmoins être évacué, sous réserve qu'il soit implanté sur des sites « favorables » du point de vue du réseau de transport.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Les autres zones en contrainte sont dues à des réseaux souvent anciens, comportant des ouvrages de faible capacité ou trop peu denses. Ils ne pourront assurer la desserte de la consommation en toute sécurité. Cela se traduit par une baisse de la qualité de fourniture : risques de coupures et de mauvaise qualité de tension.

Ainsi, les régions de Lodève, de Mende ou d'Alès sont desservies par des ouvrages vieillissants et saturés.

■ Région

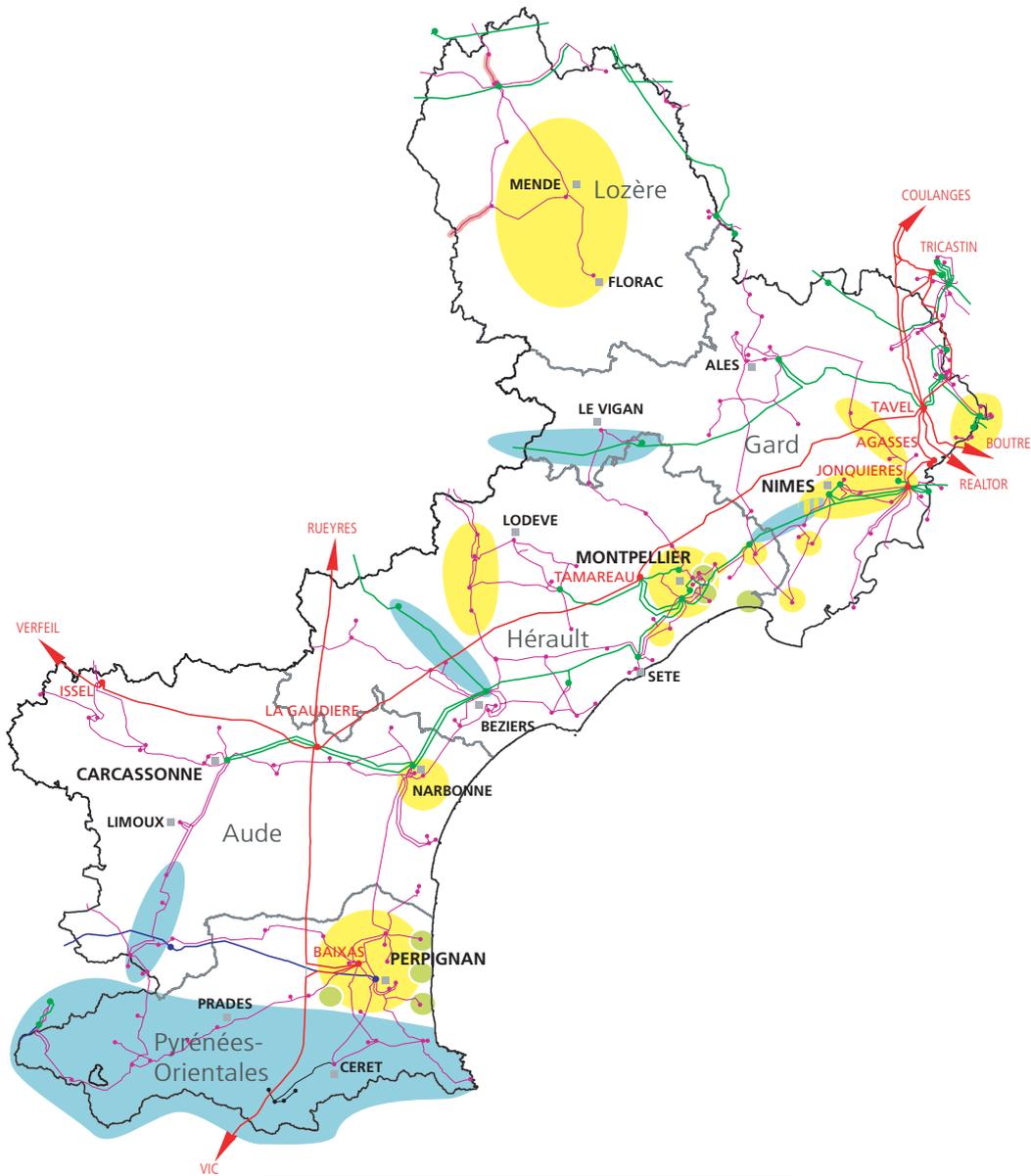
Languedoc-Roussillon

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Pyrénées-Orientales	Alimentation de la sous-station TGV « Sud Perpignan »
Raccordement client	Pyrénées-Orientales	Création du poste source Canet
Raccordement client	Hérault	Travaux au poste Saumade
Raccordement client	Hérault	Création du poste source Pont-Trinquat
Raccordement client	Hérault	Création du poste source Grande-Motte
Performance	Frontière franco-espagnole	Augmentation de la capacité d'échange entre la France et l'Espagne : création de la ligne Baixas – Bescano



RÉGION LANGUEDOC-ROUSSILLON



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV

0 50 100 Kilomètres

■ Région

Limousin

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 4,1 milliards de kilowattheures en 2002. Le département de la Haute-Vienne représente plus de la moitié de cette consommation, la Corrèze environ un tiers et la Creuse un peu moins de 15 %. Corrigée des aléas climatiques, la croissance moyenne annuelle de la consommation de la région Limousin s'est élevée à 1,8 % sur la période 1990–2000, soit un niveau légèrement inférieur à celui de la France sur la même période (2,4 %). Le secteur consommateur le plus important dans la région est la papeterie. Cette branche représente environ 35 % de la consommation d'électricité régionale, contre 8 % au niveau national.

Pour la décennie à venir, les estimations issues du scénario médian prévoient une croissance de 0,9 % par an. Parmi les trois départements de la région, seule la Haute-Vienne a vu sa population stabilisée sur la période 1990–1999, la Corrèze et la Creuse ayant pour leur part enregistré un léger recul de leur population. La projection de population prise en compte au niveau des hypothèses est comparable à ce constat, et conduit globalement à une légère baisse de la population régionale sur la période 2000–2015.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 2,1 milliards de kilowattheures en 2002, à 80 % d'origine hydraulique. Ce niveau de production est fonction des variations annuelles d'hydraulicité. La production régionale est également en partie assurée à partir de sites thermiques classiques dont certains cogénérateurs.

Les hypothèses de production au niveau régional se limitent à quelques demandes recensées dans la Creuse et en Corrèze.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Dans la zone comprise entre Limoges et l'ouest du département de la Haute-Vienne, ainsi que dans l'Aubussonnais, le réseau de transport est sujet à des contraintes de transit en cas de perte d'ouvrage.

L'est de l'agglomération limougeaude et le nord-ouest de la Corrèze présentent des contraintes dues à des réseaux souvent anciens et comportant des ouvrages aux capacités faibles. Le risque est la diminution de la qualité de fourniture liée aux risques de coupures. Le programme de sécurisation mécanique engagé doit progressivement limiter ce risque.

Le raccordement des clients

Les contraintes de ce type concernent les postes d'alimentation du distributeur, et sont liées à des besoins d'amélioration de la qualité de fourniture. Le nord et le sud de la Haute-Vienne ainsi que le nord de la Creuse sont desservis par des liaisons de

tension 90 kV isolées. La continuité d'alimentation, tributaire d'incidents sur un ouvrage du réseau, se dégradera.

La performance technique et économique

En période de forte production, le débouclage du réseau 90 kV génère la mise en précarité des postes d'alimentation de la zone nord-ouest de la Corrèze (Saillant, Lubersac, Saint-Yreix et Traverse).

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La région comporte des ouvrages anciens pour lesquels se pose la question de travaux lourds de réhabilitation, voire de renouvellement, en particulier les lignes d'évacuation de la production hydraulique du Massif central. Des expertises techniques de détail doivent être menées pour définir le niveau des actions à engager sur ces ouvrages. Leur mise en œuvre sera coordonnée avec la politique de sécurisation mécanique.

■ Région

Limousin

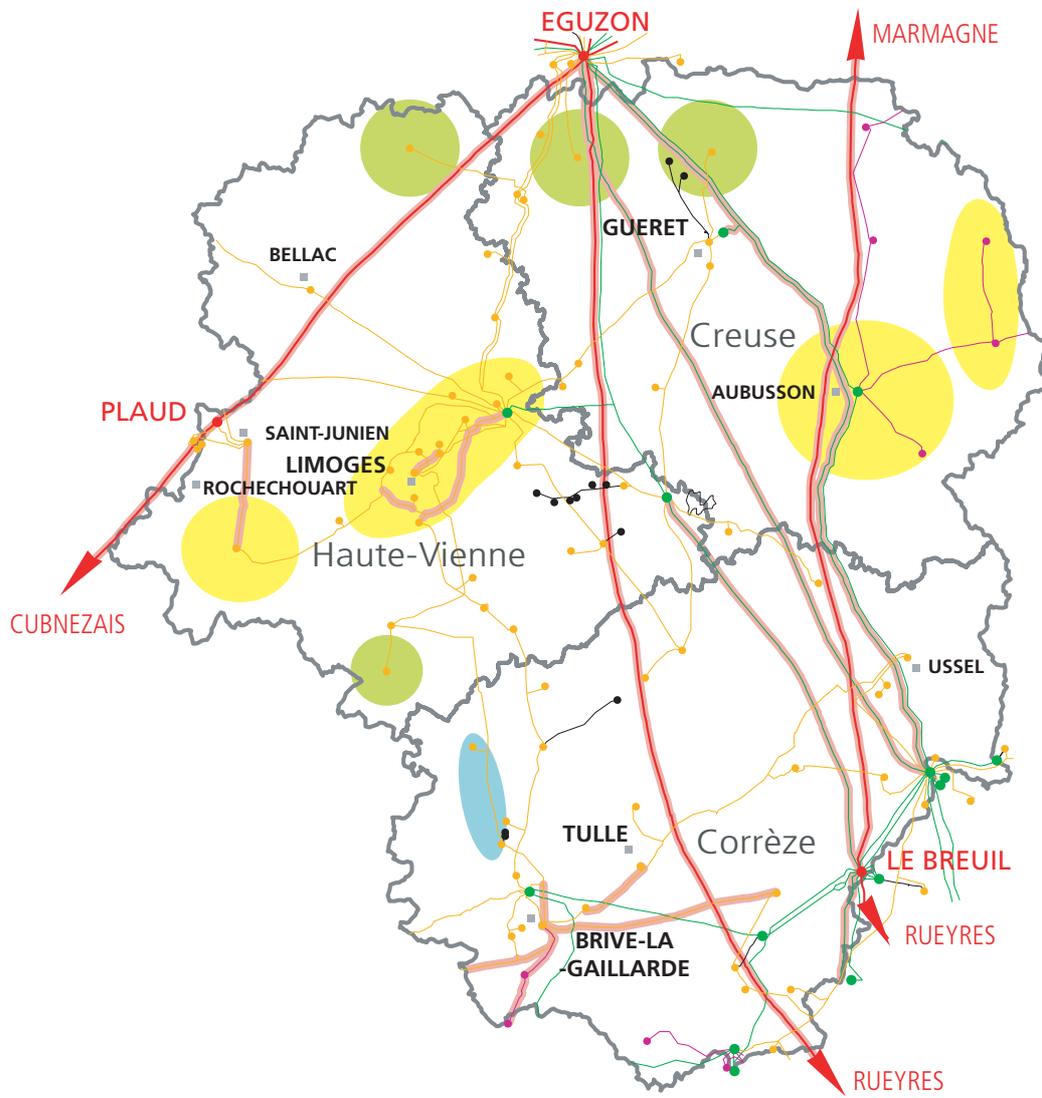
PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

Dans le cadre du projet de Zénith, la Communauté d'agglomération Limoges-Métropole a demandé l'enfouissement des lignes 90 kV Beaubreuil – Aurence et Beaubreuil – Maureix.

Cette mise en souterrain sur une longueur d'environ 500 mètres est en cours d'instruction administrative.



RÉGION LIMOUSIN



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV



■ Région

Lorraine

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 18,8 milliards de kilowattheures en 2002. La Moselle représente à elle seule près de 50 %, la Meurthe-et-Moselle et les Vosges 44 % répartis de façon égale. Quant à la Meuse, sa consommation est faible (7 %). La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 2,2 % de 1990 à 1999, contre 2,4 % pour la France. Le secteur industriel est prépondérant dans la consommation électrique de la Moselle et des Vosges (plus de 65 %). Cela provient de la présence de nombreuses industries comme la sidérurgie, la chimie ou le papier.

Les prévisions pour la décennie à venir sont un peu inférieures aux prévisions fournies par le Bilan prévisionnel au niveau national, soit 1 % jusqu'en 2013.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 45,5 milliards de kilowattheures en 2002, en quasi-totalité d'origine thermique. Elle provient essentiellement de Cattenom (nucléaire) et Émile Huchet. Des groupes de cogénération complètent cette production. La région est fortement exportatrice, notamment vers l'étranger.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle près de 200 MW sont considérés sur la région.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En région Lorraine, 600 kilomètres de réseau 225, 150 et 63 kV avaient plus de cinquante ans en 2003.

Cependant, ces ouvrages anciens ne sont pas de facto obsolètes, mais ces chiffres montrent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau.

La sécurité d'alimentation

Dans l'agglomération nancéienne, malgré la mise en service du poste de Custines, une insuffisance de transformation apparaîtra à moyen terme sur le poste de Laneuveville. De même, des contraintes apparaîtront sur la boucle 63 kV *intra-muros* de Nancy.

La mise en service de la sous-station LGV Est de Rele (ex-Moulon – Pont-à-Mousson) fragilise le réseau 225 kV et le réseau 63 kV de la zone.

La liaison 63 kV entre Cirey et Réchicourt (Moselle) ne permet pas de faire transiter suffisamment d'énergie pour assurer un secours entre les zones de Lunéville et de Sarrebourg.

Des contraintes ont aussi été détectées sur les lignes 63 kV Hériménil – Varangéville et Dogneville – Voncey.

La sous-station LGV Est de Trois Domaines (Beauzée) nécessitera le renforcement de la transformation de Revigny. Par ailleurs, l'évolution des charges sur Saint-Dizier nécessitera de renforcer le réseau au sud de Revigny. La transformation 225 / 63 kV de Stenay arrivera à saturation d'ici à 2013.

Les développements récents et potentiels annoncés par EGS Lorraine Trois Frontières satureront la capacité de transformation de Saint-Hubert, et nécessiteront à moyen terme un renforcement du réseau 63 kV entre Saint-Hubert et Basse-Ham.

De même, le développement en cours de zones d'aménagement entre Saint-Avold et Petite Rosselle (Farébersviller, Forbach) rend précaire l'alimentation

de ce territoire ; et cela, malgré les travaux de réhabilitation qui ont accompagné la création récente du poste de Kerbach

L'autotransformation 400 / 225 kV du poste de Vigy, alimentant principalement le sillon mosellan, est saturée. Un rééquilibrage des apports 225 kV est prévu dans cette zone.

Dans les Vosges, des contraintes apparaîtront à long terme sur des pertes d'ouvrages 225 kV entre Jeuxy et Vincey, liées au report sur le réseau 63 kV.

Le raccordement des clients

Le raccordement de nouveaux clients industriels est prévu à Laneuvelotte et Stenay.

Les créations du poste 63 kV de Biberkirch à Sarrebourg et du poste de La Forêt près de Gironcourt sont également prévues.

La SNCF prévoit différents raccordements : électrification des lignes vosgiennes avec les postes de Langley à Vincey et Moyemoutier à Étival ; création de deux sous-stations pour la future LGV : une à Rele (ex-Moulon – Pont-à-Mousson), et l'autre à Trois Domaines (Beauzée).

Le poste de Peltre 225 kV (alimentation de l'UEM) sera doté d'une nouvelle alimentation.

La performance technique et économique

Le réseau 225 kV au nord de la Moselle, interconnecté avec la Belgique, est l'objet de congestions.

En effet, la plaque France – Belgique – Allemagne – Pays-Bas se caractérise par la présence d'un pays largement importateur (Pays-Bas) et d'un pays largement exportateur (France).

De plus, l'évacuation de la production mosellane entraîne des congestions sur le réseau 225 kV entre les postes de Vigy et Saint-Avold dans certaines situations d'exploitation. La construction de la liaison Marlenheim – Vigy 400 kV résoudra ces contraintes.

Par ailleurs, le poste de Sarrebourg 225 kV n'est

■ Région

Lorraine

pas dimensionné pour permettre d'assurer un lien entre l'Alsace et la Lorraine.

La construction du poste de Sarrebourg Nord 225 kV, dans le cadre du projet Marlenheim – Vigy 400 kV, résoudra cette contrainte et permettra d'améliorer la qualité de fourniture dans la région de Sarrebourg.

La problématique éolienne

Des projets de production éolienne sont envisagés dans la région.

Ce volume représenterait une puissance de 200 MW, dont 120 MW en Moselle.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La réhabilitation de la liaison 225 kV Revigny – Vandières est programmée.

La liaison 150 kV Void – Vincey sera déposée à la suite de la mise en service de la liaison 225 kV Croix-de-Metz – Void.

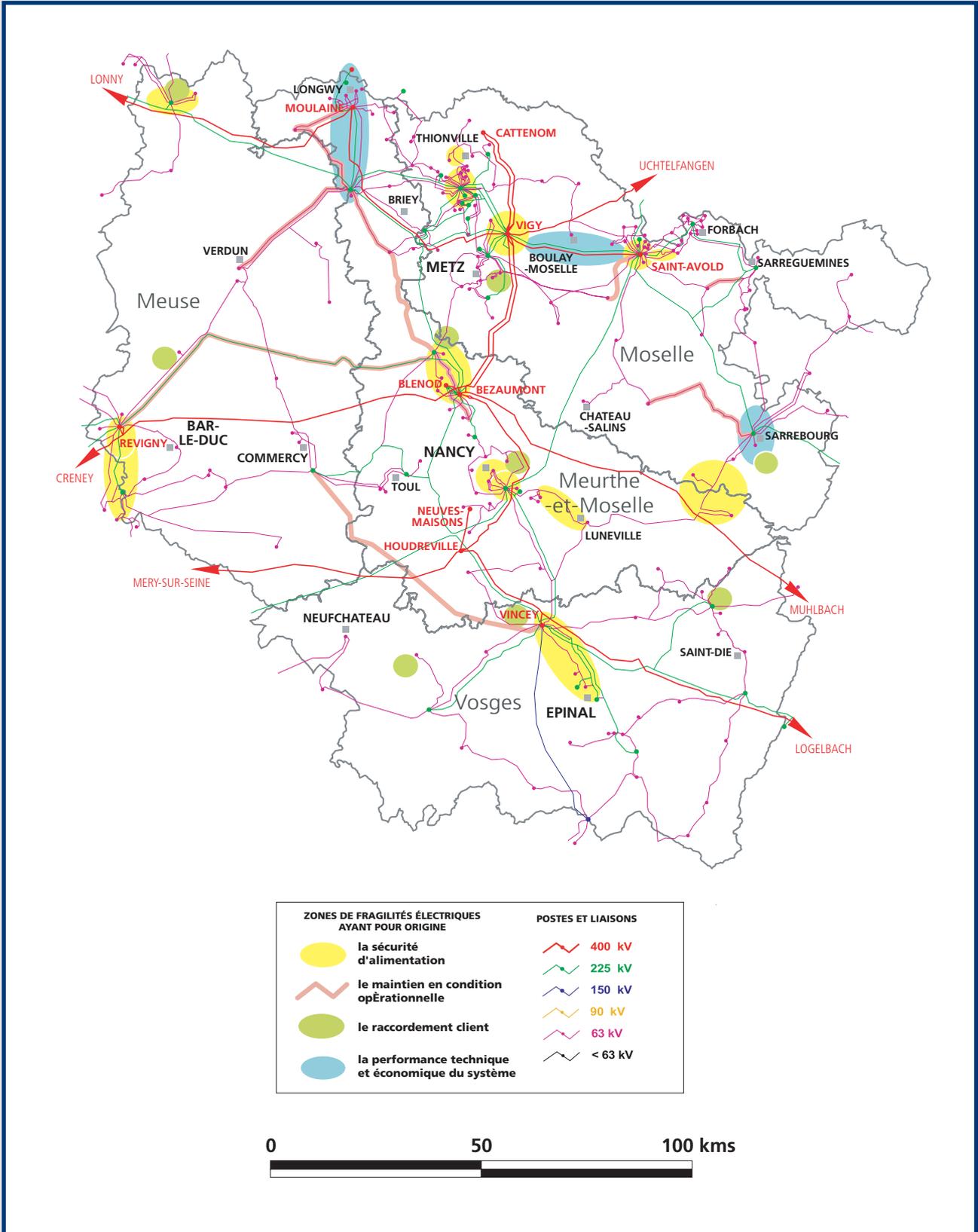
Les liaisons Longuyon – Moulaine, Landres – Longuyon, Landres – Verdun, Landres – La Moulinelle, La Moulinelle – Vandières, Millery – Vandières, De Vernejoul – Viaud, Puttrelange – Sarreguemines et Dieuze – Sarrebourg feront l'objet d'opérations de maintien en conditions opérationnelles.

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Meurthe-et-Moselle	Réorganisation du réseau 225 kV aux alentours de Vandières
Sécurité alimentation	Meurthe-et-Moselle	Liaison 63 kV Cirey – Réchicourt
Sécurité alimentation	Meuse	Ajout d'un autotransformateur de 600 MVA à Revigny
Raccordement client	Meurthe-et-Moselle	Nouveau poste 225 kV LGV Est à Rele (ex-Moulon)
Raccordement client	Meurthe-et-Moselle	Client industriel à Laneuvelotte sur Custines
Raccordement client	Meuse	Nouveau poste 225 kV LGV Est à Trois Domaines
Raccordement client	Moselle	Nouveau poste 63 kV de Biberkirch
MCO	Meurthe-et-Moselle	Liaison Millery – Vandières (réorganisation)
MCO	Meuse	Dépose de la liaison 150 kV Vinvey – Void
MCO	Meurthe-et-Moselle	Dépose de la liaison 150 kV Ancerville – Vandières
MCO	Moselle	Reconstruction partielle de la liaison 63 kV Puttrelange – Sarreguemines
Performance	Moselle	Liaison 400 kV Marlenheim – Vigy
Performance	Moselle	Construction du poste 225 kV de Sarrebourg Nord



RÉGION LORRAINE



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 15,7 milliards de kilowattheures en 2002. Le département de la Haute-Garonne représente environ 40 % de cette consommation, les Hautes-Pyrénées et le Tarn un peu plus de 10 %, et chacun des cinq autres (Ariège, Aveyron, Gers, Lot et Tarn-et-Garonne) moins de 10 %. Corrigée des aléas climatiques, la croissance moyenne annuelle de la consommation de la région Midi-Pyrénées s'est élevée à 2,2 % entre 1990 et 2000, soit un niveau légèrement inférieur à celui de la France sur la même période. Cette croissance régionale de la consommation d'électricité s'appuie sur un développement important des secteurs tertiaire et résidentiel, au détriment de l'industrie. La répartition sectorielle régionale est comparable à la répartition française, avec cependant des disparités départementales importantes.

Pour la décennie à venir, le Bilan prévisionnel estime que la croissance de consommation annuelle d'énergie électrique française sera de 1,3 % en moyenne. Pour la région Midi-Pyrénées, les estimations issues du scénario médian prévoient une croissance de 0,8 % par an. Ce niveau intègre l'impact d'actions de maîtrise de la demande d'électricité, notamment dans le département du Lot, ainsi que la baisse de consommation de sites industriels qui consomment beaucoup d'électricité.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 29 milliards de kilowattheures en 2002, la plus grande partie étant d'origine nucléaire. La production d'origine hydraulique, issue principalement des vallées pyrénéennes et de l'Aveyron, représente environ 13 % du total français. La production régionale est également en partie assurée à partir de thermique classique.

Les hypothèses de production concernent essentiellement le raccordement de production éolienne. En effet, le gisement hydrologique régional est équipé, et le potentiel résiduel reste limité en volume. Compte tenu du potentiel régional et des demandes de raccordement au réseau de RTE ou des distributeurs, un volume de l'ordre de 280 MW a été pris en compte à l'horizon 2010, correspondant à la part « évacuable » (sans renforcement du réseau existant).



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Les centres d'activités, notamment aéronautiques, connaissent un taux de croissance soutenu dans l'agglomération de Toulouse et sa grande périphérie. Cela se traduit par des hausses de consommation d'énergie, dues aux développements économiques ou démographiques. Dans le Gers, l'agriculture — en particulier l'arrosage en été — constitue un fort appel de puissance.

La zone de l'agglomération toulousaine et de sa grande périphérie, mais aussi les agglomérations de Montauban, de Tarbes et de Lannemezan, présentent des contraintes d'alimentation dues à des réseaux souvent anciens, comportant des ouvrages de faible capacité et peu maillés. Le risque de coupure n'est plus négligeable, et cela se traduit par une baisse de la qualité de fourniture.

De même, dans le Gers, le Tarn et l'Aveyron, le réseau, peu dense, devra être conforté dans le futur. Sinon, les activités agricoles seront confrontées à une mauvaise qualité de fourniture.

Le raccordement des clients

Parmi les onze contraintes de ce type recensées, neuf concernent le distributeur et sont liées à des croissances de la consommation pour lesquelles pourrait être envisagée soit une garantie de l'alimentation actuelle, soit la création de nouveau poste. Au niveau industriel, les demandes concernent l'alimentation de la SNCF et le raccordement du client EADS, dans le cadre du projet A380.

La performance technique et économique

Les échanges en Europe

La Commission européenne souhaite que les congestions aux frontières soient résorbées, et que

les pays membres atteignent un objectif de 10 % du niveau d'interconnexion d'ici à 2005.

Ce niveau d'interconnexion correspond au rapport entre la capacité totale d'interconnexion du pays et la capacité de production installée dans le pays ; pour l'Espagne, sa valeur était de 4 % en 2001. L'objectif rappelé par les pouvoirs publics est d'amener à moyen terme le niveau d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 4 000 MW.

L'évacuation de la production

Les réseaux des vallées d'Aure et du Louron, du Gave de Pau, de La Pique, de l'Adour ainsi que de l'Ariège sont constitués par des ouvrages souvent saturés et relativement anciens. Ces réseaux s'avèrent de trop faible capacité pour permettre l'évacuation de la production dans certaines configurations d'hydraulicité.

La problématique éolienne

On observe un potentiel élevé dans l'Aveyron et le Tarn, auquel correspond une capacité d'évacuation très limitée, nécessitant — pour aller au-delà de la puissance « raccordable » sans renforcement — une coordination avec la région Languedoc-Roussillon dont les réseaux sont influencés.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

La région comporte des ouvrages anciens pour lesquels se pose la question de travaux lourds de réhabilitation, voire de renouvellement, en particulier les lignes d'évacuation de la production hydraulique des vallées pyrénéennes et du Massif central. Des expertises techniques de détail doivent être menées pour définir le niveau des actions à engager sur ces ouvrages. Leur mise en œuvre sera coordonnée avec la politique de sécurisation mécanique.

■ Région

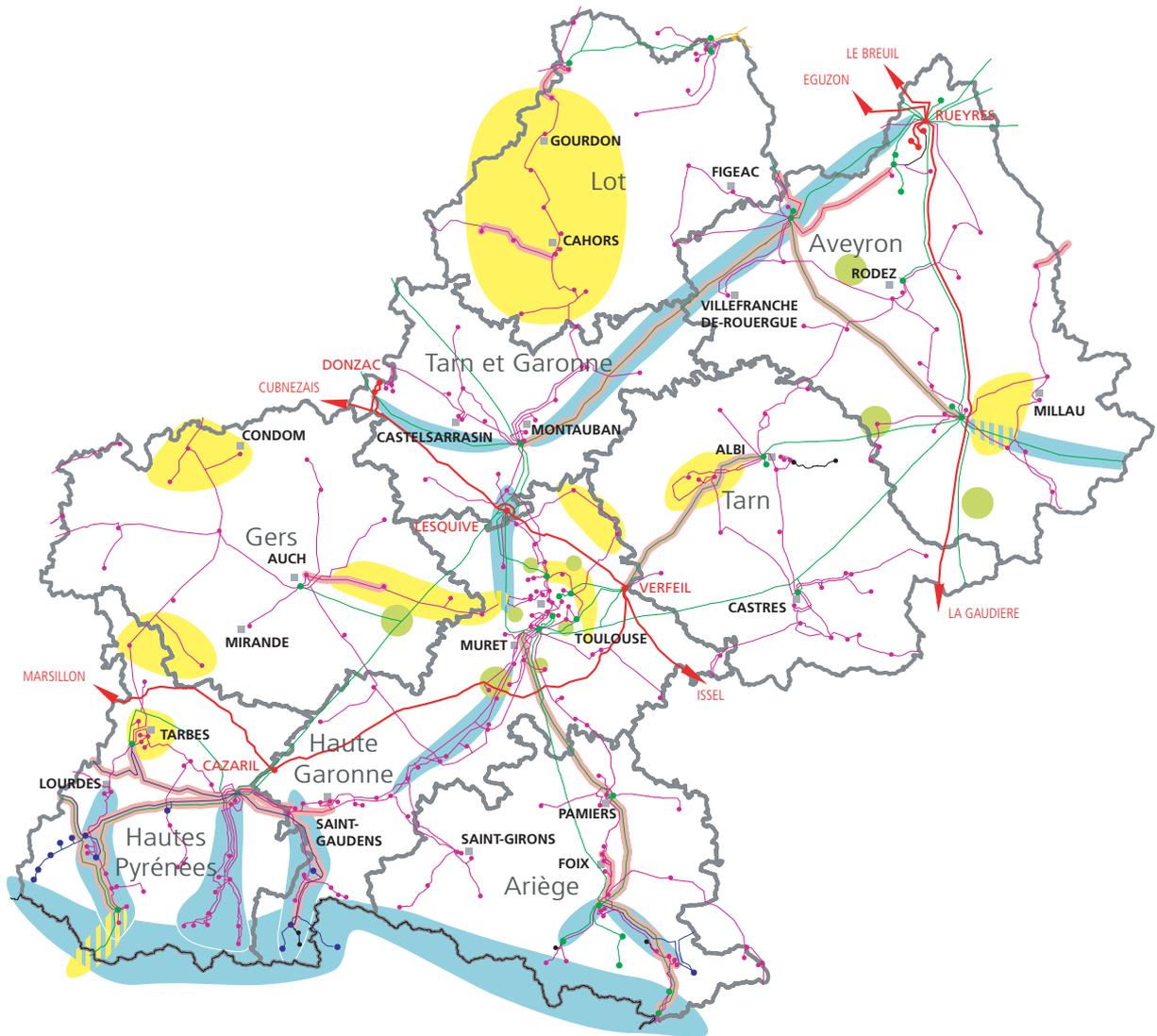
Midi-Pyrénées

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation MCO	Haute-Garonne	Reconstruction de la ligne 63 kV Colomiers – Léguevin
Sécurité alimentation	Lot	Sécurisation de l'alimentation de la zone de Cahors
Sécurité alimentation	Haute-Garonne et Tarn	Construction de la liaison 63 kV Verfeil Saint-Sulpice et dépose de la ligne 63 kV Balma – Saint-Sulpice
Sécurité alimentation	Gers	Création du poste de Noilhan
Sécurité alimentation	Gers	Sécurisation de l'alimentation des zones de Bérat et Seysses
Sécurité alimentation	Aveyron	Création du poste de Marcillac-Vallon
Raccordement client	Haute-Garonne	Raccordement du client EADS (Grand Noble)
MCO	Haute-Garonne	Reconstruction du poste de Revel
MCO	Ariège	Restructuration des réseaux de la zone de Foix
MCO	Aveyron	Reconstruction du poste de Godin et de la ligne 63 kV Cajarc – Godin



RÉGION MIDI-PYRÉNÉES



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV

■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 34,8 milliards de kilowattheures en 2002.

Les prévisions pour la décennie à venir sont inférieures au niveau national, et s'élèvent à environ 0,8 % d'ici à 2005, pour décroître jusqu'à 0,5 % d'ici à une dizaine d'années, malgré l'installation de zones d'activités qui induisent des taux d'évolution importants (jusqu'à + 3 %) dans certains arrondissements.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 41 milliards de kilowattheures en 2002, provenant essentiellement de la centrale nucléaire de Gravelines.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement l'installation, d'ici à 2005, d'une centrale de production fonctionnant à partir des gaz sidérurgiques de Sollac Dunkerque et de gaz naturel. Un volume de production éolienne de 340 MW, cohérent avec la cible fixée par la Programmation pluriannuelle des investissements de production, a été réparti sur la région en fonction des demandes de raccordement de producteurs éoliens connues au premier trimestre 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation et le raccordement des postes sources

L'évolution de la consommation autour de zones d'activités nécessite la création de postes sources d'alimentation du réseau de distribution (Noord Gracht, Auchel, Actiparc, Premy) ou, dans une moindre mesure, le renforcement d'ouvrages existants (boucle 90 kV de Béthune, par exemple).

La performance technique et économique

Le réseau de la région Nord-Pas-de-Calais est interconnecté avec l'Angleterre d'une part, et avec la Belgique d'autre part. Le développement des échanges internationaux a une incidence sur certaines

contraintes observées sur le réseau régional (sur l'ouvrage 225 kV Holque – Guarbecque – Zwoestyne ou sur la boucle 225 kV de Lille, par exemple).

La problématique éolienne

En plus des 340 MW de production éolienne pris en compte pour la région, un projet de grande importance (environ 240 MW) est prévu à Fruges. Cela se traduit par des contraintes sur certains ouvrages qui ne permettent pas d'évacuer la puissance produite (c'est le cas de la file 90 kV Frévent – Hesdin Saint-Pol – Pernes), ou par la création de nouveaux postes d'évacuation (type Fruges).

■ Région

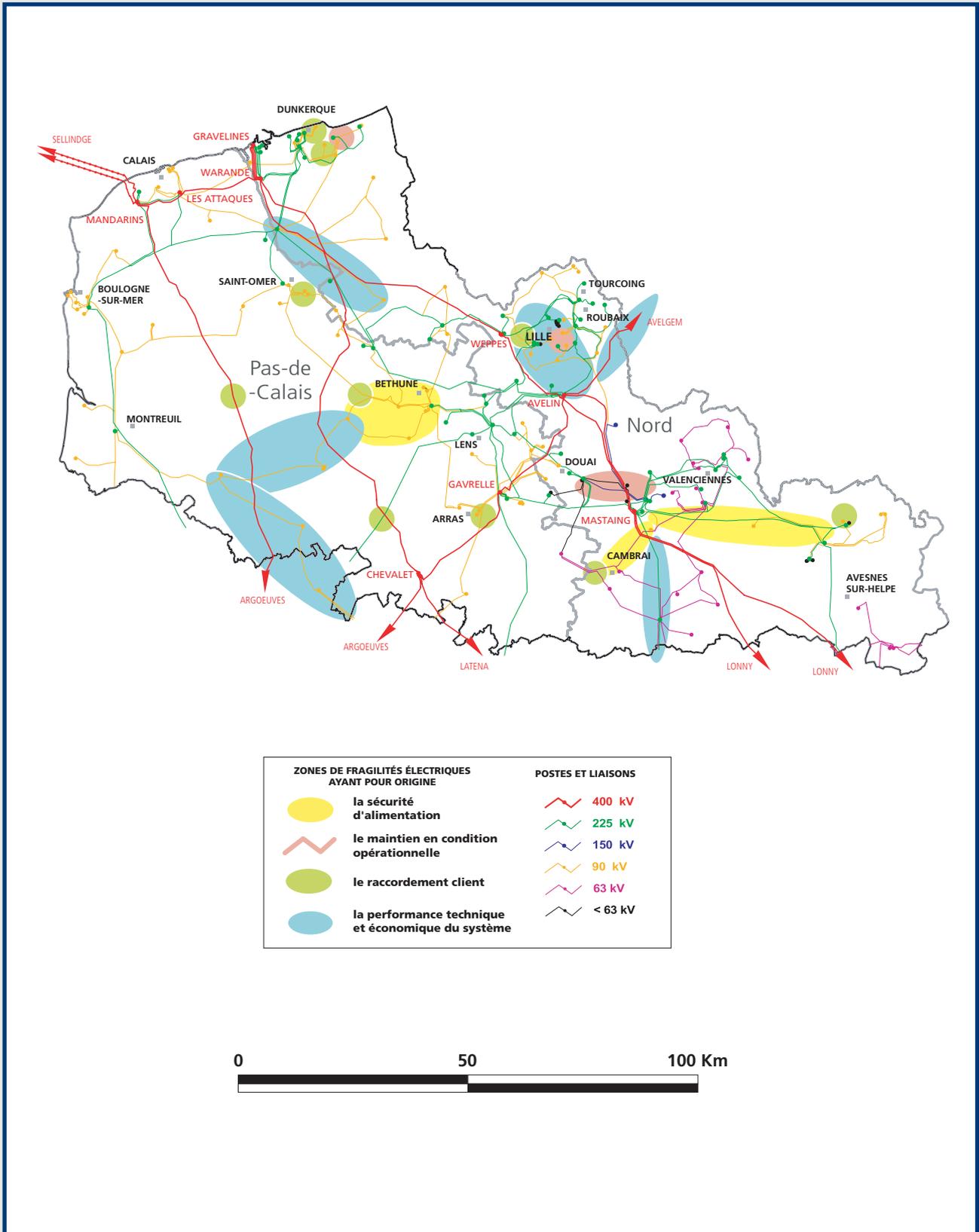
Nord-Pas-de-Calais

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Nord	Renforcement de l'alimentation du poste de Prémy par la création d'une ligne issue de Hordain
Raccordement client	Nord	Création du poste source de Prémy (développement de la zone d'activité Actipôle)
MCO	Nord	Réorganisation des réseaux aux abords de Coudekerque Branche
MCO	Nord	Renouvellement du poste de Grande Synthe 90 kV
Performance	Nord	Renforcement de la ligne 400 kV Avelin – Avelgem (interconnexion France – Belgique)



RÉGION NORD-PAS-DE-CALAIS



■ Région

Provence-Alpes- Côte d'Azur

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé 32,4 milliards de kilowattheures en 2002, soit près de 8 % de la consommation nationale. Le département des Bouches-du-Rhône représente à lui seul près de la moitié de cette consommation. Viennent ensuite les Alpes-Maritimes et le Var, représentant respectivement 20 % et 15 %. Corrigée des aléas climatiques, la croissance moyenne annuelle de la consommation de la région Paca s'est élevée à 2,2 % sur la période 1990–2000, soit un niveau légèrement inférieur à celui de la France sur la même période, principalement à cause du ralentissement de la consommation industrielle qui couvre 38 % de la consommation régionale. À l'inverse, les consommations liées aux secteurs résidentiel et tertiaire, prépondérants dans le Var et les Alpes-Maritimes, où l'évolution démographique est supérieure à la moyenne, ont connu des croissances très élevées (plus de 3 %).

Pour la décennie à venir, le Bilan prévisionnel estime que la croissance de consommation annuelle d'énergie électrique française sera de 1,3 % en moyenne. Pour la région Paca, les estimations issues du scénario médian prévoient une croissance de 1,6 % par an, qui s'explique par la croissance démographique soutenue prévue par l'Insee à la suite du recensement de 1999. Un autre scénario, qui repose sur une politique beaucoup plus volontariste en matière d'environnement, a été étudié. Il conduit à une extension du Plan Éco Énergie à l'ensemble de la région, et prévoit une croissance de 1,4 %.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit près de 14 milliards de kilowattheures en 2002, provenant aux deux tiers de la production hydraulique, et à un tiers du thermique classique : la région est donc fortement importatrice.

Les hypothèses de production concernent uniquement l'éolien, pour lequel un volume de 200 à 400 MW a été pris en compte en fonction des demandes en instruction sur la région (ce volume s'inscrit dans la fourchette fixée pour l'éolien par l'arrêté sur la Programmation pluriannuelle de investissements de production).



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des contraintes sont d'ores et déjà constatées sur le réseau de la région :

- une grande partie du littoral à l'est de la région (Var et Alpes-Maritimes), qui constitue un bassin de consommation très important, se trouve déjà en situation difficile, le réseau à très haute tension ayant atteint ses capacités maximales. La création de la ligne 400 kV Boutre – Broc-Carros associée au renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon réalisé à la fin de 2003, devrait permettre d'améliorer considérablement la situation ;
- l'alimentation de l'agglomération de Toulon connaît des insuffisances, les transformations installées dans les deux postes 225 kV et le réseau connexe ayant atteint leurs limites ;
- l'alimentation de la zone côtière à l'est de Toulon (Hyères, Carqueiranne) ne peut être totalement assurée en cas de perte de certains ouvrages, tout comme l'enclave des papes (agglomération de Valréas) et le bassin d'Arles, en particulier en été ;
- le sud du Vaucluse et la ville d'Avignon risquent également un délestage en cas de perte de l'un des deux ouvrages d'alimentation à 225 kV.

D'autres contraintes vont s'ajouter dans les années à venir concernant les agglomérations de Nice – Cannes – Grasse – Antibes, de Saint-Tropez, d'Aix-en-Provence, et l'est de Marseille, dont l'alimentation ne pourra plus être assurée en cas de perte de certains ouvrages.

Le raccordement des clients

Les principaux développements engendrés par des raccordements concernent le renforcement des capacités de livraison aux distributeurs (renforcement de transformations existantes ou création de postes sources) à Nice, La Ciotat, Marseille et Rousset.

Un projet concerne l'implantation d'une production éolienne à Port-Saint-Louis-du-Rhône.

La performance technique et économique

On distingue deux contraintes principales qui engendrent des coûts de congestion sur le réseau :

- la première est liée à l'insuffisance du réseau 400 kV alimentant les Bouches-du-Rhône, le Var et les Alpes-Maritimes depuis le sud du Vaucluse. Le projet de création de la ligne 400 kV Boutre – Broc-Carros et le renforcement de la ligne 225 kV Boutre – Coudon feront disparaître cette contrainte, l'action de maîtrise de la demande d'électricité mise en œuvre à l'est de la région devant contribuer à repousser sa réapparition à long terme et à en diminuer l'ampleur ;
- la seconde est liée à l'insuffisance de capacité des lignes 225 kV devant écouler l'énergie hydraulique produite dans la vallée de la Durance.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Certains ouvrages, notamment dans la vallée de la Durance, devront faire l'objet d'expertises approfondies, afin d'identifier les travaux à réaliser. Le remplacement du poste de La Ciotat par un nouveau poste situé dans la zone d'activité d'Athélia est également prévu.

Un certain nombre de grands projets sont aussi susceptibles d'influer de manière importante sur les besoins en développement de réseau (projet Iter, développement des transports ferroviaires, projet Euroméditerranée ou projets dans la zone de Fos-sur-Mer).

■ Région

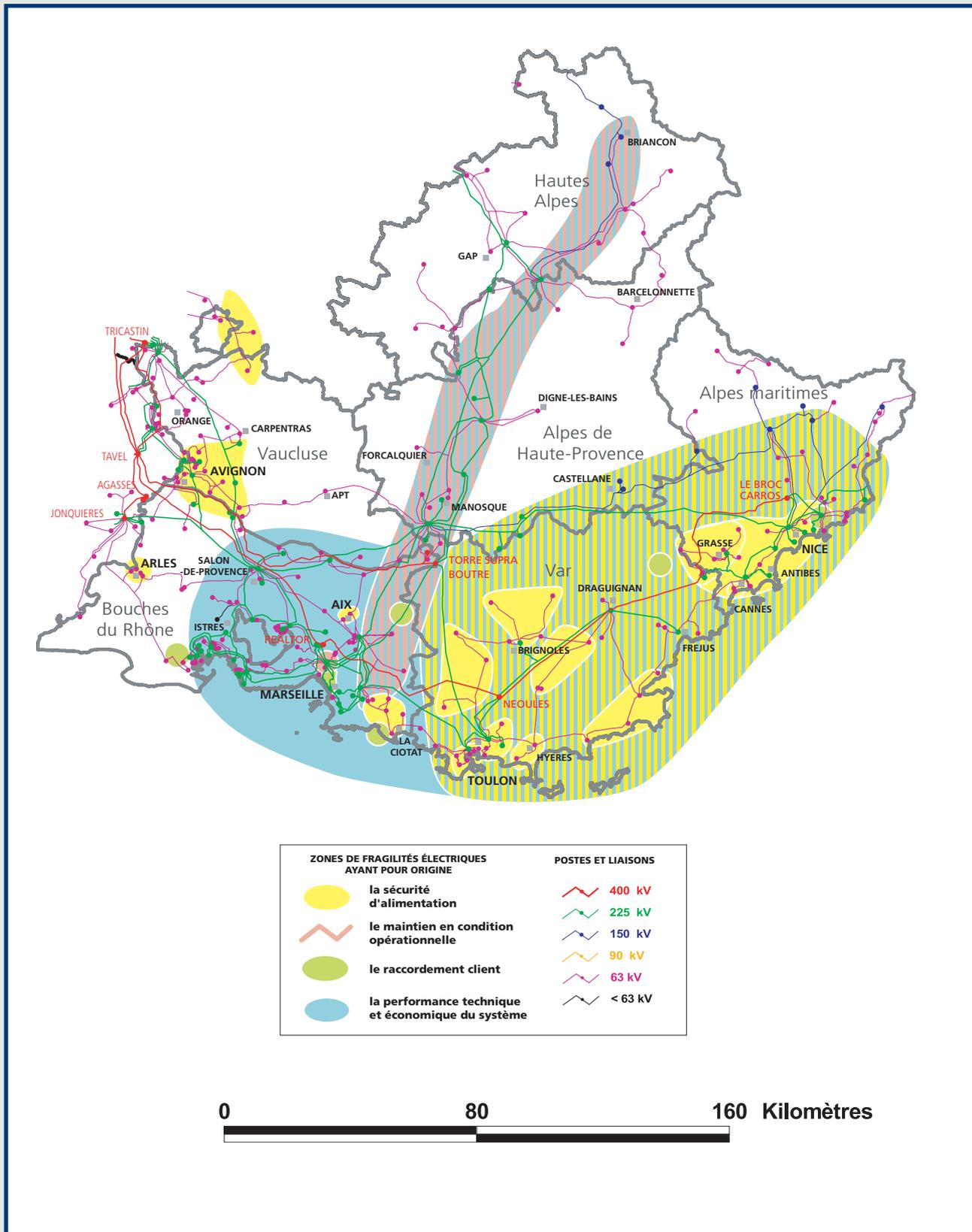
Provence-Alpes-Côte d'Azur

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation Performance	Var et Alpes-Maritimes	Construction de l'axe 400 kV Boutre – Broc-Carros
Sécurité alimentation	Drôme	Renforcement de la ligne Montmartel – Valaurie et installation d'un transformateur-déphaseur à Sainte-Cécile (risques de coupures de la zone de Valréas)
Raccordement client	Bouches-du-Rhône	Raccordement de la ferme éolienne de Port-Saint-Louis-du-Rhône
MCO	Bouches-du-Rhône	Création du poste d'Athélia (vétusté du poste de La Ciotat)



RÉGION PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 20,1 milliards de kilowattheures en 2002. Les départements de la Loire-Atlantique et du Maine-et-Loire représentent environ 52 % de la consommation totale de la région, tandis que la Vendée, la Mayenne et la Sarthe se partagent les 48 % restants. Le taux de croissance moyen annuel en énergie, corrigé des aléas climatiques, est élevé sur la période 1996 à 2001, avec 3,3 % (4,4 % pour la Vendée), contre 2,10 % pour la France. La région se caractérise par une dynamique plus importante dans les secteurs résidentiel et industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir affichent un taux de croissance moyen annuel de 2,6 %, avec une dominante pour la Vendée (3,8 %). Ces valeurs sont supérieures au taux du niveau national fourni par le Bilan prévisionnel (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 %). Cela est dû en particulier aux secteurs tertiaire et résidentiel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 6,9 milliards de kilowattheures en 2002, essentiellement par la centrale thermique (classique) de Cordemais (puissance installée en service de 1 900 MW). Avec une consommation en pointe de l'ordre de 4 300 MW en moyenne, la région est importatrice. Le niveau de production hydraulique n'est pas significatif (de l'ordre de 0,3 % de la production totale).

Les prévisions d'évolution s'appuient essentiellement sur les études de raccordement de production d'origine éolienne. À ce jour, les projets sont concentrés sur l'appel d'offres lancé par le gouvernement (*offshore* et terrestre). De nombreux projets terrestres sont à l'étude ainsi que des études *offshore* au large de la Vendée et au sud du Morbihan.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La région Pays de la Loire est importatrice ; les échanges avec les autres régions (Bretagne, Centre, Poitou-Charentes) se font principalement par les postes d'interconnexion 400 kV situés une boucle Nantes – Saumur – Le Mans – Rennes – Nantes. Un autre poste 400 / 225 kV situé au sud de Niort, Granzay, contribue aussi fortement à l'alimentation de la région.

Dans ces postes, est raccordé le réseau 225 kV dont la mission est d'alimenter les zones fortement consommatrices, et d'irriguer de manière plus fine le territoire grâce aux réseaux 90 kV et 63 kV (haute tension).

La sécurité d'alimentation

Elle concerne les différentes agglomérations de la région (Nantes, Saint-Nazaire – La Baule – Guérande, Angers, Cholet, Le Mans, La Roche-sur-Yon, Laval, Saumur) où, en fonction des dynamiques locales, des renforcements de lignes 90 kV ou de transformation (225 / 90 kV) seront à étudier.

D'autres zones plus larges (Vendée, Pays de Retz) sont également concernées.

Le raccordement des clients

Les raccordements des clients en Pays de la Loire sont divers :

- raccordement SNCF (sous-station à l'étude à proximité de La Roche-sur-Yon pour l'électrification de la ligne TGV Nantes – Les Sables-d'Olonne) ;
- raccordement client GDF (en cours d'instruction dans le département de la Sarthe) ;
- raccordement du poste source EGS (sud et nord-ouest de Nantes, ouest d'Angers).

La performance technique et économique

Le réseau de transport 225 kV situé entre Nantes et Niort devient insuffisant pour bien alimenter la Vendée. Cette situation est aggravée par les forts transits interrégionaux, orientés du Poitou-Charentes vers la Bretagne.

Cela est principalement dû au fort potentiel d'énergie électrique arrivant au sud de Niort (Granzay), combiné au fort appel de la Loire-Atlantique et de la Bretagne sur le poste d'interconnexion et de transformation de Cordemais (la centrale thermique de Cordemais est également raccordée à ce poste).

La problématique éolienne

En janvier 2003, les demandes de raccordement sur la région Poitou-Charentes représentaient soixante-trois projets pour un peu plus de 700 MW, avec une forte concentration en Vendée (*offshore*). Ces demandes ont fait l'objet d'études de raccordement. Il n'y a pas de contrainte d'accueil à ce niveau de production sur le réseau public de transport de la région Pays de la Loire.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Des expertises sont en cours sur certains ouvrages aux abords des zones suivantes : Saumur, Luçon, Pontchâteau, Alençon, Laval.

■ Région

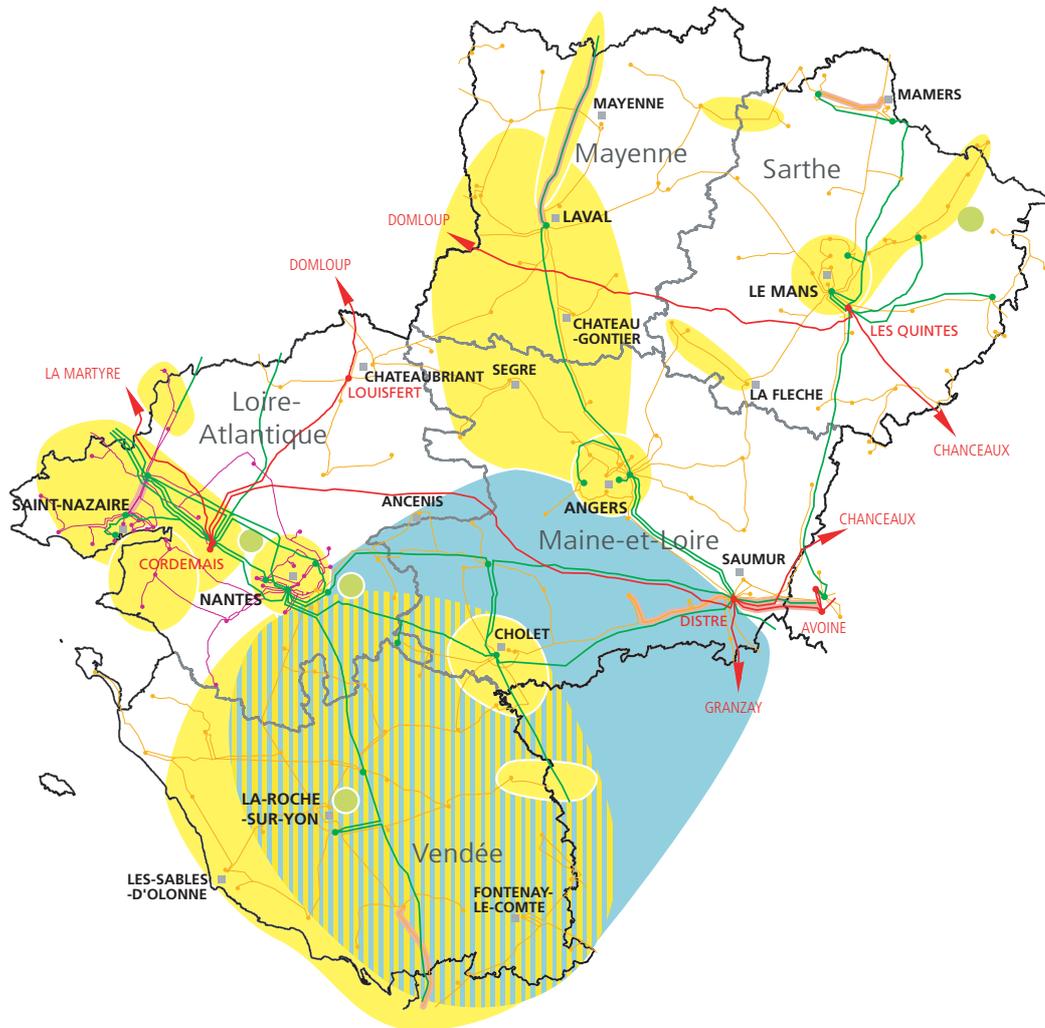
Pays de la Loire

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Loire-Atlantique	Raccordement client EGS : Création du poste source de Saint-Étienne-de-Montluc
Raccordement client	Loire-Atlantique	Raccordement client EGS : Création du poste source de Goulaine
Raccordement client	Maine-et-Loire	Raccordement client EGS : Création du poste source de Saint-Sylvain-d'Anjou
Raccordement client	Vendée	Électrification Nantes – Les Sables (une sous-station SNCF près de La Roche-sur-Yon).
Sécurité alimentation	Loire-Atlantique	Construction d'un poste 225 / 90 kV à Vertou et raccordement de celui-ci au réseau 90 kV (sud de l'agglomération Nantaise)
Sécurité alimentation	Loire-Atlantique	Construction d'une ligne 225 kV Guersac – Pontchâteau (Saint-Nazaire – La Baule – Guérande)
Sécurité alimentation	Vendée, Deux-Sèvres	Création d'un poste 225 / 90 kV à Pouzauges (Val-de-Sèvre) et d'une liaison double 90 kV aérosouterraine Pouzauges – Val-de-Sèvre
Sécurité alimentation	Maine-et-Loire	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV de Corbière (Angers)
Sécurité alimentation	Maine-et-Loire	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV de Clairefontaine (Le Mans)
MCO	Maine-et-Loire	Rénovation de la ligne 90 kV Aubigné – Doué-Distré (à l'est de Saumur)



RÉGION PAYS DE LA LOIRE



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIAISONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et économique du système		90 kV
			63 kV
			< 63 kV



■ Région

Picardie

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 12,2 milliards de kilowattheures en 2002, ce qui représente, en valeurs corrigées, une relative stabilisation de la demande d'électricité depuis 1998.

Les prévisions pour la décennie à venir sont inférieures aux prévisions nationales, de l'ordre de 0,2 % à 0,3 % à l'horizon d'une dizaine d'années, malgré l'installation de zones d'activités qui induisent des taux d'évolution plus importants (jusqu'à + 1,7 %) dans certaines zones d'emploi.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 1,2 milliard de kilowattheures en 2002, provenant de centrales de cogénération situées à Amiens et Pont-Sainte-Maxence : elle importe donc largement son électricité, essentiellement depuis les centrales nucléaires de Penly, Paluel et Gravelines.

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement la production d'origine éolienne, pour laquelle 700 MW sont considérés sur la région, en cohérence avec la Programmation pluriannuelle des investissements de production, et avec la liste des demandes de raccordement arrêtée au premier trimestre 2003.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La sécurité d'alimentation

Des difficultés d'alimentation en régimes d'incidents, parfois couplées à des problèmes de qualité de fourniture, sont d'ores et déjà constatées ou sont prévisibles à moyen terme sur les zones d'Amiens, Montdidier, Saint-Quentin (une croissance très élevée, de l'ordre de 3,5 % est à prévoir à l'avenir dans cette zone) et dans la partie sud de l'Aisne.

Quelques projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire permettront de lever une partie de ces contraintes.

Le raccordement de postes sources

L'évolution de la consommation autour de zones d'activités nécessite la création de postes sources pour alimenter le réseau de distribution (Saint-Quentin Ouest).

La problématique éolienne

Avec les hypothèses retenues (700 MW répartis sur la zone en fonction des demandes de raccordement), des contraintes d'évacuation de la production risquent d'apparaître autour de cinq axes, localisés principalement dans le nord des départements de la Somme et de l'Oise. Si ces demandes sont confirmées, RTE engagera des études approfondies afin de déterminer de façon précise la capacité d'accueil de cette production, et les contraintes engendrées par l'implantation de ces unités sur le réseau amont.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Un certain nombre d'ouvrages 63 kV, 90 kV et 225 kV sont d'ores et déjà identifiés comme devant faire l'objet, à moyen ou long terme, d'actions de renouvellement ou de réhabilitation lourde. Le département de l'Oise est particulièrement concerné (lignes 63 kV Puiseux – Sandricourt, ouvrages 63 kV et 225 kV de la zone de Compiègne, Creil, Clermont et Beauvais), ainsi que l'axe Amiens – Abbeville.

■ Région

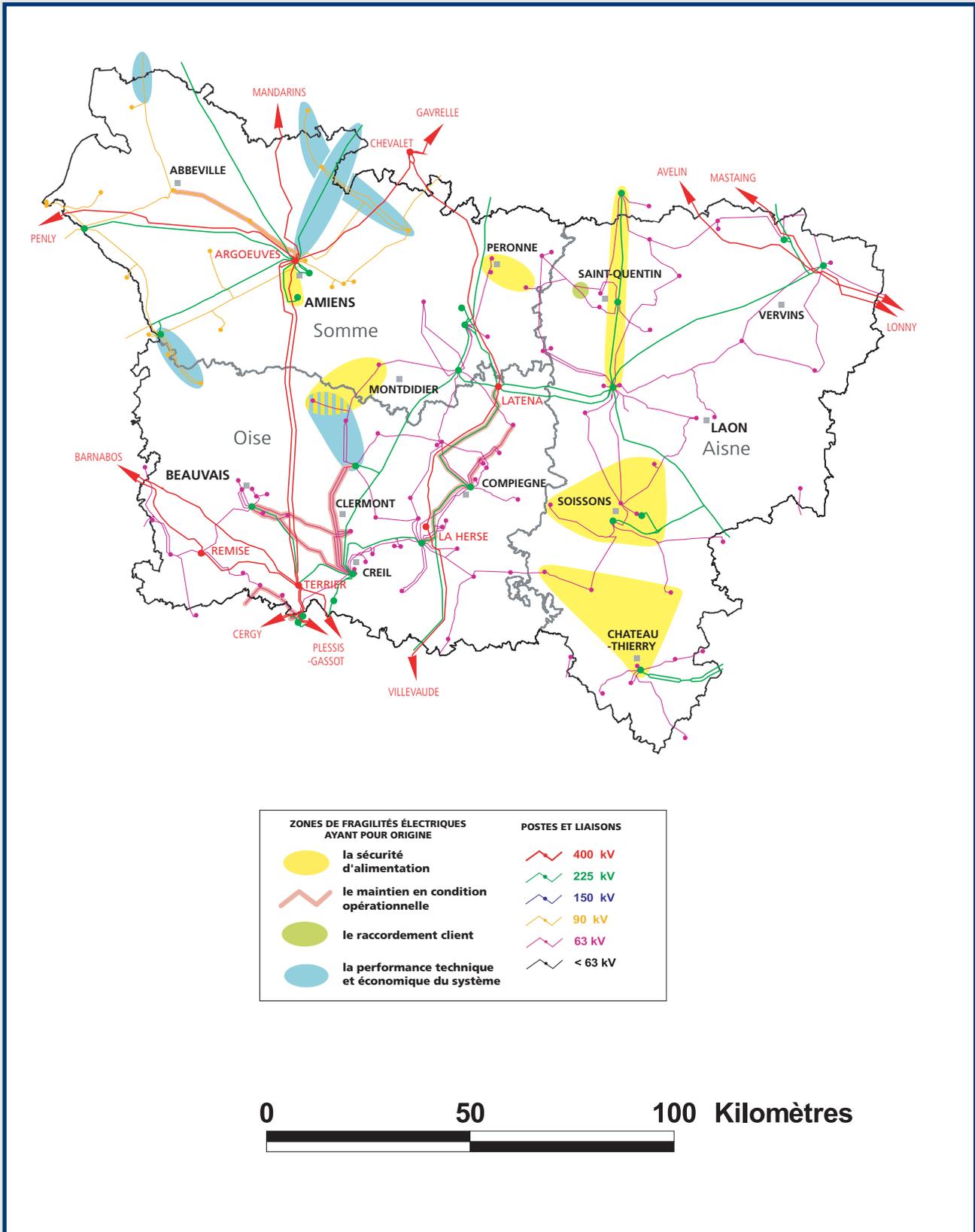
Picardie

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Somme et Oise	Projet de ligne 63 kV Pertain – Hargicourt (sécurisation de l'alimentation d'Hargicourt)
Sécurité alimentation	Aisne	Projet de renforcement du Soissonnais (sécurisation de l'alimentation du Soissonnais et problèmes de qualité de fourniture)
MCO	Somme	Reconstruction de l'axe 90 kV Argoeuve – Ville-le-Marlet – Abbeville
MCO	Oise	Reconstruction des lignes 63 kV d'alimentation des postes de Rantigny et Saint-Sépulcre



RÉGION PICARDIE



■ Région

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique environ 8,2 milliards de kilowattheures en 2002. La Charente-Maritime et la Vienne représentent environ 60 % de la consommation totale de la région, tandis que la Charente et les Deux-Sèvres se partagent les 40 % restants. La croissance interannuelle en énergie, corrigée des variations saisonnières, a été de 1,9 % de 1996 à 2002, contre 2,10 % pour la France. La région se caractérise par une dynamique plus importante dans les secteurs résidentiel et tertiaire que dans le secteur industriel.

Les prévisions pour la décennie à venir affichent un taux de croissance annuel moyen de 1,9 %, avec une dominante pour la Charente-Maritime (+ 2,5 %) et la Vienne (+ 2,3 %). Ces valeurs sont supérieures au taux du niveau national fourni par le Bilan prévisionnel (de 2000 à 2005 : 1,37 % ; de 2005 à 2010 : 1,11 %). Ce phénomène est dû en particulier aux secteurs tertiaire et résidentiel.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 19,4 milliards de kilowattheures en 2002, dont la quasi-totalité par la centrale nucléaire de Civaux. Avec une consommation en pointe de 2 200 MW environ, la région est exportatrice. La production hydraulique est faible (de l'ordre de 15 MW).

Les prévisions d'évolution concernent essentiellement les demandes d'études de raccordement de production d'origine éolienne.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

En Poitou-Charentes, le réseau 400 kV est caractérisé par un axe nord-sud (Chinon – Blayais) et un axe est-ouest (Éguzon – Niort) qui permettent d'évacuer la production des centrales de Civaux, Blayais et Chinon, et d'alimenter globalement la région. Ce réseau, d'une longueur totale estimée à 500 kilomètres (file de pylônes), est relativement jeune, à l'exception de l'axe Cubnezais – Plaud – Éguzon.

Le réseau 225 kV alimente les grands points de consommation tels que Poitiers, Châtellerauld, Niort, Angoulême et La Rochelle.

La sécurité d'alimentation

Les contraintes de transformations THT (400 / 225 kV) de l'ouest de la région Poitou-Charentes génèrent des risques pour l'alimentation des Deux-Sèvres et de la Charente-Maritime (et de la Vendée). La zone de La Rochelle est impactée non seulement par ce problème, mais aussi par la robustesse de son alimentation par la transformation 225 / 90 kV. Les grandes agglomérations de Poitiers et d'Angoulême connaissent le même type de contraintes.

La capacité des ouvrages d'alimentation des zones de Melle, Montguyon, Orangerie, Airvault et de la file 90 kV au nord d'Orangerie ne permet plus de garantir leur sécurité d'alimentation. Il en est de même dans le secteur de Cognac, où les renforcements en cours d'instruction résoudront ces difficultés.

Le raccordement des clients

Le raccordement de la ligne à grande vitesse Sud Europe Atlantique (LGVSEA) est en cours d'étude avec RFF. Des points de raccordement sur le réseau THT sont recherchés entre Tours, Châtellerauld, Poitiers, Angoulême et Bordeaux.

Côté EGS, hormis la création d'un poste source pour EGS Indre-et-Loire à partir du réseau de la Vienne, et la garantie ligne d'un poste source en

Charente-Maritime (Les Minimes), il n'y a pas de programme particulier affiché.

Un poste source, propriété de la Régie des Deux-Sèvres, a été raccordé à l'est de Niort en 2002. Aucune autre demande n'a été formulée depuis.

La performance technique et économique

Les congestions liées à l'évacuation de la production de la centrale nucléaire de Civaux apparaissent sur le réseau 225 kV de la Vienne et des Deux-Sèvres.

La problématique éolienne

En janvier 2003, les demandes de raccordement sur la région Poitou-Charentes représentaient cinquante-huit projets pour un peu plus de 500 MW, avec une forte concentration en Charente-Maritime et dans les Deux-Sèvres. Ces demandes ont fait l'objet d'études de raccordement. Il n'y a pas de contrainte d'accueil à ce niveau de production sur le réseau public de transport de Poitou-Charentes.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Deux lignes 225 kV fragilisent le réseau par leur vétusté : la première au Nord de la Vienne, et la seconde au sud d'Angoulême. De plus, plusieurs ouvrages 63 kV vétustes sur cette agglomération contribuent aux contraintes de la zone.

Des ouvrages 90 kV de l'ouest de la Charente-Maritime fragilisent également les zones de La Rochelle et de Rochefort

Un nombre important de kilomètres de lignes 90 kV sont vétustes dans la région, ce qui laisse présager un long travail de renouvellement pour la remise à niveau du réseau.

■ Région

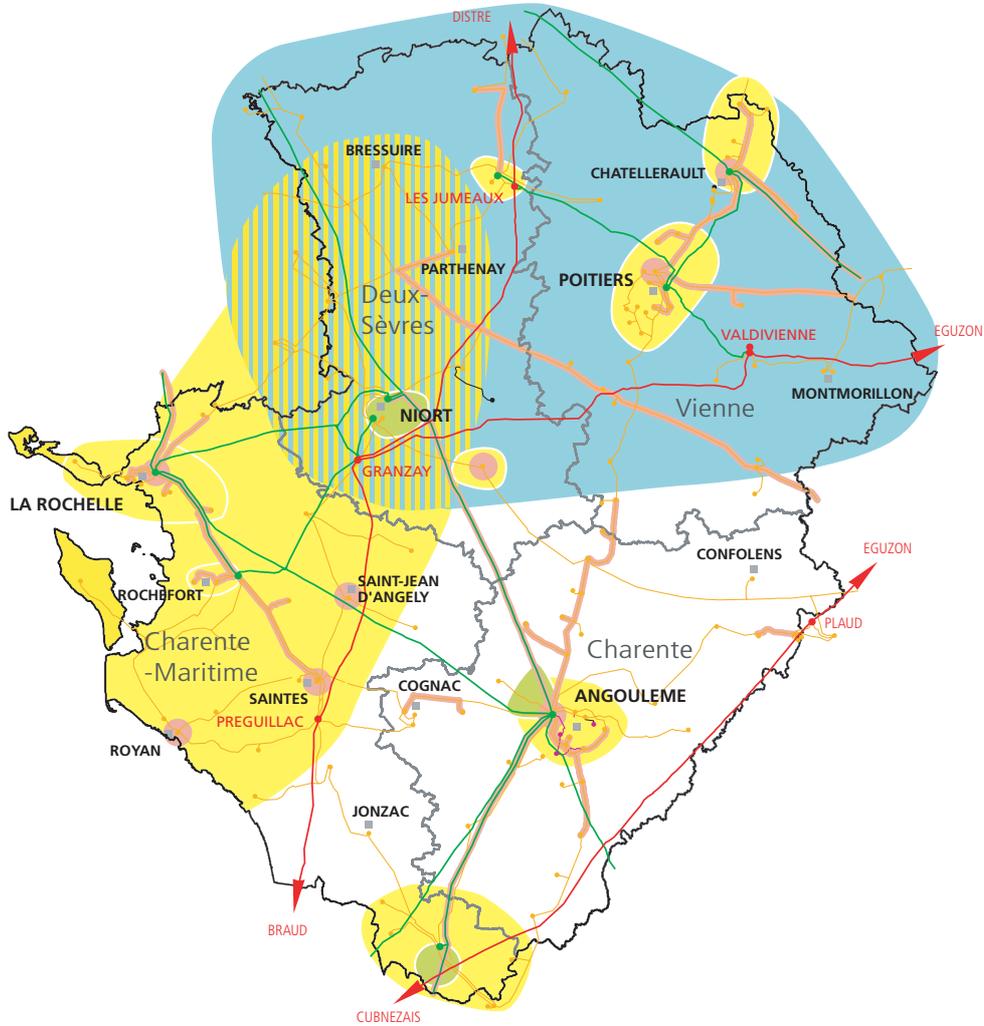
Poitou-Charentes

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Raccordement client	Indre-et-Loire, Vienne (en partie)	Raccordement client EGS : Création d'un poste source 90 / 20 kV à Preuilly-Claise
Raccordement client	Deux-Sèvres	Raccordement client Régie des Deux-Sèvres : Création d'un poste source 90 / 20 kV à Trévins
Raccordement client	Charente-Maritime	Raccordement client EGS : Création d'une deuxième alimentation 90 kV pour le poste source des Minimes
MCO	Charente-Maritime	Reconstruction de la ligne 90 kV Beaulieu – Marans
MCO	Charente	Reconstruction de la ligne 90 kV Chabanais – Loubert
MCO	Charente	Reconstruction du poste de Rabion
Sécurité alimentation	Charente	Construction d'une liaison souterraine 90 kV entre Cognac et Nicerie, avec démontage des deux lignes aériennes Cognac – Nicerie existantes
Sécurité alimentation	Deux-Sèvres	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV à Airvault
Sécurité alimentation	Vendée et Deux-Sèvres	Création d'un poste 225 / 90 kV à Pouzauges (Val-de-Sèvre)



■ RÉGION POITOU-CHARENTES



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	< 63 kV



■ Région

Rhône-Alpes

HYPOTHÈSES

→ CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La région a consommé en énergie électrique 62,4 milliards de kilowattheures en 2002, hors correction des aléas climatiques, soit 15 % de la consommation française. La Drôme, le Rhône et l'Isère représentent 60 % de cette consommation. La croissance annuelle, corrigée des variations saisonnières, a été de 1,8 % de 1990 à 1999, contre 2,4 % pour la France, essentiellement à cause de l'essoufflement du secteur industriel qui couvre plus de la moitié de la consommation d'électricité régionale. Sur cette période, l'augmentation de la population est assez forte : 5,5 % pour une moyenne nationale de 3 %.

Les prévisions pour la décennie à venir sont inférieures aux prévisions nationales (de 2000 à 2005 : 1,10 % pour Rhône-Alpes contre 1,5 % pour la France ; de 2005 à 2010 : 0,90 % pour Rhône-Alpes contre 1,2 % pour la France). Cela s'explique par un taux de croissance faible du secteur industriel, les autres domaines étant conformes aux moyennes nationales.

→ PRODUCTIONS RÉGIONALES

La région a produit 119 milliards de kilowattheures en 2002. Elle réalise un quart de la production d'électricité nationale, et 40 % de la production hydraulique française.

Les prévisions d'évolution se font sur une extrapolation des historiques, avec l'ajout de productions d'origine éolienne. 290 MW de production éolienne ont été placés sur la région (ce qui correspond à une hypothèse de 7 000 MW France en 2010), en cohérence avec les implantations recensées dans les demandes de raccordement de fermes éoliennes faites par les producteurs.



CONTRAINTES OBSERVÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Du fait de sa situation centrale en France comme en Europe, de son tissu industriel très développé et des nombreux sites de production (hydraulique notamment), la région Rhône-Alpes possède un réseau de transport très sollicité, de manières très diverses.

La sécurité d'alimentation et le raccordement des clients consommateurs

Si les évolutions de consommation entraînent des contraintes à des échéances plus ou moins lointaines,

un certain nombre de problèmes d'alimentation existent déjà :

- le bassin annécien (Haute-Savoie) possède une alimentation électrique non sécurisée actuellement. De plus, du fait de la croissance continue des consommations de cette zone, elle atteint progressivement les limites de sa capacité, même à réseau complet. Un projet en cours d'instruction lèvera cette contrainte ;
- la plaine du Forez (Loire) connaît déjà des insuffisances d'alimentation. Le projet Volvon améliorera très notablement la desserte de la zone, mais des difficultés pourraient apparaître à long terme plus au nord en fonction de la dynamique de croissance locale ;
- au nord de Lyon, le réseau est d'ores et déjà exploité à ses limites, et la zone n'est pas sécurisée. Le projet Cailloux-sur-Fontaine permettra de lever cette contrainte d'alimentation ;
- la zone de La Verpillère – Jallieu – La Tour du Pin (Isère) connaît des difficultés d'alimentation dues aux capacités insuffisantes des liaisons 63 kV la desservant. Cette contrainte sera levée par le projet de nouvelle ligne 63 kV Chaffard – Jallieu ;
- l'augmentation continue des besoins en électricité sur la Tarentaise aggrave la contrainte de sécurité d'alimentation existante à Moûtiers (Savoie). Le projet Grand Cœur (passage de 150 à 225 kV) lèvera cette contrainte ;
- au nord-ouest de Vienne (Isère), le projet Estressin lèvera les problèmes de qualité de fourniture de la zone ;
- les environs de Valréas (Drôme) sont exposés, depuis quelques années, à un risque de coupure en cas de

perte d'ouvrage, et les lignes approchent de leur capacité limite à réseau complet. Une étude est en cours afin de statuer sur la solution à apporter ;

- d'autres contraintes d'alimentation moins critiques existent, pour lesquelles les études n'ont, jusqu'à maintenant, pas démontré l'opportunité de réaliser des évolutions de réseau : stations de Morzine et d'Avoriaz (Haute-Savoie), zone de Thonon-les-Bains – Évian (Haute-Savoie), Rumilly (Haute-Savoie) et Beaujolais (Rhône).

D'autres contraintes d'alimentation apparaissent à des échéances moins proches :

- c'est le cas de la région grenobloise (agglomération de Grenoble et vallée du Grésivaudan) : le réseau de cette zone doit permettre à la fois l'alimentation locale mais aussi l'évacuation de la production hydraulique du sud de l'Isère. De ce fait, le réseau 225 kV est fortement sollicité. À court terme (cinq à dix ans) les perspectives de développement industriel au nord-ouest (Minatoc) et au nord-est de Grenoble (microélectronique du Grésivaudan) nécessiteront que RTE procède à des évolutions de réseau, de façon à accompagner le développement économique de la zone ;
- à un horizon de dix à quinze ans, d'autres zones connaîtront des difficultés d'alimentation : zone de Vonnas – Montrevel – Treffort (Ain), zone d'Oyonnax (Ain), vallée de la chimie au sud de Lyon (Rhône) ;
- enfin, au-delà de quinze ans, l'ouest lyonnais (Craponne – Rhône) et la zone Rives – Voiron – Saint-Laurent-du-Pont (Isère) pourront subir quelques difficultés d'alimentation.

La performance technique et économique

Ce type de contrainte se traduit de plusieurs façons en Rhône-Alpes :

- l'actuelle capacité des liaisons franco-italiennes limite les possibilités d'échanges transfrontaliers ;
- en Savoie, une partie du réseau 400 kV existant (axe Chaffard – Grande-Île) est inadaptée, entraînant des congestions de réseau lors des périodes de très forte consommation (stations de pompage, gros clients

■ Région

Rhône-Alpes

Nota : compte tenu des incertitudes sur les puissances et les localisations de certains grands projets ferroviaires de RFF (Lyon – Turin notamment), elles n'ont pas été prises en compte dans ce premier Schéma de développement.

industriels...). Elles occasionnent pour RTE des coûts d'imposition de groupes très élevés (de l'ordre de 10 millions d'euros par an) et lui imposent une exploitation fragilisée du réseau qui peut, dans le pire des cas, aller jusqu'à provoquer une rupture d'alimentation des clients de Rhône-Alpes. Le projet Lyon – Chambéry (remplacement de la ligne 400 kV à un circuit Chaffard – Grande-Île par une liaison 400 kV à deux circuits) permettra de résorber ces difficultés ;

- en été, lors des périodes de forte production hydraulique, les axes d'évacuation de cette production sont exploités à la limite de leur capacité. C'est le cas avec les productions hydrauliques en Ardèche (Ardèche, Chassezac), en Haute-Savoie (vallée de l'Arve, Haute-Tarentaise), dans la Basse-Isère (Isère) et dans le sud de l'Isère (Drac, Romanche). La situation est d'autant plus délicate lorsqu'en plus d'évacuer la production, le réseau doit également permettre les transits d'énergie interrégionaux, les lignes n'étant pas dimensionnées pour ce double usage (axes 225 kV de l'Ardèche et axes 225 kV de l'agglomération grenobloise).

La problématique éolienne

Avec les hypothèses de développement éolien consi-

dérées pour l'exercice du Schéma de développement, le réseau de transport peut accepter sans renforcement le volume éolien (290 MW).

Localement, la création de nouveaux postes pourra être demandée par les producteurs ou par le gestionnaire du réseau de distribution. C'est le cas dans le sud de la Drôme, où des projets éoliens (respectivement 9,75 MW et 10,5 MW) sur les communes de Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine nécessitent la création d'un nouveau poste 63 kV, en coupure de la ligne 63 kV Châteauneuf – Salles – Montmartel.

Le maintien en conditions opérationnelles (MCO)

Certaines liaisons nécessitent des travaux afin d'être maintenues en conditions opérationnelles. C'est le cas pour :

- une grande partie du réseau souterrain 63 kV de Lyon, dont le renouvellement se fera en lien avec les politiques d'aménagement du Grand Lyon ;
- la liaison à deux circuits 150 kV Arlod – Génissiat qui s'avère obsolète, et dont le renouvellement est prévu en 225 kV (projet Arlod) ;
- la liaison 63 kV Aoste – Tour du Pin qui est vétuste.

PROJETS EN COURS DE CONCERTATION OU D'INSTRUCTION RÉGLEMENTAIRE

TYPE	DÉPARTEMENT	PROJET EN COURS
Sécurité alimentation	Isère	Projet Estressin
Sécurité alimentation	Loire	Création du poste 225 / 63 kV Volvon alimenté par ligne 2 x 225 kV Soleil – Volvon (desserte de la plaine du Forez)
Sécurité alimentation	Haute-Savoie	Sécurisation du bassin annécien
Sécurité alimentation	Isère	Projet de ligne 63 kV Chaffard – Jallieu
Sécurité alimentation	Savoie	Passage de 150 à 225 kV de la liaison Albertville – Grand Cœur (alimentation de Moûtiers).
Raccordement client	Rhône	Création d'une injection 225 / 63 kV à Cailloux-sur-Fontaine (sécurisation du nord de Lyon)
Performance	Isère et Savoie	Remplacement de la ligne à un circuit 400 kV Chaffard – Grande-île par une ligne à deux circuits 400 kV
MCO	Rhône	Renouvellement d'une grande partie du réseau souterrain 63 kV de Lyon
MCO	Isère	Ligne 63 kV Aoste – La Tour du Pin
MCO	Haute-Savoie	Reconstruction en technique 225 kV de la ligne 150 kV Arlod – Génissiat



RÉGION RHÔNE-ALPES

